



# Gass i Norge

Vurderinger av alternative løsninger for  
fremføring av gass til innenlandske brukere

*Birger Bergesen*

*Pål Tore Svendsen*

*Asle Selfors*

10  
2004

R  
A  
P  
P  
O  
R  
T



## Rapport nr 10-2004 "Gass i Norge"

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Birger Bergesen

Forfattere: Pål Tore Svendsen, Asle Selfors

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 50 stk.

Forsidefoto: ISBN: 82-410-0508-3  
ISSN: 1501-2832

**Sammendrag:** Status for bruk av naturgass innenlands beskrives. Kostnadene ved transport av naturgass i rør eller i form av LNG eller CNG beskrives, både på generelt grunnlag og anvendt på aktuelle utbyggingsløsninger. Det er beregnet prisnivåer på rørgass, LNG og CNG, samt for alternative energibærere.

Et gassrør til Grenland vil kunne forenkle transporten av energi og råvarer til industrien i Grenlandsområdet. NVEs konklusjon er at både kombirør (rør for transport av både metan, etan og LPG) og tørrgassrør er ulønnsomme gitt dagens markedspotensial og betalingsvillighet. Prosjektøkonomisk gir et kombirør en negativ nåverdi i størrelsesorden 2 milliarder kroner, mens samfunnsøkonomisk nåverdi blir i størrelsesorden minus 1,5 milliarder kroner. Transportkostnader, markedsforhold og øvrige egenskaper ved LNG-løsninger har vist seg å gjøre LNG kostbart som forsyningsalternativ for prosessindustrien i Grenland, mens CNG har potensial til å kunne bli det beste alternativet for tørrgasstransport til Grenland ved dagens volumer.

LNG fra Zeebrugge kan gi konkurransedyktige forsyningsløsninger i en Sørlig skipsrute. LNG fra Snøhvit kan gi konkurransedyktige forsyningsløsninger i en Nordlig skipsrute. En forutsetning for å være konkurransedyktig er at en evner å prisdifferensiere mellom gasskjøperne.

**Emneord:** Gass, naturgass, gasstransport, gasspriser, gassdistribusjon, LNG, CNG, transportkostnader

Norges vassdrags- og energidirektorat  
Middelthuns gate 29  
Postboks 5091 Majorstua  
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95  
Telefaks: 22 95 90 00  
Internett: [www.nve.no](http://www.nve.no)

Mars 2004

## Innholdsfortegnelse

Side

FORORD.....	1
SAMMENDRAG .....	2
1    INNLEDNING.....	5
2    SENTRALE PROBLEMSTILLINGER .....	7
2.1    Grunnlag for lønnsom transport av gass	7
2.2    Gassmarkeder innenlands	8
2.3    Transport- og distribusjonskostnader	9
2.4    Referansepriser på naturgass	9
2.5    Rammebetingelser og samfunnsøkonomiske effekter	9
3    STATUS, PLANER OG AKTUELLE UTVIKLINGSMULIGHETER .....	11
3.1    Historikk og status	11
3.2    Kjente utviklingsplaner	13
3.3    Aktuelle utbyggingsmuligheter	14
3.3.1    Teknisk potensial for bruk av gass	14
3.3.2    Områder som ikke vurderes nærmere	15
3.3.3    Markedspotensial for bruk av gass - aktuelle prosjekter	15
4    KOSTNADER FOR GASSTRANSPORT .....	17
4.1    Transport av naturgass	17
4.2    Transport i gassrør	17
4.2.1    Gassrør til Grenland	17
4.2.2    Grenrør	19
4.3    Transport av LNG	20
4.4    Transport av CNG	21
5    ENERGIPRISER LEVERT TIL INNENLANDS MARKED.....	23
5.1    Priser på konkurrerende energibærere	23
5.2    Priser i det europeiske gassmarkedet	23
5.3    Priser på rørgass i Norge	24
5.4    Priser på LNG i Norge	26
5.4.1    Zeebrugge	26
5.4.2    Melkøya / Snøhvit	26
5.4.3    Konklusjon for priser på LNG	26
5.5    Priser på CNG i Norge	27
6    LØNNSOMHETSVURDERING AV TRANSPORTALTERNATIVER.....	28
6.1    Grenland	28
6.1.1    Gassaktører i Grenlandsindustrien	28
6.1.2    Volumer og betalingsvillighet for gasstransport	30
6.1.3    Lønnsomhetsvurdering for kombirør	30
6.1.4    Lønnsomhetsvurderinger av tørrgassløsninger	32

6.1.5	Vurdering av tørrgassrør vs kombirør	35
6.1.6	Gassrør Gøteborg – Grenland	35
6.1.7	Grenrør til brukere rundt Oslofjorden	36
6.1.8	Muligheter for vekst i behovet for naturgass	37
6.2	Ruter for LNG og CNG	38
6.2.1	Aktører i det norske gassmarkedet	39
6.2.2	Utfordringer ved kjøp av LNG til LNG-ruter	40
6.2.3	Utfordringer ved salg av LNG i LNG-ruter	40
6.2.4	LNG – Sørlig rute (Egersund - Oslo)	41
6.2.5	LNG – Nordlig rute (Trondheimsfjorden - Nordland)	42
6.2.6	Konklusjon LNG – ruter	43
6.2.7	CNG – ruter	43
6.3	Andre gassrørløsninger	44
6.3.1	Gassrør for forsyning av Bergensområdet	44
6.3.2	Gassrør Tjeldbergodden – Trondheim	45
6.3.3	Gassrør Kollsnes – Mongstad	45
7	SAMFUNNSØKONOMI.....	47
7.1	Metode	47
7.1.1	Avgifter på energibærere	47
7.1.2	Miljøkostnader	47
7.1.3	Utslipp forbundet med transport	48
7.1.4	Kalkulasjonsrente	48
7.1.5	Økonomisk levetid og restverdi	49
7.2	Andre forhold	49
7.2.1	Forsyningssikkerhet og nettkostnader	49
7.2.2	Industriutvikling og sysselsetting	50
7.2.3	Økt aktivitet som følge av introduksjon av gass	50
7.2.4	Et eksempel: Infrastruktur for gass i Danmark	50
7.3	Gassforsyning til Grenland	51
7.4	LNG-ruter	53
7.4.1	Sørlig rute	53
7.4.2	Nordlig rute	53
	FIGURER OG TABELLER.....	54
	REFERANSER .....	55
	VEDLEGG: DEFINISJONER OG DATA .....	56

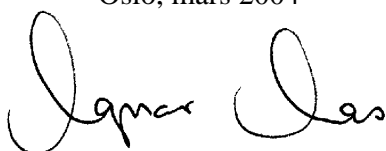
## Forord

NVE har gjennomført denne utredningen på oppdrag fra og etter anvisning fra OED. Bakgrunnen for utredningsarbeidet er behandlingen av Stortingsmelding nr. 9 (2002-2003) "Om innenlands bruk av naturgass mv." i mars 2003. I forbindelse med behandlingen ba Stortinget (jf. vedtak nr. 347) Regjeringen om å "utrede alternative løsninger for hvordan gass kan føres frem til aktuelle innenlandske brukere, herunder rørtraseer, LNG- og CNG-anlegg, og hvordan gassen kan distribueres fra ilandføringsstedene." Vurderinger av økonomiske sider av slik infrastruktur, inkludert lønnsomhetsbetraktninger var også en del av oppdraget NVE mottok.

Utredningsarbeidet ble delt i fem delprosjekter; identifisering av aktuelle innenlandske gassbrukere og anslag på sannsynlig gassforbruk, beregning av kostnader for fremføring av LNG til aktuelle brukere, beregning av kostnader ved fremføring av gass i rør til aktuelle brukere, beregning av kostnader ved å føre fram CNG til aktuelle brukere og en samfunnsøkonomisk vurdering av de ulike alternativene.

Vurderinger og beregninger i prosjektet er gjort med bistand fra følgende konsulent- og forskningsmiljøer: Econ analyse, Marintek, PriceWaterhouseCoopers, Aker Kværner Technology, Eclipse Energy Group, Transportøkonomisk institutt, Atina, KanEnergi og Kjelforeningen Norsk Energi.

Oslo, mars 2004



Agnar Aas  
vassdrags- og  
energidirektør



Marit Lundteigen Fossdal  
avdelingsdirektør

# Sammendrag

## Innledning

NVE har gjennomført denne utredningen på oppdrag fra og etter anvisning fra OED. Bakgrunnen for utredningsarbeidet er behandlingen av Stortingsmelding nr. 9 (2002-2003).

Utredningen tar ikke for seg industri- og næringspolitiske sider ved utbygging av gassinfrastruktur. Gassinfrastruktur har imidlertid viktige perspektiver i seg som går utover kostnader og miljøeffekter, som er det NVE har lagt vekt på.

Utredningen innledes med en oversikt over problemstillinger ved beregninger av lønnsomheten ved investeringer i gassinfrastruktur og salg av naturgass til norske brukere (Kap. 2). Det beskrives også en modell for beregning av gasskjøpernes betalingsvillighet for gasstransport.

## Status, planer og aktuelle utbyggingsmuligheter

Status for bruk av naturgass innenlands beskrives i Kap. 3, inkludert hvilke planer som eksisterer i forholdsvis nær fremtid. På basis av eksisterende og besluttede prosjekter vil gassmengder i størrelsesorden 100 MSm<sup>3</sup> årlig bli omsatt innenlands de nærmeste årene (i tillegg til de om lag 700 MSm<sup>3</sup> som benyttes på Tjeldbergodden og våtgassen som brukes av industrien i Grenland). Videre gir NVE sin vurdering av hvilke løsninger for innenlands gassforsyning som bør studeres nærmere, basert på studier av teknisk potensial for utnyttelse av gass.

## Kostnader for gasstransport

Kostnadene ved transport av naturgass i rør eller i form av LNG (flytende, nedkjølt naturgass) eller CNG (komprimert naturgass), beskrives i Kap. 4, dels på generelt grunnlag og dels anvendt på de aktuelle utbyggingsløsningene beskrevet i Kap. 3. Årlige gassvolum, transportavstand og antall forsyningssteder er viktige faktorer for å avgjøre hvilke teknologier som kan tilby de gunstigste transportkostnadene.

## Energipriser levert til innenlands marked

På bakgrunn av analyser utført av Eclipse Energy Group er det i Kap. 5 beregnet prisnivåer på rørgass, LNG og CNG levert fra norske og utenlandske gassterminaler, samt for alternative energibærere. Analysen viser at prisen på de fleste energibærerne er sensitive i forhold til endringer i prisen på råolje, og at analyser av fremtidig lønnsomhet må gjøres med et bevisst forhold til forventningene om fremtidig pris på råolje. Analysen viser også at LNG har en merpris estimert til om lag 23 øre/Sm<sup>3</sup> levert fra gassterminal i Zeebrugge i forhold til rørgass fra Kårstø. Dette skyldes at kjøp av LNG vil være dyrere enn kjøp av rørgass i Zeebrugge og at gass på Kontinentet har en høyere verdi enn gass ved gassterminal i Norge.

I rapporten er det forutsatt at naturgass solgt fra gassterminaler i Norge ikke belastes med betaling for transport fra terminalene på Kårstø og Kollsnes ned til landingspunktene for norsk gass i Europa. Dette fradraget har vært praktisert for gasskjøpere i Norge frem til nå. Dersom denne forutsetningen skulle endres for fremtidige gasskjøpere, vil dette i sterk grad svekke muligheten for å etablere ny infrastruktur i Norge basert på gass fra disse terminalene.

## Prosjektøkonomi og samfunnsøkonomi i aktuelle alternativer

I vurderingene, både de prosjektøkonomiske (bedriftsøkonomiske vurderinger av transportprosjektene) og de samfunnsøkonomiske, er det lagt til grunn en rekke forutsetninger, f.eks. kostnader for kjøp av LNG eller samlet investeringsbehov for kombirør Kårstø - Grenland. Det ligger i varierende grad usikkerhet i disse forutsetningene, bl.a. finnes det ikke et åpent LNG-marked å hente prisforutsetninger fra og det finnes investeringselementer som krever grundigere

kostnadsanslag enn det NVE har hatt muligheter for å utarbeide. NVE mener allikevel å ha utarbeidet et godt kvalitetssikret og balansert datagrunnlag for sine analyser.

Den samfunnsøkonomiske analysen avviker først og fremst fra den prosjektøkonomiske analysen ved ulik håndtering av avgifter på energibærere og miljøkostnader knyttet til ulike former for utslipp. Samfunnsøkonomiske effekter av de analyserte utbyggingsløsningene er beregnet for gassforsyning til Grenland og kystruter for LNG. Med unntak for en Nordlig rute for LNG endres ikke konklusjonen om hvorvidt en gasstransportløsning er lønnsom eller ikke ved å gå fra et prosjektøkonomisk til et samfunnsøkonomisk perspektiv.

Den samfunnsøkonomiske analysen er begrenset til å omfatte kvantifiserbare samfunnsøkonomiske størrelser. Gevinster knyttet til fremtidige muligheter med hensyn på industrietablering og fordelings- og sysselsettingseffekter er ikke med i analysen.

De belyste gassrøralternativene preges av svak lønnsomhet. Hovedårsakene til dette er at for gassrør er volumene små i forhold til kapasiteten i rørene, at det finnes infrastruktur for konkurrerende energibærere allerede og at Norge er et geografisk utfordrende land å transportere gass i, med små og spredte energibrukere.

### Grenland

**Gassrør.** Et gassrør til Grenland vil kunne forenkle transporten av energi og råvarer til industrien, og vil være et grunnlag for å vurdere videre industriutbygging i Grenlandsområdet. Analysen tar utgangspunkt i en estimert betalingsvillighet for gasstransport for industrien i Grenland på 25 øre/Sm<sup>3</sup> for tørrgass og 165 kr/tonn for våtgass. NVEs konklusjon er at både kombirør (rør for transport av både metan, etan og LPG) og tørrgassrør er ulønnsomme gitt dagens markedspotensial og betalingsvillighet, både prosjektøkonomisk og samfunnsøkonomisk. Prosjektøkonomisk gir et kombirør en negativ nåverdi i størrelsesorden 2 milliarder kroner, mens samfunnsøkonomisk nåverdi blir i størrelsesorden -1,5 milliarder kroner. En økning fra det markedet som utgjøres av at eksisterende industri kan bytte til naturgass (om lag 560 MSm<sup>3</sup> tørrgass årlig) til om lag 1700 MSm<sup>3</sup> årlig (tilsvarende et nytt 800 MW gasskraftverk), gir et marginalt lønnsomt kombirør. Da er det forutsatt at dette gassforbruket fases inn 5 år etter oppstart av gassrøret, konstant betalingsvillighet for transport av tørrgass og våtgass og at dette gassforbruket øker rørets økonomiske levetid til totalt 25 år. For å få lønnsomhet i et tørrgassrør kreves et årsvolum i overkant av 1300 MSm<sup>3</sup> (fra første dag).

**LNG.** Transportkostnader, markedsforhold og øvrige egenskaper ved LNG-løsninger har vist seg å gjøre LNG kostbart som forsyningsalternativ for prosessindustrien i Grenland.

**CNG** har potensial til å tilby de laveste transportkostnadene for naturgassvolumer opp mot 1000 MSm<sup>3</sup>, og dermed til å kunne bli det beste alternativet for tørrgasstransport til Grenland ved dagens volumer. Skipsbasert CNG-transport i denne størrelsesorden er hittil ikke demonstrert i praksis.

**Grenrør** videre fra et eventuelt rør til Grenland virker i utgangspunktet ikke å kunne bli lønnsomme. Dersom transportkostnaden i røret Kårstø - Grenland kommer ned mot 25 øre/Sm<sup>3</sup> (for eksempel som følge av økt transportert volum), kan grenrør til Kristiansand og Østfold vise seg prosjektøkonomisk interessant.

**Gøteborg.** Det er også sett på en alternativ mulighet for å levere gass til Grenland, ved å bygge et rør mellom Gøteborg og Grenland. Dersom etablering av et gassrør til Grenland vurderes som interessant, bør dette alternativet vurderes nærmere.

## Kystruter for LNG/CNG

Kap. 6.2 beskriver muligheten for å forsyne brukere langs kysten i Norge ved hjelp av LNG eller CNG. Det må understrekes at både småskala LNG og CNG er nye konsepter som er beheftet med høyere kostnadsmessig usikkerhet enn gassrør.

**Sørlig rute.** Med utgangspunkt i LNG-leveranser fra Zeebrugge eller Isle of Grain (UK), kan LNG under gitte betingelser tilby konkurransedyktige forsyningsløsninger i forhold til alternativer som fyringsolje i en rute omkring Oslofjorden og på Sørlandet. En slik rute kan også inkludere brukere langs vestkysten av Sverige, og derved oppnå større gassvolum og bedret lønnsomhet. Gjennom analysen er det vist at betalingsvilligheten for LNG-transport med skip er høyere enn hva slik transport vil koste, og at den derfor kan være lønnsom. Oppbyggingstakt, priser på LNG og muligheter for økte fremtidige avgifter på gass skaper imidlertid usikkerhet og risiko for mulige investorer. Slik NVE har analysert ruten, vil bruk av tung fyringsolje i utstrakt grad bli substituert med gass, slik at Sørlig rute også vil føre med seg visse samfunnsøkonomiske gevinster.

**Nordlig rute.** LNG kan tilby konkurransedyktige forsyningsløsninger for brukere på strekningen Trondheim – Narvik, sannsynligvis også sørover i Møre og Romsdal. NVEs utredninger tyder på at betalingsvilligheten for slik gasstransport er større enn kostnadene, og at forutsetningene for lønnsomhet dermed er til stede. Det synes imidlertid ikke opplagt at LNG kan hentes fra Snøhvit/Melkøya til kommersielle og operasjonelle betingelser som gjør en slik rute interessant. Eksport av LNG med jernbanetransport fra Narvik til svenske og finske kjøpere vil kunne danne et viktig økonomisk fundament for en Nordlig rute. De samfunnsøkonomiske beregningene viser at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten er svakere enn den prosjektøkonomiske.

**CNG-ruter.** Et konsept med distribusjon av CNG i skip fram til brukere i Grenland og Østfold er også vurdert. Ut fra Aker Kværners foreløpige vurdering av konseptet vurderer NVE CNG til flere steder å kunne være konkurransedyktig med andre gasstransportløsninger.

## Andre gassrør

Rapporten behandler også planer for transport av gass med rør som leverer begrensede volum over relativt korte avstander. Dette er gjort i Kap. 6.3. For et gassrør fra Kollsnes til Bergen og fra Tjeldbergodden til Trondheim er konklusjonen at dette ikke vil være lønnsomt grunnet små gassvolumer. Videre beskrives kort planer for et gassrør Kollsnes - Mongstad til forsyning av et kraftvarmeverk på Mongstad.



# 1 Innledning

Stortingsmelding nr. 9 (2002-2003) ”Om innenlands bruk av naturgass mv.”, ble behandlet i Stortinget i mars 2003. I meldingen beskrives Regjeringens strategi for bruk av naturgass, karakterisert ved at man ønsker å legge til rette for:

- at naturgass i større grad tas i bruk til innenlands verdiskaping
- at det etableres rammebetingelser som gjør det mulig å realisere gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering
- økt satsning på hydrogen
- styrket innsats for sterkere grad av kraftoverføring fra land til petroleumsvirksomheten

I forbindelse med behandlingen ba Stortinget (jf. vedtak Nr. 347) Regjeringen om å ”*utrede alternative løsninger for hvordan gass kan føres frem til aktuelle innenlandske brukere, herunder rørtraseer, LNG- og CNG-anlegg, og hvordan gassen kan distribueres fra ilandføringsstedene.*”

Videre ble Regjeringen i samme vedtak bedt om å ”*vurdere de økonomiske sidene ved utbygging av slik infrastruktur, inklusive lønnsomhetsbetraktninger, og utrede ulike finansieringsformer med statlig deltakelse, herunder opprettelse av et statlig eierselskap for slik infrastruktur, og komme tilbake til Stortinget med disse vurderingene så snart det lar seg gjøre, men senest i løpet av våren 2004. Utredningen skal samordnes i tid med hydrogenutvalgets arbeid. Regjeringen bes om å legge vekt på finansiell risiko og langsiktighet, verdiskapning og industriutvikling i et langsiktig perspektiv, samt miljømessige konsekvenser og perspektiver.*”

Det ble også gjort andre vedtak som knytter seg til temaene over, bl.a. når det gjelder bygging av gassdrevne ferger, opprettelse av et statlig innovasjonsselskap for miljøvennlig gassteknologi i Grenland og et kompetansesenter for sluttbrukerteknologi på Haugalandet i Rogaland.

I brev fra Olje- og energidepartementet (OED) av 10. juni 2003, gis NVE ansvaret for å utrede de økonomiske sidene ved ulike løsninger for fremføring av naturgass til aktuelle innenlandske brukere, primært rørtransport og LNG-løsninger. Senere har OED og NVE blitt enige om å inkludere CNG-løsninger som del av utredningen.

I oppdraget fra OED ble det angitt premisser for utredningsarbeidet:

\* *Identifisering av aktuelle innenlandske brukere.* NVE ble her bedt om å utvikle en metodikk som begrunner valg av brukere, steder og regioner som vurderes som aktuelle for å ta i bruk naturgass. Som en minimumsløsning anga man fra OEDs side områdene rundt ilandføringsstedene (Kårstø, Kollsnes, Tjeldbergodden, Hammerfest/Melkøya), Grenlands- og Østlandsområdet, Trondheim og Nordland.

\* *Kostnader ved LNG-transport.* Kostnadene for LNG-transport henger nært sammen med mulige salgsvolumer, avstander, antall leveringssteder mm. NVE ble derfor bedt om å analysere kostnader knyttet til noen foreslåtte LNG-ruter, dvs. et utvalg av brukere/leveringssteder knyttet sammen i et skipsbasert transportsystem.

\* *Kostnader ved LNG vs. rør.* NVE ble bedt om å undersøke og sammenligne kostnader for LNG-løsninger og gassrør i tilfeller der årlige gassvolumer og avstander tilsier en kostnadmessig konkurransesituasjon. I denne sammenheng ble det fra OEDs side foreslått å vurdere relasjonene Kollsnes – Bergen, Kårstø – Grenland / Østlandet og Tjeldbergodden – Trondheim.

\* *Samfunnsøkonomiske vurderinger.* For å imøtekomme Stortingets informasjonsbehov ble NVE også bedt om å gjennomføre samfunnsøkonomiske analyser etter nærmere drøftelser med departementet.

NVE ble gitt ansvaret for å gjennomføre utredningsarbeidet, dels ved hjelp av egne ressurser og dels ved bruk av eksterne konsulenter. Med utgangspunkt i de ulike utredningsdelene nevnt over, ble NVE også bedt om å sammenstille en samlet vurdering av arbeidet (denne rapporten). I løpet av utredningsarbeidet har OED bedt om at rapporten fremstilles på en slik måte at den kan legges frem som vedlegg til en Stortingsmelding om temaet.

Rapporten har til hensikt å gi svar på spørsmålene Stortinget uttrykte gjennom vedtaket referert over, samtidig som den skal følge opp oppdraget fra OED mht. premisser, innhold og format. NVE har hatt betydelig frihet i hvordan de ovenfor beskrevne oppgaver har blitt besvart, og rapporten beskriver hvordan NVE har valgt å analysere de ulike problemstillingene.

## 2 Sentrale problemstillinger

### 2.1 Grunnlag for lønnsom transport av gass

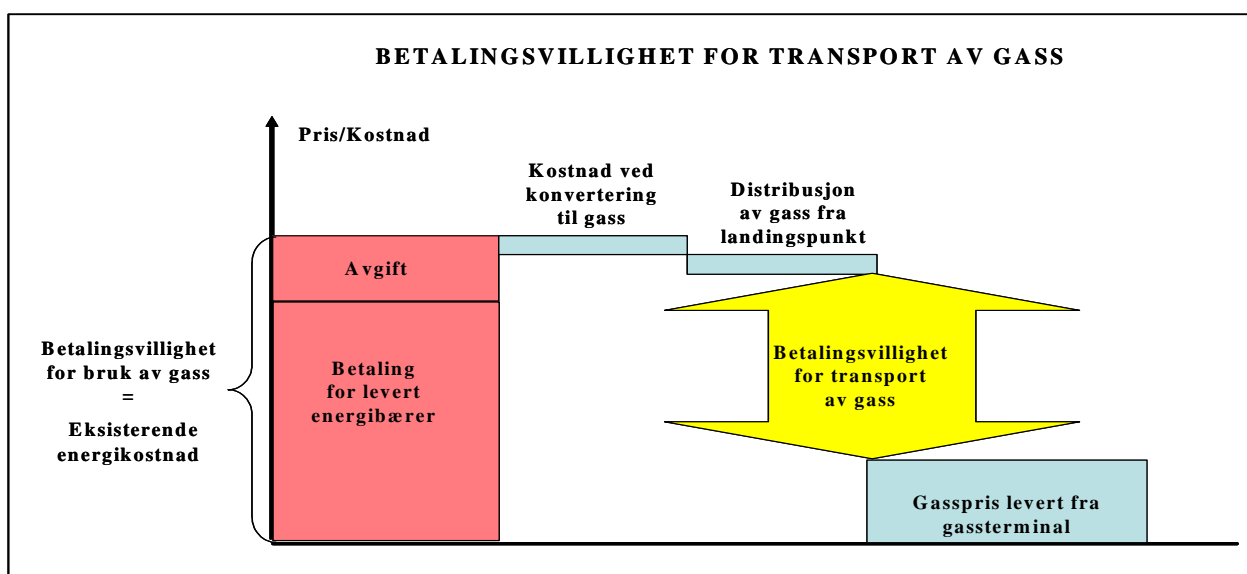
De siste 15-20 årene har vekslende flertall på Stortinget ønsket at de norske gassressursene i større grad skal bli nyttiggjort innenlands, enten til energiproduksjon, som transportdrivstoff eller som råstoff til ulike industriprosesser.

Lønnsomheten ved investeringer i gassinfrastruktur og salg av naturgass til norske brukere bestemmes av en rekke forhold, hvorav fire er særlig viktige:

- Gassmarkedets størrelse og betalingsvillighet (avhenger blant annet av kostnader for alternative energibærere/brensler)
- Kostnader for transport og distribusjon
- Innkjøpspris for gass (i engrosmarkedet)
- Rammebetingelser (tilskudd til infrastruktur, avgifter, CO<sub>2</sub>-kvoter mm)

Det viser seg at transportert gassvolum er spesielt viktig i lønnsomhetsvurderingene av gasstransportløsninger. Det er nødvendig å ha en tilstrekkelig mengde gass å fordele investeringskostnadene på, for at gassen skal være konkurransedyktig.

Differansen mellom gasspriser levert norske sluttbrukere og engrospriser for gass i Europa (gasspris levert fra terminal) må dekke kostnader for transport, distribusjon av gass fra landingspunkt og kostnad ved konvertering til gass (det er i NVEs arbeid stort sett antatt at prosessfordeler for den enkelte bedrift oppveier de kostnadene virksomhetene har når det gjelder å ta gass i bruk). Å anslå nivået for de forskjellige gassbrukernes betalingsvillighet, og vurdere om disse er tilstrekkelige til å dekke de beregnede kostnadene for levering av gass via gassrør eller LNG-/CNG-løsninger, har vært en hovedproblemstilling i NVEs arbeid. Figur 2.1 viser hvordan en kan regne seg frem til hva en gasskunde kan betale for gasstransport gitt betalingsvilligheten for gass (basert på at kunden skal ha uendret eller lavere total energikostnad). Dette anslaget kalles videre i rapporten for *betalingsvillighet for transport av gass* og kan være høyere eller lavere enn de beregnede transportkostnadene.



Figur 2.1 Betalingsvillighet for transport av gass

Betalingsvilligheten for transport av gass (gul pil i figuren) viser hvor mye en gasskunde kan være villig til å betale for gasstransport, før han heller velger en alternativ energibærer. Den beregnes ut fra betalingsvilligheten for bruk av gass som er lik kostnaden for alternativ energibærer (dvs. den kostnaden kunden har i dag ved bruk av for eksempel olje eller elektrisitet) levert hos kunden. Fra denne betalingsvilligheten (for bruk av gass) trekkes eventuelle kostnader kunden vil ha ved å konvertere til gass, samt kostnader ved distribusjon fra landingspunkt i området til kundens vegg. Hvis en så i den andre enden trekker fra gassprisen levert fra gassterminal (for eksempel Kårstø eller Melkøya), får man et estimat for hva kunden maksimalt kan være villig til å betale for gasstransporten.

Betalingsvilligheten for transport av gass sammenlignes med de beregnede transportkostnadene for å vurdere om det er grunnlag for en lønnsom gasstransport. Hvis betalingsvilligheten for transport er høyere enn kostnadene ved transport, er det grunnlag for lønnsom gasstransport.

Dersom beregnet kostnad for transport av gass er lavere enn betalingsvilligheten for transport, oppstår et overskudd som kan fordeles mellom transportør (produsentoverskudd) og gasskjøper (konsumentoverskudd). Tautrekking om denne gevinsten og fordelingen av denne representerer en utfordring for beregningsarbeidet. Det er ikke lagt vekt på å estimere hvordan denne fordelingen av gevinst vil bli (som resultat av konkrete prisforhandlinger), *men det vurderes ikke som realistisk for en investor i for eksempel en LNG-rute å oppnå en pris tilsvarende den maksimale betalingsvilligheten for gasstransport hos den enkelte gasskunde.*

I noen tilfeller vil norske aktører med høye potensial for gassbruk vise til europeisk prisnivå, og hevde at dette er det maksimale man kan betale for gass levert i Norge. Alternativet deres kan være å flytte virksomhet til steder i Europa der gassprisene er gunstige. Under denne forutsetningen kan betalingsvilligheten for bruk av gass og dermed også transport av gass være relativt lav. Betalingsvilligheten for transport av gass vil også bli lav, relativt sett, for brukere som i dag ikke betaler avgifter på bruk av fyringsolje. Dette gjelder i første rekke treforedling og fiskeoljefabrikker.

## 2.2 Gassmarkeder innenlands

For å etablere nye markeder søker selgere av gass å finne frem til store enkeltkunder, gjerne industri med stort varmebehov der gass kan overta for olje eller elektrisitet. Siden et norsk gassmarked i første omgang kan forventes å utvikle seg omkring eksisterende industrivirksomhet, har NVE i sine vurderinger tatt utgangspunkt i industristrukturen, i første rekke langs kysten. Dette skyldes at det er her man finner mange relativt store brukere som kan benytte seg av sjøveis gasstransport. På denne bakgrunn har NVE søkt å kartlegge energibruk, konverteringsmuligheter og betalingsvillighet hos større industribedrifter i de mest aktuelle områdene for gassinntroduksjon.

Betingelsen for at industriaktørene vil kjøpe gass, er at gassen levert til bruker i seg selv, eller kombinert med eventuelle prosess tekniske fordeler den fører med seg, kan konkurrere med alternativene. Ser man på lokale og regionale markedspotensialer, vil eventuelle prosess tekniske og andre fordeler ved gass slå ulikt ut hos de forskjellige brukertypene. NVE har derfor valgt å legge til grunn for sine vurderinger at gass generelt må kunne konkurrere mot alternativene uten å ta hensyn til disse forholdene, og antatt at prosessfordeler for den enkelte bedrift oppveier for kostnadene virksomhetene har når det gjelder å ta gass i bruk.

Erfaringene fra introduksjonen i Norge så langt, tyder på at gassbrukerne velger å beholde mulighetene til å veksle mellom bruk av gass, elektrisitet og olje. Skal gassen være salgbar, vil den hele tiden måtte konkurrere prismessig mot alternativene.

Lønnsomhetsvurderinger for utbygging av gassinfrastruktur krever at man studerer muligheter innenfor konkrete geografiske områder. Noen områder med sterk industristruktur slik som Grenland og Fredrikstad/Sarpsborg peker seg raskt ut for videre markedsundersøkelser. På den annen side finnes det en rekke steder der det lokale energibehovet neppe kan forsvare introduksjon av gass.

En utfordring er også å vurdere fremtidig energibehov, f.eks. knyttet til ny industrivirksomhet, utbygging av fjernvarmesystemer eller gassbasert kraft- og varmeproduksjon.

Mens det i premissene for utredningen er lagt til grunn et nasjonalt perspektiv for infrastrukturløsninger, har utredningsarbeidet vist at planlegging av gassforsyning innenlands også bør ses i sammenheng med potensielle gassmarkeder i nabolandene, i første rekke Sverige. For eksempel virker det naturlig å vurdere om svenske og norske gasskunder kan forsynes gjennom felles LNG-ruter.

Econ Analyse har innhentet informasjon om det tekniske potensialet for innenlands bruk av naturgass. Videre har NVE benyttet seg av intern kunnskap om energibruk hos ulike industriaktører og kvalitetssikret dette mot data fra Kjelforeningen Norsk Energi for å anslå et markedspotensial basert på det tekniske potensialet.

### **2.3 Transport- og distribusjonskostnader**

Gasstransport er en type virksomhet der skalavirkninger har stor betydning. Jo større gassvolum man omsetter til brukere innenfor et begrenset område, jo større er mulighetene for å oppnå lønnsomhet for investeringer i infrastruktur. Investeringsbehov og transportkostnader knyttet til gassrør og LNG-ruter er beregnet av hhv Aker Kværner og Marintek. For CNG er det benyttet kostnadstall som er vurdert av Aker Kværner.

### **2.4 Referansepriser på naturgass**

Med et såpass begrenset naturgassmarked som det norske, finnes det ikke pålitelige og åpent tilgjengelige norske engrospriser på gass. Beregninger må derfor ta utgangspunkt i engrospriser på gass i det europeiske gassmarkedet.

For innenlands forsyning av LNG vil bare noen terminaler være sannsynlige, først og fremst Snøhvit/Melkøya, Isle of Grain i Storbritannia og Zeebrugge i Belgia. Mens Melkøya er et utskipningsanlegg fra Snøhvitfeltet, er LNG-terminalene i Europa mottaksterminaler der gass først og fremst lagres og videresendes ut i gassrørnett. Videresalg av LNG til forsyning av LNG-ruter slik som skissert i denne rapporten, vil være noe helt nytt. Det finnes følgelig ikke åpne markedspriser for LNG man kan ta utgangspunkt i for lønnsomhetsvurderingene.

For å beregne priser på gass (også i form av LNG) og konkurrerende energibærere levert kunder i Norge, har Eclipse Energy Group vært engasjert. Beregning og diskusjon av prisene finnes i Kap. 5.

### **2.5 Rammebetingelser og samfunnsøkonomiske effekter**

I dag omsettes gass uten miljøavgifter. Dersom avgiftsfritaket opprettholdes i fremtiden, vil staten kunne oppleve et provenytap (inntektstap) som øker i takt med konvertering fra avgiftsbelagt elektrisitet og olje til gass. Dersom det skjer større endringer av avgiftsregimet, kan dette føre til at ny gassinfrastruktur bygges på økonomiske forutsetninger som ikke er robuste. Dette innebærer en betydelig risiko for potensielle investorer.

En samfunnsøkonomisk analyse skiller seg fra en prosjektøkonomisk analyse ved at den inkluderer virkninger som ikke nødvendigvis er relevante fra et prosjektøkonomisk ståsted, men som er relevante for samfunnet. En samfunnsøkonomisk analyse skal benytte priser som reflekterer de realøkonomiske kostnadene ved å benytte ressurser i prosjektet. Disse er ikke alltid de samme som markedsprisene, som er de som legges til grunn i en prosjektøkonomisk vurdering. I en samfunnsøkonomisk analyse vil man for eksempel inkludere miljøeffekter. Negative miljøeffekter av energibruk er i ulik grad avgiftsbelagt (i ulike sektorer og anvendelser) slik at miljøeffektene i ulik grad er reflektert i markedsprisene. Vanligvis må man også benytte en annen kalkulasjonsrente enn i en prosjektøkonomisk vurdering, hovedsakelig fordi risiko behandles ulikt sett fra samfunnets og investorens ståsted. Andre aktuelle forhold å vurdere i en samfunnsøkonomisk analyse, er mulige

effekter for det norske energimarkedet av å ta i bruk naturgass i større skala innenlands og mulige effekter for lokal sysselsetting og verdiskaping.

Prosjekter med svak prosjektøkonomi, men der samfunnsnyttene anses å være stor, kan i visse tilfeller utløses gjennom ulike former for statlig deltakelse. Siden dette kan være situasjonen for flere av de aktuelle utbyggingsprosjektene for gass, har NVE valgt å la Econ Analyse vurdere samfunnsøkonomiske effekter, kvalitetssikret av Transportøkonomisk Institutt (TØI).

## 3 Status, planer og aktuelle utviklingsmuligheter

### 3.1 Historikk og status

De tre ilandføringsstedene for prosessering av naturgass, Kårstø, Kollsnes og Tjeldbergodden, har lagt premisene for innenlands bruk av naturgass hittil. Bruk av naturgass innenlands startet med Gasnors virksomhet i 1994, og industrielt med Tjeldbergodden-anlegget i 1997. I løpet av ti år har det norske gassmarkedet gått fra null til om lag 100 MSm<sup>3</sup> (millioner standard kubikkmeter) årlig eller om lag 1 TWh (industrien i Grenland og på Tjeldbergodden unntatt). Myndigheter på ulike nivåer har støttet oppbyggingen med 100-120 MNOK til sammen. En oversikt over den innenlandske gassaktiviteten er vist i Tabell 3.1. Forklaring av begreper og forkortelser i tabellen er gitt i Vedlegg.

Tabell 3.1 Status (inkludert vedtatte utbygginger) for innenlands bruk av naturgass

Aktør	Terminal	Teknologi	Mengde (MSm <sup>3</sup> )	Oppstart	Marked
Gasnor	Kårstø	LNG	25	2003	Skip, industri
Gasnor	Kårstø	Gassrør	40	1994	Industri, transport
Lyse Gass	Kårstø	Gassrør	< 70	2004	Industri, bolig
Naturgass Vest	Kollsnes	LNG	54	2003	Skip, industri
Naturgass Vest	Kollsnes	CNG	8-10	2000	Transport, industri, bolig
Statoil	Tjeldbergodden	Metanol	700	1997	Kjemisk industri
Statoil	Tjeldbergodden	LNG	16	1997	Industri, ferge
Statoil	Melkøya	LNG	5700	2006	Eksport USA, Spania

På Karmøy og i Haugesundsområdet har Gasnor ASA gjennom de siste ti år bygget opp et distribusjonsnett (om lag 45 km) for naturgass som årlig omsetter om lag 40 MSm<sup>3</sup> naturgass. Gasnor har også nylig satt i drift et LNG-anlegg på Karmøy (Snurrevarden) med kapasitet på om lag 25 MSm<sup>3</sup> årlig.

Lyse Gass har bygget et gassrør (Rogass) som krysser Boknafjorden mellom Kårstø og Risavika i Sola kommune. Gassen skal distribueres med fordelingsnett over store deler av Nord-Jæren, og leveransene skal etter planen begynne våren 2004. Rogass er dimensjonert for transport av om lag 1000 MSm<sup>3</sup> gass årlig. Regjeringen bestemte sommeren 2003 at Rogass-prosjektet skulle behandles etter Forurensningsloven. I november samme år ga SFT Lyse Gass tillatelse til å distribuere inntil 70 MSm<sup>3</sup> årlig i Rogaland.

Naturgass Vest AS har bygget et CNG-anlegg i Kollsnes Næringspark. Herfra distribueres 8-10 MSm<sup>3</sup> i form av CNG med trailer til industri, boliger og som drivstoff for busser i Bergensområdet. Naturgass Vest har også utredet et rør fra Kollsnes til Bergen. Med beregnede utbyggingskostnader på om lag 230 MNOK anses dette foreløpig for å være ulønnsomt. I stedet har selskapet investert i LNG-produksjon på Kollsnes med årlig kapasitet på om lag 54 MSm<sup>3</sup>.

Metanolfabrikken på Tjeldbergodden omdanner om lag 700 MSm<sup>3</sup> naturgass årlig, og er med det den største enkeltbruker på norsk fastland. Et mindre LNG-anlegg med årlig kapasitet på om lag 16 MSm<sup>3</sup> har vært i drift på Tjeldbergodden noen år, og leverer LNG til industrielle brukere i Trondheim, samt til en gassdrevet ferge. I tillegg har selskapet Norferm en bioproteinfabrikk på industriområdet.

Snøhvitfeltet utenfor Hammerfest bygges ut med en LNG-løsning. Fra høsten 2006 skal om lag 5700 MSm<sup>3</sup> naturgass herfra eksporteres årlig til kunder i USA og Spania. Det er rimelig å anta at LNG herfra også kan gjøres tilgjengelig for norske kunder. Dette betinger imidlertid at norske kjøpere kan betale priser som gir tilsvarende inntekter som ved eksport av gassen, se diskusjon i Kap. 6.2.2.

På slutten av 1980-tallet utredet bl.a. Fylkeskraft Østlandet gassrør over land, både fra oljefeltene på Haltenbanken og fra Kårstø. Bakgrunnen for utredningene var planer om bygging av flere gasskraftverk i Oslofjord-området, gasseksport til Sverige og videre til Kontinentet. Planene ble ikke realisert, bl.a. på grunn av manglende etterspørsel i Sverige. Tabell 3.2 lister opp større gassrørprosjekter som har vært aktuelle (Gasnors virksomhet ikke medregnet) de senere år.

Tabell 3.2 Gassrørprosjekter

Aktør	Beliggenhet/ distanse	Gassvolum (MSm <sup>3</sup> )	Kostnadsestimat (MNOK)	Eksport- mulighet
Industrikraft Midt-Norge	Tjeldbergodden- Skogn (160 km)	1000-1300	1200-1300	Ja *
Naturgass Vest	Kollsnes-Bergen (50 km)	15	230	Nei
Lyse Gass (Rogass)	Kårstø-Jæren (50 km + land)	1000	500	Nei
Naturgass Grenland	Kårstø-Grenland (tørrgassrør)	500-1000	2000 (grenrør fra Austerled)	Ja

\* Selskapet Stamgass AS har undersøkt mulighetene for å eksportere gass til Sverige og Finland gjennom å videreføre røret over land til Sverige

Rogass er det eneste prosjektet som er under utbygging og finansieres i sin helhet av Lyse Energi (Lyse Gass) uten statlig deltakelse.

Gasskraft ble et politisk hovedtema på slutten av 90-tallet, og det er allerede gitt konsesjon til en samlet gasskraftkapasitet på om lag 1600 MW fordelt på tre kraftverk. Manglende lønnsomhet og usikkerhet med hensyn til fremtidige miljøavgifter oppgis som årsakene til at utbygging så langt ikke har funnet sted (Naturkraft: pressemelding 8.2.2002). Tabell 3.3 lister opp de stedene og aktørene som hittil har sendt inn forhåndsmelding til myndighetene om gasskraftverk.

Tabell 3.3 Status gasskraftplaner i Norge

Prosjekt	Selskap	Status	Kapasitet (MW)	Produksjon (TWh)
Kårstø	Naturkraft	Konsesjon gitt	380	3,0
Kollsnes	Naturkraft	Konsesjon gitt	390	3,1
Skogn	Industrikraft Midt-Norge	Konsesjon gitt	800	6,4
Karmøy	Norsk Hydro	Forhåndsmeldt	1300	10,5
Tjeldbergodden	Nordenfjeldske Energi	Forhåndsmeldt	400	3,2
Tjeldbergodden	Naturkraft	Forhåndsmeldt	800	6,4
Grenland	Skagerak Energi	Forhåndsmeldt	400-1000	3,2-8,0



## 3.2 Kjente utviklingsplaner

Markedsutviklingen for naturgass fremover er sterkt avhengig av olje- og gassmarkedet på Kontinentet, elektrisitetmarkedet i Norden, eventuelle støtteordninger for infrastruktur for gass og fremtidige miljøavgifter.

LNG-løsninger blir brukt for å nå store industrikunder, som f.eks. Hydro Aluminium på Sunndalsøra. Gasselskapene bruker uttrykket "gassøyer" på steder der man bygger LNG-mottaksanlegg. Rundt disse ser man for seg enten lokale lavtrykks rørrnett og/eller distribusjon med tankvogner.

**Statoil** har etablert selskapet LNG Norge DA bl.a. for å utvikle småskala LNG-distribusjon med utgangspunkt i Snøhvit. Selskapet eies foreløpig av Statoil, men vil samarbeide nært med Naturgass Vest og Gasnor. Selskapet planlegger bygging av et mindre skip for distribusjon av LNG langs kysten. En avgjørelse med hensyn til bygging er forventet å komme annet kvartal 2004, parallelt med at Stortinget mottar informasjonen det ba om i forbindelse med behandlingen av gassmeldingen.

**Gasnor** vil levere LNG med tankvogner fra sitt LNG-anlegg på Karmøy til ulike brukere på sydvestlandet.

**Naturgass Vest** har en avtale med Shell om årlige kjøp av inntil 60 MSm<sup>3</sup> gass i perioden 2001-2021. Dette tilsvarer kapasiteten i selskapets CNG-anlegg og det nye anlegget for LNG-produksjon på Kollsnes, og representerer en økning på 4-6 ganger i forhold til dagens omsetning. Selskapet har bestilt en ny LNG-tanker på vel 1000 m<sup>3</sup> som var planlagt å komme i drift høsten 2003. Skipet er noe forsinket, men vil starte gasstransport med utgangspunkt på Kollsnes første kvartal 2004.

**Naturgass Grenland** vurderer å markedsføre LNG fra 2004. Selskapet viser til et lokalt marked i Skien-Porsgrunn-Brevik området på 17 MSm<sup>3</sup> årlig som kan utløses gjennom investeringer i et 24 km langt lavtrykksnett. Utgangspunktet vil være Herøya, som mottar gass enten via rør eller LNG.

**Naturgass Øst** vurderer skipstransport av LNG til Fredrikstad fra 2006. Selskapet viser til et markedspotensial på opptil 140 MSm<sup>3</sup>, primært til industrien i fylket.

**Naturgass Møre** står bak den nye mottaksterminalen for LNG på Sunndalsøra (Hydro Aluminium). Selskapet arbeider også med prosjekter for gassdistribusjon med utgangspunkt i gassanlegget på Aukra der gassen fra Ormen Lange skal komme i land. For eksempel er et rør mellom Aukra og Elnesvågen under vurdering.

Samtlige av disse aktørene ser for seg stasjonær forbrenning i industrien som viktigste gassanvendelse.

Flere aktører, bl.a. Knutsen OAS i Haugesund i samarbeid med Shell, arbeider med konsepter og planer for skipsfrakt av gass under trykk, CNG. En CNG-båt vil inneholde en rekke stålcontainere satt sammen som flaskebatterier i en manifold. Knutsen OAS har utviklet et fartøy som sannsynligvis tilfredsstiller kravene Det norske Veritas har satt for slike fartøy.

En viktig drivkraft bak introduksjon av LNG i markedet er NO<sub>x</sub>-reduksjon. Ferges, forsyningsbåter og andre kystfartøy er store punktkilder for NO<sub>x</sub>-utslipp. NO<sub>x</sub>-utslippene fra offshorevirksomheten er også betydelige, og operatørene har ulike krav til å redusere utslipp fra turbindriften på plattformer og landanlegg. Merknadene ved å bygge gassdrevne skip (basert på LNG) i stedet for konvensjonell dieseldrift er lavere enn å gjøre tiltak på plattformene. På denne bakgrunn har Statoil fått godkjent gassdrift av skip som løsning for sine pålegg om NO<sub>x</sub>-reduserende tiltak, og Gassco har allerede søkt norske myndigheter om tilsvarende avtale.

De nye forsyningsskipene "Stril Pioner" og "Viking Energy" ble satt i drift våren/sommeren 2003, innleid av Statoil på tiårskontrakter. Begge skipene drives av LNG levert fra Kollsnes. Til sammen vil båtene forbruke om lag 8 MSm<sup>3</sup> LNG årlig, og gassdriften vil føre til reduserte utslipp av NO<sub>x</sub> på om lag 400 tonn årlig. Bilfergen "Glutra" har også brukt gass som drivstoff i vel to år på et samband i Møre og Romsdal, og flere gassferger ventes å bli bygd de nærmeste årene.

### 3.3 Aktuelle utbyggingsmuligheter

Det potensielle gassmarkedet innenfor et område eller en region vil avgjøre om, og på hvilken måte, gassinfrastruktur bør bygges ut. Desto større marked og betalingsvillighet for gass, desto større vil interessen hos gasselskap og andre mulige investorer være. Skal lokale gassmarkeder være av interesse for utbyggere, er følgende faktorer viktige:

- Minimumsstørrelse i en startfase (det vil ofte bety det lett konverterbare potensialet)
- Et vekst-/utviklingspotensial
- Geografiske forhold som avstand til gasskilde, spredning av gasskundene
- Alternative energibærere, betalingsvillighet
- Konkurransmessige fortrinn som f.eks. at gassrør kan legges sammen med vann, el, tele

Vurderingen av aktuelle utbyggingsmuligheter er gjort i to trinn. Først er det *tekniske potensialet* for bruk av naturgass vurdert, og det er identifisert hvilke områder som ut fra dette virker mest interessante med hensyn på bruk av gass. Deretter er *betalingsvilligheten* hos de potensielle gasskundene i disse områdene vurdert (ofte i samarbeid med kunden) og sammenlignet med et anslag for sannsynlig gasspris. De kundene som vurderes å kunne betale hva gassen vil koste, utgjør *markedspotensiålet* som transportløsningen dimensjoneres etter og som vil ligge til grunn for vurderingene av lønnsomhet. Markedspotensialet vil i de fleste tilfellene være mindre enn det tekniske potensialet.

#### 3.3.1 Teknisk potensial for bruk av gass

Det tekniske potensialet for bruk av naturgass innenlands kan beregnes ut fra hvilket gassvolum som innenfor avgrensede geografiske områder er raskt konverterbart fra eksisterende energibruk, samt hva som kan bli et fremtidig gassforbruk ut fra det en antar vil skje av nyetablering av industri og annen energibrukende virksomhet. Econ har utviklet en metode for å estimere det tekniske potensialet på bakgrunn av data fra SSB om eksisterende konverterbar energibruk, eksisterende industri- og byggstruktur og det som er kjent av utbyggingsplaner. Eksempelvis regnes bygg som i dag bruker olje til vannbåren og annen oppvarming, inn i det tekniske potensialet, mens bygg med direkte elektrisk oppvarming holdes utenfor.

Econ har beregnet teknisk gasspotensial for en rekke steder i landet. Om lag 50 prosent av landet er dekket, med vekt på områdene rundt de største byene og områdene langs kysten. Bakgrunnen for å se på kysten spesielt, er at store gassvolumer kan fraktes med båt eller sjørør. I tillegg er det gjort beregninger av noen områder i innlandet. De viktigste resultatene av Econs beregning av tekniske potensialer er gjengitt i Tabell 3.4.

I beregningene har Econ angitt tre ulike scenarier for gasspotensialer; høyt, middels og lavt. Scenariene illustrerer ulike omfang av økningen i gassbruk på forskjellige steder. I tabellen er spennet mellom lavt og høyt scenario angitt. Spennet mellom lavt og høyt scenario illustrerer usikkerheten i anslagene.

Tabell 3.4 Teknisk potensial for innenlands bruk av naturgass (MSm<sup>3</sup>)

	Ved oppstart (MSm <sup>3</sup> )	5 år etter oppstart (MSm <sup>3</sup> )
<b>Større områder</b>		
Kysten fra Trøndelag til Finnmark	40 - 100	55 - 385
Kysten fra Egersund til Arendal	15 - 35	20 - 130
Kysten fra Molde til Jæren	60 - 110	85 - 305
Kysten fra Grenland til Østfold	135 - 595	210 - 1155
Innlandet	10 - 20	10 - 50
<b>Enkeltområder</b>		
Østfold	20 - 100	25 - 155
Oslo	20 - 45	65 - 200
Grenland	60 - 405	70 - 650
Stavanger	20 - 30	30 - 60
Bergen	20 - 30	25 - 65
Trondheim	15 - 25	25 - 205
Narvik	15 - 55	15 - 70

### 3.3.2 Områder som ikke vurderes nærmere

I Tabell 3.4 er det gjengitt teknisk potensial for gassbruk. Det er satt en grense på om lag 10 MSm<sup>3</sup> i startvolum for at et område skal være interessant som et leveransepunkt. Flere av stedene som Econ har vurdert vil i et høyt anslag på sikt komme over dette. Imidlertid er usikkerheten knyttet til disse anslagene så stor at det er valgt å utelate disse stedene i den videre vurderingen.

I Troms, Finnmark og det indre Østland er markedsgrunnlaget for gass såpass begrenset at man med liten sannsynlighet vil oppnå lønnsomme samlede utbyggingsløsninger, verken i prosjektøkonomisk eller samfunnsøkonomisk perspektiv. Mindre, lokale løsninger kan imidlertid bli aktuelle, og steder i Troms og Finnmark vil på lengre sikt kunne inkluderes i en Nordlig rute for LNG eller CNG hvis markedene på disse stedene øker.

### 3.3.3 Markedspotensial for bruk av gass - aktuelle prosjekter

For å få et mest mulig realistisk anslag for hvor stort det markedsmessige gasspotensialet er på de ulike stedene, er de potensielle gasskundene studert nærmere på hvert sted. Realistisk markedsmessig gasspotensial er anslått på grunnlag av betalingsvillighet for gass hos brukerne. Med utgangspunkt i hva brukerne i dag har av energikostnader, er det mulig å vurdere hvor stor betalingsvilligheten er for gass. Det er rimelig å anta at en bruker vil konvertere til gass hvis de samlede kostnadene knyttet til en slik konvertering er like eller lavere enn dagens kostnader. En slik vurdering fører fram til et volumanslag for markedspotensialet for naturgass i de forskjellige områdene.

Denne vurderingen er gjort ved utstrakt kontakt med ulike brukere, og med bistand fra Kjelforeningen Norsk Energi. Resultatet av denne vurderingen er volumanslagene som er gjengitt i Tabell 3.5, og som blir benyttet videre i rapporten.

Disse potensialene kan dekkes enten ved transport av gass som LNG eller CNG, eller ved transport i rør. Forskjellen mellom disse transportløsningene blir illustrert i nærmere analyser av aktuelle prosjekter for de ulike løsningene.

For transport av gass i rør er det valgt å vurdere gassrør fra Kårstø til Grenland, fra Kollsnes til Bergen og fra Tjeldbergødden til Trondheim nærmere. I tillegg er det gjort vurderinger av grenrør til Kristiansand og videreføring til Østfold av et rør fra Kårstø til Grenland. Et stort gassrør inn Trondheimsfjorden til Skogn er ikke behandlet, da økonomien i dette må ses på som en del av et eventuelt gasskraftprosjekt i Skogn.

LNG og CNG kan enten leveres i punktleveranser til en enkelt stor bruker, eller som en rute der et skip leverer til ulike steder. En LNG-/CNG-rute krever et visst oppstartvolum for å være lønnsom. Som beregningseksempler for LNG-transport er det valgt å analysere en Nordlig LNG-rute fra Narvik til Trøndelag og en Sørlig LNG-rute fra Egersund til Østfold nærmere. I tillegg er det gjort vurderinger av punktleveranser av LNG og CNG til industrien i Grenland.

På bakgrunn av betraktningene over har NVE valgt å analysere økonomi og lønnsomhet for gassdistribusjonsløsningene beskrevet i Tabell 3.5.

Tabell 3.5 Aktuelle løsninger for gassdistribusjon

Alternativ	Medie	Volum	Område	Kapittel
Kombirør Kårstø - Grenland	Tørrgass Våtgass	> 500 MSm <sup>3</sup> /år > 800 ktonn/år	Grenland	6.1.3
Tørrgassrør Kårstø - Grenland	Tørrgass	> 500 MSm <sup>3</sup> /år	Grenland	6.1.4
LNG som forsyningsløsning til Grenland	LNG	> 500 MSm <sup>3</sup> /år	Grenland	6.1.4
CNG som forsyningsløsning til Grenland	CNG	> 500 MSm <sup>3</sup> /år	Grenland	6.1.4
Gassrør Göteborg - Grenland	Tørrgass	> 500 MSm <sup>3</sup> /år	Grenland	6.1.6
Grenrør videre fra gassrørforbindelsen Kårstø-Grenland	Tørrgass	50 – 200 MSm <sup>3</sup> /år	Østlandet, Kristiansand	6.1.7
<u>Sørlig Rute:</u> Gassforsyning til store kunder langs kysten, Lista til Østfold	LNG CNG	150 – 300 MSm <sup>3</sup> /år	Østlandet, Sørlandet	6.2.4 6.2.7
<u>Nordlig Rute:</u> Gassforsyning til store kunder langs kysten, fra Trondheim til Narvik	LNG	80 – 200 MSm <sup>3</sup> /år	Trondheim til Narvik	6.2.5
Gassløsning for forsyning av Bergensområdet med gass fra Kollsnes	Tørrgass LNG	Om lag 15 MSm <sup>3</sup> /år	Bergen	6.3.1
Gassrør Tjeldbergodden - Trondheim	Tørrgass	Om lag 15 MSm <sup>3</sup> /år	Trondheim	6.3.2
Gassrør Kollsnes - Mongstad	Tørrgass	> 700 MSm <sup>3</sup> /år	Hordaland	6.3.3

Også andre områder og prosjekter kunne vært analysert. NVE mener imidlertid at de områdene som er tatt med på bakgrunn av potensialvurderingene gir et godt bilde av mulighetene knyttet til ulike transportformer for naturgass i Norge.

## 4 Kostnader for gasstransport

### 4.1 Transport av naturgass

Transport av gass kan skje i rør, i form av flytende nedkjølt gass (LNG) eller som komprimert gass i tanker (CNG).

Transport av gass i rør er kjennetegnet ved høye og ugjenkallelige investeringskostnader og lave variable kostnader. Transportkostnadene ved rørtransport av gass er derfor sterkt avhengig av hvor godt kapasiteten i gassrøret utnyttes. De høye investeringskostnadene medfører at det kreves store volumer eller små avstander for å gi tilfredsstillende lønnsomhet i et rørprosjekt. Legging av rør er med andre ord mest aktuelt til områder der markedsgrunnlaget for gass er stort. Gassrør kan transportere både tørrgass og våtgass (se Vedlegg for definisjoner), men det er fysiske begrensninger i mulighetene for å kombinere disse gassfraksjonene (på grunn av faren for å få tofasetransport og væskeansamling i røret).

LNG er betegnelsen på gass som er nedkjølt til så lave temperaturer at den er flytende. Den flytende gassen kan lagres og distribueres på godt isolerte tanker, og transport kan foregå ved hjelp av bil, båt eller tog. LNG som transportløsning har en fordel i forhold til rør i situasjoner der et gassmarked bygges opp gradvis, fordi LNG-kapasitet kan økes ved å investere gradvis i kapasitet (både transport- og lagerkapasitet), mens rørinvesteringen må gjøres en gang for alle. LNG tilbyr også distribusjonsløsninger med større fleksibilitet enn rør, bl.a. fordi en kan endre laste- og lossepunkter og fordi man har et annenhåndsmarked for skip, lagerutstyr osv.

CNG er gass som lagres og transporteres under høyt trykk på tanker. Transport av CNG kan foregå ved hjelp av bil, båt eller tog, og kan være aktuell for både små og store volumer. CNG har de samme fordelene med hensyn til fleksibilitet og gradvis oppbygging som LNG.

### 4.2 Transport i gassrør

Gasstransport over store avstander og i store volum skjer ved hjelp av høytrykks transmisjonsrør, eksempelvis slike som forbinder Kårstø og Kollsnes med gassterminaler på Kontinentet. Designtrykk ligger gjerne i området rundt 200 bar, og diametre normalt mellom 10" og 42" ( " symboliserer tommer). I praksis viser det seg at transmisjonsrør i Norge stort sett legges billigst i sjøen der det er mulig, for eksempel er det langt mer kostnadseffektivt å legge et gassrør fra Kårstø til Grenland langs kysten enn over land. Gjennom grenrør med diameter 4" til 8" tappes relativt små gassmengder fra transmisjonsrør. En tilknytning til Trondheim fra en forbindelse Tjeldbergodden – Skogn er et eksempel på et mulig grenrør. Lavtrykksrør benyttes først og fremst til distribusjon av gass i lokale nett på land, eksempelvis Gasnors nett på Haugalandet. Trykket vil ligge rundt 4 bar (10 bar er forventet som ny standard i fremtiden) og diametre mellom 4" og 10".

Investeringer i transmisjonsrør, f.eks. mellom Kårstø og Grenland, fordrer store gassvolum for å være lønnsomme. Tekniske og økonomiske forhold knyttet til denne og andre aktuelle forbindelser er beskrevet i Aker Kværner Technologys rapport "Kostnader ved transport av naturgass, LNG vs. rør".

#### 4.2.1 Gassrør til Grenland

Kårstø fremstår som det mest realistiske utgangspunktet for bygging av en rørforbindelse til Grenland (Kårstø står også for dagens hovedleveranser av våtgass til industrien i Grenland). På grunnlag av volumene beskrevet i Kap. 6.1.2, peker et 16" rør seg ut som et naturlig valg for et tørrgassrør, selv om dette gir en høy transportkapasitet i forhold til det estimerte gassvolumet. Dette skyldes at rør på 12" og 14" ikke blir billigere å legge enn 16" rør, da disse rørene av hensyn til trålfiske, oppdrift og andre faktorer må graves ned på sjøbunnen, noe som er relativt dyrt.

For et kombirør (som transporterer både våtgass og tørrgass) finnes det tekniske begrensninger for hvilke blandingsforhold mellom tørrgass og våtgass som kan sendes fra Kårstø. Dette skyldes

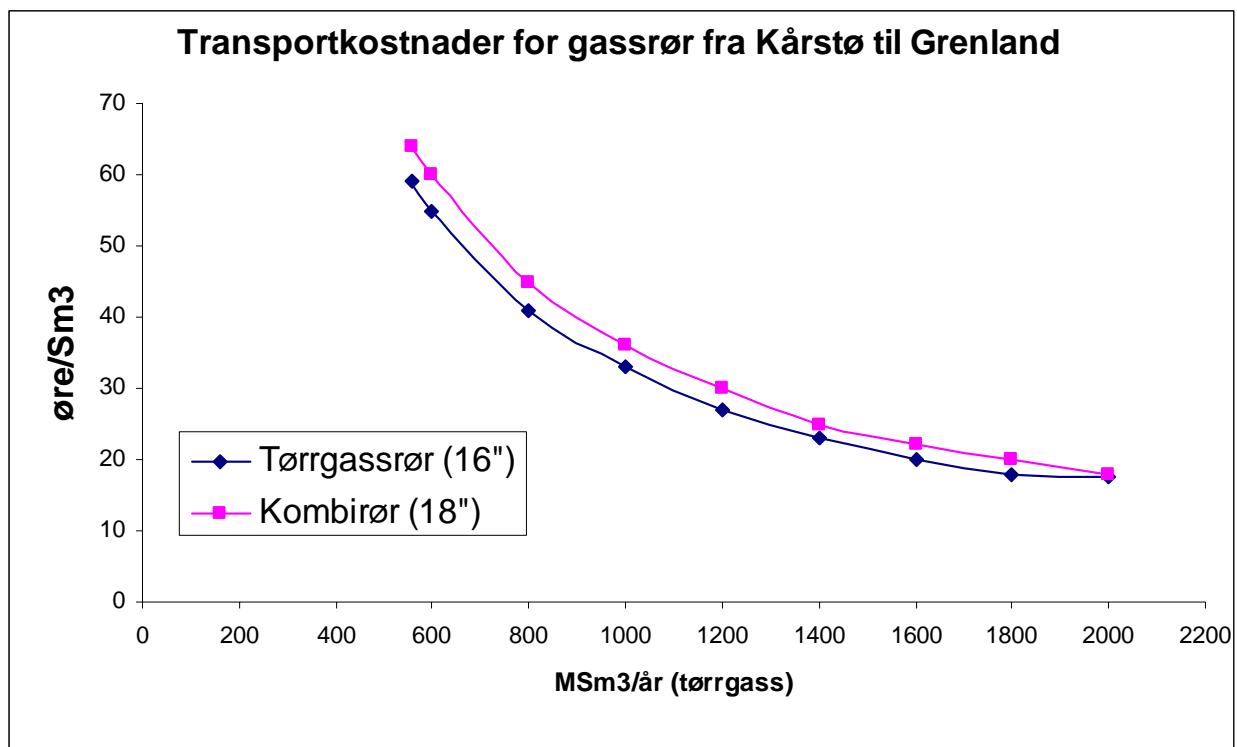
muligheten for utfelling av væske i røret, og fører i hovedsak til at det er begrenset hvor mye våtgass en kan blande inn i røret for en gitt tørrgasskapasitet. Generelt vil større rørdiameter gi lavere trykktap i røret og dermed mindre fare for væskeutfelling.

Sammensetningen av våtgass og tørrgass i NVEs beregninger er noe forskjellig fra den gasskomposisjonen Aker Kværner har lagt til grunn i sin underlagsrapport. Dette skyldes at ny informasjon om forbruksvolum har kommet i etterkant av Aker Kværners arbeid. Disse endringene er imidlertid ikke av en sånn karakter at de påvirker dimensjoneringen av kombirøret, og dermed heller ikke kostnadsestimatet for røret.

Aktuelle rørdimensjoner for et kombirør er 16" eller 18". Et 16" rør vil ikke ha kapasitet til stor våtgassmengde. Et 18" rør vil koste om lag 220 MNOK mer enn et 16" rør, men på grunn av styrken knyttet til fremtidige muligheter er likevel et 18" rør valgt som utgangspunkt for vurderingene av kombirør.

Både et kombirør og et tørrgassrør vil følge samme trasé. Den foreslåtte traseen følger kystlinjen i en avstand på om lag 4 nautiske mil. Dybden er på 300-500 meter og sjøbunnen relativt flat. Begge røralternativene vil ha landfall på Rafnes, der et eventuelt fraksjoneringsanlegg for utskilling av våtgass vil befinne seg. Et tørrgassrør vil gå videre fra Rafnes til Herøya. Total rørdistanse vil være om lag 460 km, hvorav 17 km er inkludert i landfallskostnadene.

Transportkostnadene for gassrør til Grenland er vist i Figur 4.1. Figuren illustrerer tydelig skalafordelene ved rørtransport av gass (forårsaket av at en ikke kan redusere investeringskostnaden ved å gå ned i rørdimensjon). I figuren varierer tørrgassvolumet i kombirøret, mens våtgassvolum og transportkostnad for våtgass holdes konstant.



Figur 4.1 Transportkostnader for gassrør fra Kårstø til Grenland

Tabell 4.1 viser kostnadsestimatene for kombirør og tørrgassrør.

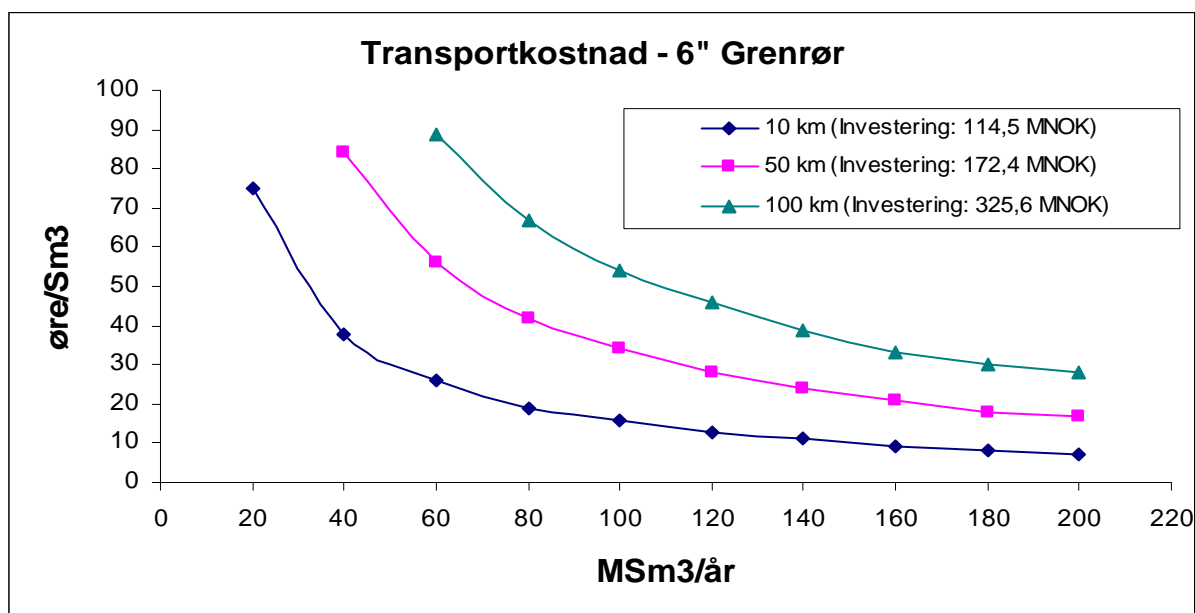
Tabell 4.1 Kostnadsestimater for gassrør til Grenland (MNOK)

	Kombirør (18")	Tørrgassrør (16")
<b>Investeringer</b>		
Rør	2450	2230
Modifikasjoner Kårstø	200	20
Landfall Kårstø	50	50
Landfall Grenland	450	450
Fraksjonering Rafnes	1000	-
<b>Sum investeringer</b>	<b>4150</b>	<b>2750</b>
<b>Årlige driftskostnader</b>	<b>62</b>	<b>41</b>

Investeringsestimatet er et +/- 30 % estimat, tilsvarende det som typisk benyttes i et forprosjekt for gassrør.

#### 4.2.2 Grenrør

For å utarbeide enkle estimater for grenrør, for eksempel fra et gassrør til Grenland, har Aker Kværner utarbeidet et generelt kostnadsdiagram som viser anslagsvise transportkostnader for grenrør som funksjon av rørlengde og diameter, vist i Figur 4.2. Diagrammet har basis i et 6" sjørør med typiske kostnader for avgreningsstykke (T-stykke) og landfall (samt antakelser om 8 prosent kalkulasjonsrente og 20 år økonomisk levetid). Estimaten som genereres fra en slik kurve, må tilpasses lokale forhold, for eksempel for landfallskostnader. I tillegg til transportkostnaden som vises i figuren, må en selvfølgelig også betale for transport i hovedrør frem til grenrøret.



Figur 4.2 Transportkostnader for grenrør (Kilde: Aker Kværner)

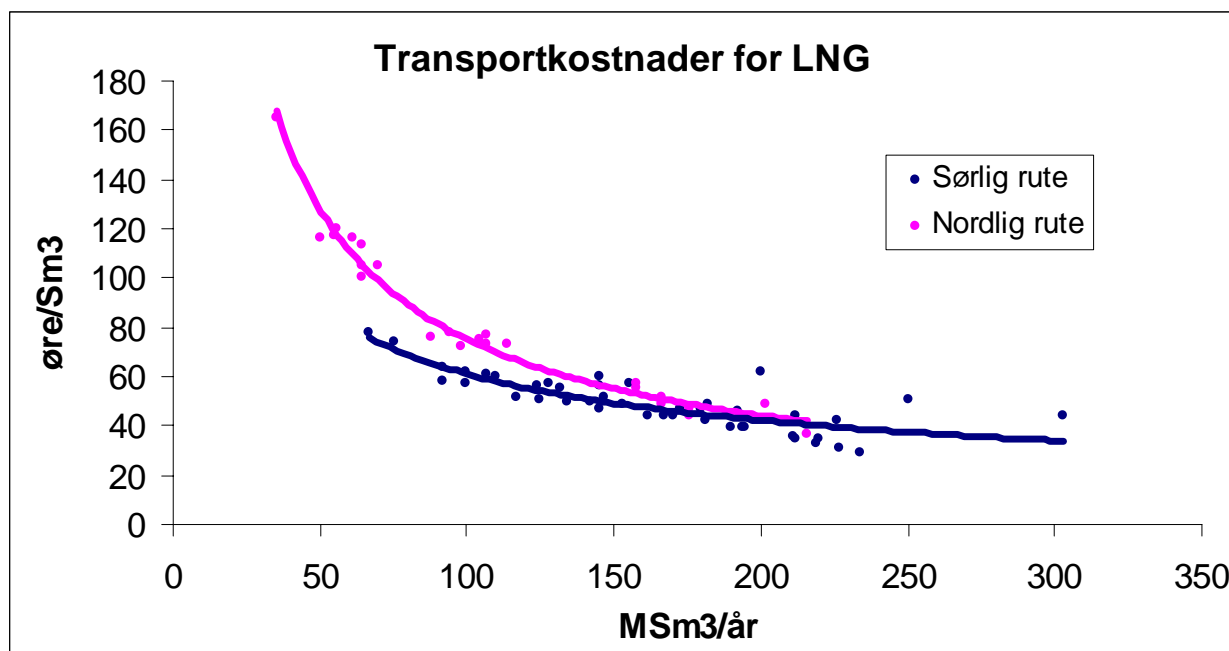
### 4.3 Transport av LNG

En LNG-kjede består av et produksjonsanlegg (inkludert skipningsterminal), transportenheter (skip, tankvogner, jernbanevogner, containere), mottaksanlegg og eventuelt anlegg for videredistribusjon i tankvogner eller lavtrykks rørnett.

LNG har spesielle fysiske egenskaper som har betydning for kjedens organisering. LNG krever bruk av spesialskip med tilpasset tankutforming og systemer for lasthåndtering. Siden slik tonnasje er relativt kostbar, er det viktig at den drives med høyest mulig kapasitetsutnyttelse, og at tonnasjen er tilpasset definerte leveransmønstre. I enhver LNG-tank vil varme fra omgivelsene trenge inn og bidra til at væsken inne i tanken fordampes og øker trykket i tanken. LNG har derfor en begrenset lagringstid og den krever dyrere lagring enn for eksempel fyringsolje og propan.

Marintek har analysert mulige distribusjonsruter for LNG langs Norskekysten. Analysen dekker kostnader og lønnsomhet for skip og mottaksanlegg, og resulterer i et estimat for nødvendig transportkostnad som kunden vil måtte betale gjennom sin energipris.

Når en skal beskrive transportkostnader for LNG, kreves det informasjon om en rekke variable (antall anløpssteder, volumvariasjoner, antall skip, lagerstørrelse etc.), variable som i mye større grad enn for et gassrør vil endres i løpet av levetiden. For å få et generelt inntrykk av transportkostnadene for LNG, er det derfor valgt å simulere et stort antall scenarier for en rute. Mange av disse er oppstartsscenarioer, dvs. hva transportkostnaden pr. enhet gass vil være i oppbyggingsfasen. Ved å samle alle disse alternativene i en figur får en et generalisert inntrykk av transportkostnadene. I Figur 4.3 er dette gjort for en Nordlig og en Sørlig LNG-rute, dvs. ruter for båttransport av LNG langs Norskekysten (se Kap. 6 for nærmere diskusjon av disse rutene). Her er resultatene av en lang rekke simuleringer av LNG-ruter samlet i et diagram, og det er estimert gjennomsnittlige kostnadskurver (spredningen av kostnader for de enkelte rutene kan også sees på figuren).



Figur 4.3 Kostnader for LNG-transport

Typiske investeringskostnader for LNG-skip og terminalkapasitet er vist i Tabell 4.2.



Tabell 4.2 Typiske investeringskostnader for LNG-ruter (skip + terminaler)

		<b>Grenland</b>	<b>Sørlig rute</b>	<b>Nordlig rute</b>
Beregnet årsvolum	M <sup>3</sup> /år	560	315	135
Antall skip	-	2	2	1
Skipsstørrelse	m <sup>3</sup>	2 x 15000	2 x 6000	6000
Antall leveringssteder	-	1	7	5
Skip	MNOK	560	360	180
Terminaler	MNOK	280	260	210
<b>Total investering</b>	<b>MNOK</b>	<b>840</b>	<b>620</b>	<b>390</b>

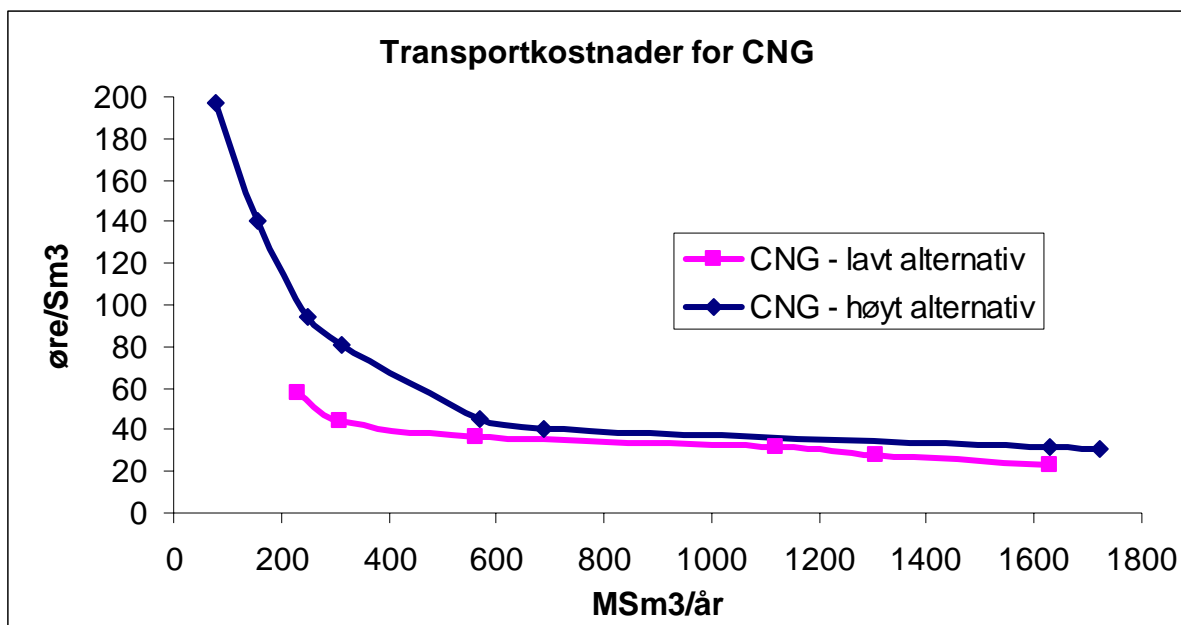
#### 4.4 Transport av CNG

Aker Kværner har vurdert et CNG-konsept tilpasset markedet i Grenland og Østfold. Slike konsepter er utredet i forskjellige sammenhenger i lengre tid, uten at noen så langt har blitt virkeliggjort. Til tross for at det av denne årsak ikke finnes konkrete referanse kostnader, består CNG-konseptet av enkeltkomponenter som er kjente, slik at kostnadsestimering av enkeltkomponentene kan gjøres med relativt stor sikkerhet. Det gjenstår imidlertid flere utfordringer, bl.a. knyttet til materialvalg og operasjonelle forhold, som må løses før CNG sikkert kan sies å være et transportalternativ til rør og LNG. Til tross for dette bør CNG oppfattes som en reell konkurrent til rør og LNG.

På Haugalandet arbeides det med planer om å utvikle industriområdet Gismarvik nær Kårstø til å bli utskipningshavn for CNG. Et 12" rør skal knyttes til Statpipe inne på området til Haugaland Industripark under full drift av Statpipe. Det skal installeres kompressor, målestasjon, varmeveksler og kaianlegg. Kostnader knyttet til utskipningsterminal er estimert til 120 MNOK. Haugaland Industripark er foreløpig ikke opparbeidet med infrastruktur, noe som er estimert til å koste ytterligere 80 MNOK.

For CNG utgjør lagerkostnader en viktig del av total kostnadene. Lagerkostnadene varierer med størrelse (lagerbehov) og utforming (fjellager eller flaskelager). Dersom man kan benytte fjellager, vil kostnadene være lavere enn om lageret består av stålflasker.

I Figur 4.4 er det indikert kostnader for CNG-transport fra Gismarvik til Grenland og Østfold for ulike gassvolum. Kurven er en gjennomsnittsbetraktning av en del scenarier, på samme måte som for LNG i forrige avsnitt. De to kurvene representerer estimater utarbeidet med noe ulike forutsetninger, og illustrerer den usikkerheten som fortsatt eksisterer med hensyn på transportkostnader for CNG-transport.



Figur 4.4 Transportkostnader for CNG

Typiske investeringskostnader for CNG-skip og terminalkapasitet er vist i Tabell 4.3.

Tabell 4.3 Typiske investeringskostnader for CNG-ruter (skip + terminaler)

		Grenland	Østfold
Årsvolum	MSm <sup>3</sup> /år	560	230*
Antall skip	-	2	1
Netto transportvolum	MSm <sup>3</sup>	6,6	3,3
Antall leveringssteder	-	1	1
Skip	MNOK	800	400
Terminal	MNOK	300	300
<b>Total investering</b>	<b>MNOK</b>	<b>1100</b>	<b>700</b>

\*Dette volumet er en beregningsforutsetning, og reflekterer ikke markedspotensialet i Østfold

## 5 Energipriser levert til innenlands marked

### 5.1 Priser på konkurrerende energibærere

Fra produsentleddet prises naturgass som hovedregel i forhold til relevante internasjonale markedspriser fordi naturgass fra de fleste felt har en alternativ avsetningsmulighet i dette markedet.

I Norge vil naturgass måtte konkurrere i et modent energimarked mot alternative energibærere som olje og elektrisk kraft. Norge har spredt befolkning og natur som gjør infrastruktur for transport og distribusjon av naturgass kostbar, og det er en stor økonomisk utfordring å utvikle ny infrastruktur som er lønnsom.

Priser på både naturgass og LPG svinger til en viss grad med prisene på råolje. Siden LPG også er råstoff i petrokjemisk industri, varierer LPG-prisene også med utviklingen i denne industrien, slik at en ikke får noen direkte samvariasjon med prisen på råolje (LPG-pris kan gå opp i en periode der råoljeprisen går ned).

Energipriser levert til norske brukere varierer altså med oljeprisen. På denne bakgrunnen har man valgt å legge tre forskjellige oljeprisnivåer til grunn for økonomivurderingene; et lavt nivå (18 USD/fat), et middels nivå (25 USD/fat) og et høyt nivå (35 USD/fat). Disse nivåene er valgt for best mulig å illustrere hvordan varierende oljepriser vil kunne påvirke priser på naturgass til norske brukere, selv om de avviker fra oljeprisnivået som er lagt til grunn i St. meld. nr. 30 (2000-2001) Langtidsprogrammet 2002 – 2005, 20 USD/fat.

For elektrisitet er det valgt en gjennomsnittspris, eksklusive merverdiavgift og elektrisitetsavgift, på 40 øre/kWh, uavhengig av oljepris. Denne prisen kan tenkes som summen av en langsiktig kraftpris på 25 øre/kWh og gjennomsnittlig nettleie på 15 øre/kWh for næringskunder. Overføringsprisen vil variere over et stort område, avhengig av nettselskap, nettnivå og forbruksmønster.

Markedsprisene for energi er gjengitt i Tabell 5.1, pris for gass er referert til NBP (National Balancing Point i UK).

Tabell 5.1 Energipriser ved varierende oljepriser

<b>Energiprisscenarier</b>	<b>Referanse</b>				
Råoljepris	Brent Blend	USD/fat	<b>18</b>	<b>25</b>	<b>35</b>
Propan	Propan FOB Seagoing Mean NVE	USD/tonn	171	<b>248</b>	357
Lett fyringsolje	Gassolje EN590 CIF NVE	USD/tonn	154	<b>222</b>	321
Tungolje	Fyringsolje 1 % CIF NWE	USD/tonn	100	<b>140</b>	200
Gasspris	NBP, referanse	Øre/Sm <sup>3</sup>	54	<b>81</b>	117
Elektrisitetspris	Spotpris + nettleie, eks. avgifter	Øre/kWh	40	<b>40</b>	40

Der ikke annet er angitt, er prisen for de ulike energibærerne relatert til en oljepris på USD25/fat benyttet videre i rapporten.

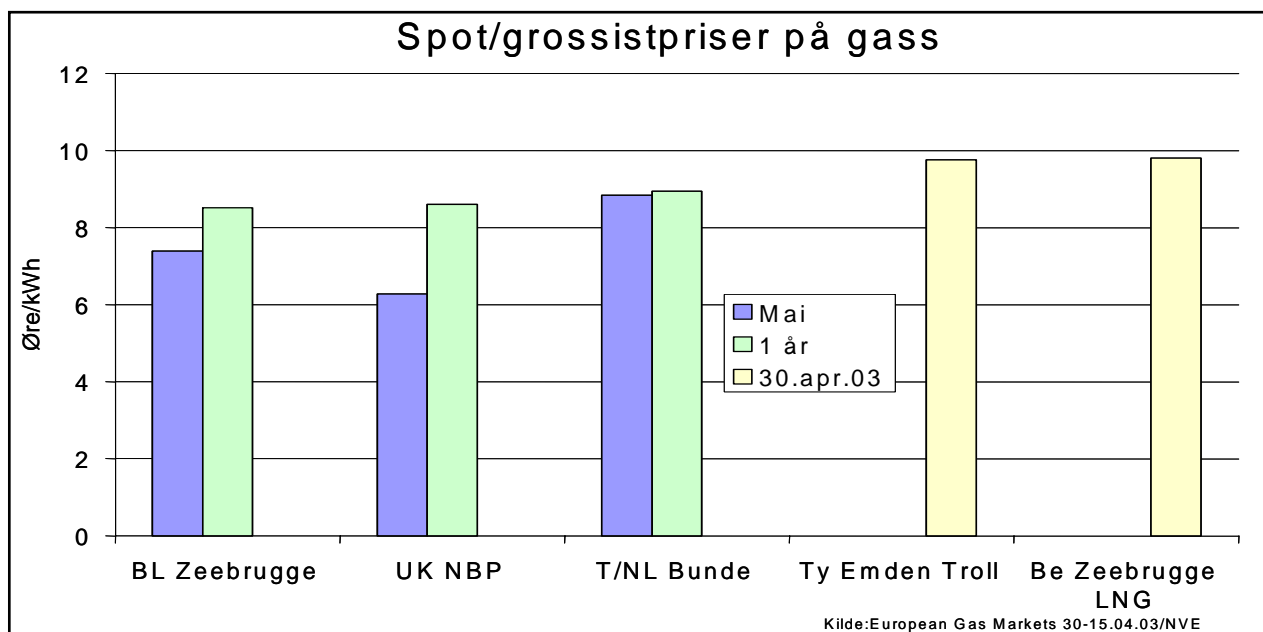
### 5.2 Priser i det europeiske gassmarkedet

Et utgangspunkt for beregning av gasspris levert i Norge er prisene i det europeiske gassmarkedet. Figur 5.1 viser et øyeblikksbilde av europeiske gasspriser.

De eksisterende langsiktige salgskontraktene på gass fra Norge følger i stor grad prisene på lett og tung fyringsolje, ettersom dette er industriens og husholdningenes alternativer til gass. I Europa

begynner det i tillegg å utvikle seg spotmarkeder for gass, der gassprisene bestemmes av tilbud og etterspørsel etter gass, i stedet for å følge oljepris direkte. Likevel er det fortsatt en nær sammenheng mellom utvikling i oljepriser og gasspriser. Det mest åpne gassmarkedet i Europa er National Balancing Point (NBP) i Storbritannia (UK). På 1990-tallet var gassprisene i UK veldig forskjellige fra kontinentaleuropeiske priser som følge av gassoverskudd i UK. Nå som UK er i ferd med å bli et underskuddsmarked for gass, er tendensen at mer spotpregede kontrakter følger prisnivået på langsiktige oljeindekserte kontrakter. Gassrøret fra Bacton i UK til gassknutepunktet Zeebrugge i Belgia ("Interconnector") har resultert i at prisene for kortsiktige/nye gasskontrakter i Zeebrugge i stor grad følger NBP-prisen, spesielt på ettårskontrakter. For kortere kontraktperioder, som dag- og månedskontrakter, er prisene i UK påvirket av store sesongsvingninger i forbruket og begrenset lagerkapasitet. På grensen mellom Tyskland og Nederland ligger Bunde, som kan bli et nytt prisreferansepunkt for salg mellom disse landene. Også denne prisen følger i stor grad prisene i NBP og Zeebrugge. Prisen på langsiktige kontrakter representeres ved tysk notering av Trollgasskontraktene ved levering i Emden (Ty Emden Troll). Prisene på LNG levert i Zeebrugge (angitt i figuren som Be Zeebrugge LNG) følger også samme nivå som langsiktige priser på gass levert i rør.

I Figur 5.1 representerer søylene merket "1 år" en terminkontrakt på levering av gass i et år, "Mai" uttrykker gasspris for en månedskontrakt (levering mai 2003) mens "30. apr. 03" uttrykker en spotpris for levering denne datoen (publisert 15.04.03).



Figur 5.1 Gasspriser for varierende kontraktstyper og prisreferanser

I løsningene for gassinfrastruktur som NVE har vurdert, inngår både rørgass, LNG og CNG. Disse gassformene fremstilles, transporteres og kan tilbys i et norsk marked på ulike måter, noe som medfører ulike kostnadselementer for beregningen fra åpne markedspriser i Europa til leveransepriser for mottaksanlegg langs kysten i Norge. Likevel vil de alternative transportkjedene ha samme prisreferanse, med knutepunkter av typen NBP/Zeebrugge som basis.

### 5.3 Priser på rørgass i Norge

I Norge finnes det delvis åpne priser på naturgass levert kunde i Bergensområdet, Haugalandet og Stavanger/Nord-Jæren, hvor det allerede er igangsatt distribusjon av gass.

For gasseiere er det forutsatt at leveranser til Norge ikke skal innebære tap i forhold til salg til markedspris i Europa. For rørtransport i Norge er det beregnet en mulig engrospris levert gassterminalen på Kårstø eller Kollsnes.

Utbyggingen av eksportrørene til Kontinentet har i hovedsak skjedd på grunnlag av at transportkapasiteten allerede var solgt forut for byggestart, gjennom såkalte "take-or-pay" kontrakter. Slike kontrakter innebærer at kjøper av transportkapasitet må betale uansett om kapasiteten benyttes eller ikke. Dersom et gasselskap utnytter sine "take-or-pay" kontrakter fullt ut, kan det være rasjonelt å innrømme et visst prisavslag til norske kjøpere, tilsvarende hva det ville koste å kjøpe transportkapasitet til Kontinentet. Dette fordi de alternativt må kjøpe ytterligere eksportkapasitet for å kunne avsette mer gass. Men motsatt, dersom en selgers transportkapasitet ikke utnyttes, finnes det argumenter mot en slik rabatt. Med dagens relativt store kapasitetsutnyttelse i eksportrørene har imidlertid NVE valgt å legge en slik rabatt til grunn for sine vurderinger.

NVE har som grossistpris på Kårstø lagt til grunn Zeebrugge-pris fratrukket en transporttariff fra Kårstø til Zeebrugge på 15 øre/Sm<sup>3</sup>. Dette er en forenkling i forhold til faktiske tariffene da disse varierer over tid. I Tabell 5.2 vises tariffene for 2003 for reservasjon av ny transportkapasitet fra Kårstø til Zeebrugge.

Tabell 5.2 Tariffer for fremtidige gassleveranser fra Kårstø til Zeebrugge

Transporttariffer (øre/Sm <sup>3</sup> )	2003-2006	2007-2010	2011-2028
Sum Kårstø – Zeebrugge*	17,5	12,9	10,3

Kilde: Gassled ([www.gasviagasled.no](http://www.gasviagasled.no))

\*Tariffen kan variere noe fra år til år pga endringer i anslagene for driftskostnader

Disse tariffene gjelder for transportavtaler som gjøres fremover i tid. Ettersom mesteparten av gassen vil transporteres via avtaler som allerede er inngått, og tariffene historisk har vært høyere enn de fremtidige, regnes 15 øre/Sm<sup>3</sup> som et godt estimat for gjennomsnittlig transporttariff.

Videre i rapporten forutsettes det at naturgass solgt fra gassbehandlingsterminaler i Norge blir fratrukket tariffen for transport fra terminalene på Kårstø og Kollsnes ned til landingspunktene for norsk gass i Europa. Dette har vært praktisert for gasskjøpere i Norge frem til nå. Dersom denne forutsetningen skulle endres for fremtidige gasskjøpere, vil dette i sterk grad svekke muligheten for å etablere ny infrastruktur i Norge basert på gass fra disse terminalene.

Basert på markedsinformasjonen ovenfor betyr dette at tørrgass kan kjøpes, levert Kårstø, til priser som vist i Tabell 5.3.

Tabell 5.3 Gasspriser levert Kårstø

Råoljepris (USD/fat)	18	25	35
Gasspris Zeebrugge, øre/Sm <sup>3</sup>	54	81	117
Gasspris Kårstø, øre/Sm <sup>3</sup>	39	66	102

Det er også mulig å hente rørgass fra den svenske vestkysten, fra gassrøret mellom Danmark og Gøteborgområdet. Dette er nærmere omtalt i Kap. 6.1.6.

## 5.4 Priser på LNG i Norge

Anleggene for LNG-produksjon på Karmøy, Kollsnes og Tjeldbergodden er forholdsvis små og vil i første omgang bare dekke nisjemarkeder som allerede er virksomme eller som vil bli det i nær fremtid. For LNG-rutene som NVE har vurdert, synes Snøhvit/Melkøya eller Zeebrugge (eventuelt Isle of Grain i UK) å være de mest aktuelle forsyningskildene for å kunne levere LNG i tilstrekkelige mengder.

### 5.4.1 Zeebrugge

Prisen for LNG levert fra Zeebrugge vil være nært knyttet til prisene i det europeiske gassmarkedet, jf. diskusjonen over. Man bør imidlertid være forberedt på å betale et visst tillegg for å ta i mot gassen som LNG på de forholdsvis små LNG-skipene som er aktuelle for leveranser til Norge. Dette tillegget gjenspeiler ikke produksjonskostnadene knyttet til det å lage LNG, siden LNG allerede kommer inn til Zeebrugge på store LNG-tankere, men har sitt grunnlag i kommersielle forhold. Aktører i Zeebrugge har tilgang til både rørgass og LNG. En byttehandel mellom rørgass og LNG, eller oppdeling av store LNG-laster til både leveranser i rørnett og videresalg av smålaster foregår ikke i dag. Likevel har Eclipse Energy gjennom forespørsler hos aktører i Zeebrugge avdekket interesse for en slik tjeneste, og innhentet anslagsvise priser på den. Det knytter seg en betydelig usikkerhet til hvor stort dette tillegget vil være, men NVE har på grunnlag av diskusjonene med aktuelle aktører valgt å benytte 7,5 øre/Sm<sup>3</sup> som et anslag for en slik tjeneste.

### 5.4.2 Melkøya / Snøhvit

Prisdannelsen for LNG fra Melkøya vil være annerledes enn i Zeebrugge, i hovedsak fordi Zeebrugge er et sentrum i det europeiske gassmarkedet, mens mye av LNG-volumene fra Snøhvit vil gå til USA og Spania.

I de siste syv årene har markedsprisen i USA stort sett ligget høyere enn i Storbritannia. I 70 prosent av de siste 90 månedene (1996-2003) har LNG-laster, medregnet forskjellen i fraktrater fra Melkøya, oppnådd høyest pris i det amerikanske markedet (ved Gulfkysten eller i nordøstre USA). Ved å analysere priser på langsiktige kontrakter fra det finansielle markedet for de neste 70 månedene, ser en at det vil lønne seg å selge gass fra Melkøya til USA fremfor til Storbritannia i 80 prosent av tiden. Basert på historiske samt framtidige priser synes det således svært sannsynlig at markedet i USA vil kunne tilby de beste prisene for LNG fra Snøhvit.

I det videre arbeidet er gasspris fra Melkøya derfor beregnet ut fra hvilken pris LNG fra Melkøya kan oppnå i det amerikanske markedet.

### 5.4.3 Konklusjon for priser på LNG

Basert på den begrensede markedsinformasjonen ovenfor har NVE lagt til grunn gasspriser for LNG levert hhv. fra Zeebrugge og Melkøya som vist i Tabell 5.4.

Tabell 5.4 Gasspriser for LNG

Råoljepris (USD/fat)	18	25	35
Gasspris Zeebrugge, øre/Sm <sup>3</sup>	54	81	117
Gasspris for LNG i Zeebrugge, øre/Sm <sup>3</sup>	61,5	88,5	124,5
Gasspris for LNG fra Melkøya, øre/Sm <sup>3</sup>	57	98	158

## **5.5 Priser på CNG i Norge**

Naturgass til CNG-produksjon vil i prinsippet kunne hentes på steder der man kan ta gass ut fra eksporttrørene. Det kan gjøres på, eller i nærheten av, gassterminalene på Kårstø, Kollsnes og Tjeldbergodden, og senere også på Aukra og Melkøya. Så langt foreligger det planer om CNG-skipninger fra en ny industripark i Gismarvik, like ved Kårstø, som Tysvær kommune ønsker å bygge ut.

For innkjøp av gass til CNG har NVE lagt til grunn Kårstø-priser som vist i Tabell 5.3.

## 6 Lønnsomhetsvurdering av transportalternativer

I dette kapittelet benyttes de beregnede kostnadene for gasstransport (Kap. 4) og energiprisene (Kap. 5) til å vurdere lønnsomheten for de aktuelle transportløsningene for naturgass (Tabell 3.5).

### 6.1 Grenland

Grenland strekker seg fra Langesund til Porsgrunn og Skien og omfatter kommunene Skien, Porsgrunn, Siljan og Bamble. Regionen har om lag 100 000 innbyggere og er kjennetegnet av industriklyngen på begge sider av Frierfjorden. Denne består først og fremst av Yaras (Hydro Agri inntil 25.03.04) gjødselproduksjon på Herøya, Noretyl, Hydro Polymers' anlegg på Rafnes og Borealis' anlegg på Rønningen syd for Rafnes. Virksomhetene produserer kunstgjødsel og ulike plastprodukter på basis av våtgass.

Våtgass har hittil blitt fraktet med skip. Industrien har imidlertid undersøkt mulighetene for å bygge et rør fra Kårstø som frakter både våtgass og tørrgass til regionen. Utover råstoff til eksisterende brukere vil dette muliggjøre ny gassbasert virksomhet og naturgass til dekning av energibehovet hos større brukere i regionen.

#### 6.1.1 Gassaktører i Grenlandsindustrien

**Yara Porsgrunn** har flere fabrikkenheter på Herøya som omfatter i hovedsak en ammoniakfabrikk (530 000 tonn/år), to fullgjødselabrikker (samlet kapasitet på 1,9 mill. tonn/år), en kalksalpeterfabrikk (800 000 tonn/år) og en salpetersyrefabrikk (1,1 mill. tonn/år). Virksomhetene har om lag 430 ansatte.

**Hydro Polymers** har virksomheter både på Herøya (PVC-fabrikk) og på Rafnes (klor og vinylkloridfabrikk, VCM). Et 3500 meter langt rør for transport av våtgass forbinder anleggene. PVC-produksjonen er på til sammen 150 000 tonn/år, mens klor, VCM og ulike andre produkter fra anleggene på Rafnes til sammen står for 765 000 tonn/år. Virksomhetene sysselsetter til sammen om lag 315 personer.

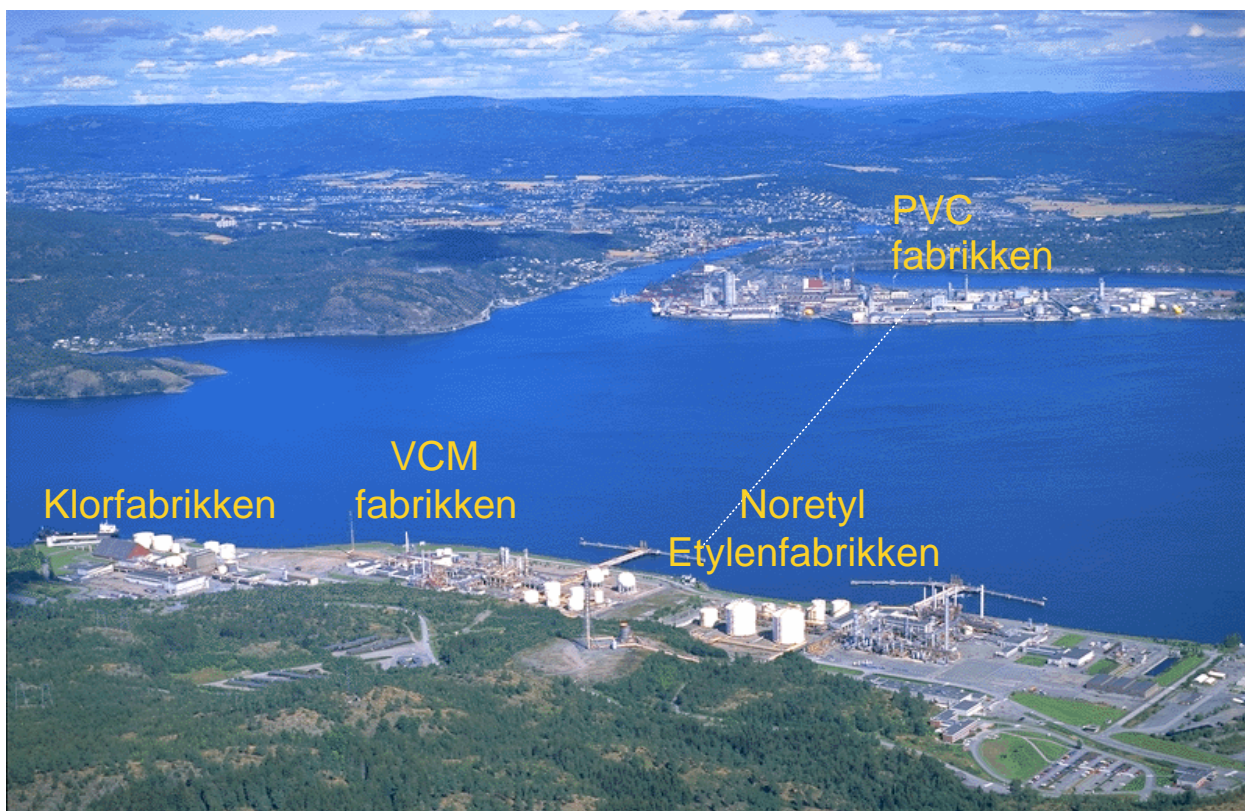
**Borealis** produserer primært polyetylen og polypropylen eller materialer der disse plasttypene inngår. Råstoffene etylen og propylen hentes fra Noretyls anlegg som ligger ved siden av Borealis.

**Noretyl** eies 50 prosent av Norsk Hydro og 50 prosent av Borealis. Noretyl eier den såkalte crackeren på Rafnes, dvs. produksjonsenheten som omdanner etan til eten (etylen) og propan til propen (propylen). Noretyl leverer således råstoff til Hydro Polymers og Borealis, til sammen 450 000 tonn etylen og 70 000 tonn propylen pr. år. Selskapet Noretyl AS ble opprettet i 2001, men virksomheten har eksistert siden 1977. Noretyl sysselsetter om lag 160 personer.

**Naturgass Grenland AS** ble opprettet i 2002 for å distribuere og selge naturgass i Grenland og eies av Statoil, Hydro, Skagerak Energi og Gasnor. Selskapet har beregnet at deler av varmemarkedet vil kunne konverteres til naturgass i et omfang på om lag 17 MSm<sup>3</sup> årlig. Videre vil visse industrikunder og nye kundegrupper øke dette volumet i ulik grad avhengig av betalingsvillighet. Selskapet ønsker i første omgang å satse på en LNG-løsning, primært for å utvikle markedet lokalt forut for bygging av gassrør, sekundært som en selvstendig forsyningsløsning.

**Skagerak Energi** er den dominerende regionale netteieren og elektrisitetsprodusenten (eid 66 prosent av Statkraft og 34 prosent av kommunene i området). Selskapet har levert inn forhåndsmelding for bygging av gasskraftverk i Grenland. Forhåndsmeldingen skisserer et kraftverk av størrelse 400 – 1000 MW, som kan være både med og uten løsninger for CO<sub>2</sub>-håndtering. Gassbehovet til et eventuelt kraftverk er ikke tatt med i den grunnleggende lønnsomhetsberegningen. Gasskraft er i stedet gjenspeilet i sensitivitetsanalyser, og da er det tatt utgangspunkt i gasskraft uten CO<sub>2</sub>-håndtering. Et gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering vil på grunn av lavere virkningsgrad trenge om lag 20 prosent mer gass for å produsere den samme kraftmengden.





Figur 6.1 Industrien på Rafnes og Herøya (Kilde: Norsk Hydro)

Når det gjelder gassforsyning til industrien i Grenland, er det viktig å skille mellom tørrgass og våtgass (se Vedlegg for definisjon). Til nå har alle aktørene basert sine virksomheter på våtgass som råstoff, dvs. etan og LPG. Deler av industrien kan gå over til bruk av tørrgass som råstoff, noe som antas å gi vesentlige kostnadsbesparelser. Det finnes følgende mulige transportløsninger for gass til Grenland:

- (1) Et rør for våtgass (alene) gjør at sammensetningen av råstofftilgangen opprettholdes som i dag, men med utvidet kapasitet. Våtgass benyttes ikke til alminnelig forsyning eller gasskraftverk. Alternativet gir ikke realistiske muligheter når det gjelder å forsyne Oslofjordområdet /Østfold med gass.
- (2) Et tørrgassrør vil ivareta behovet for den delen av industrien som kan bruke tørrgass som råstoff. Det vil muliggjøre ny virksomhet som f.eks. bioprotein, gass til alminnelig forsyning og gasskraftverk. Tørrgass kan føres videre til Oslofjordområdet /Østfold.
- (3) Et såkalt kombirør, som transporterer både våtgass og tørrgass i ett rør og separerer de ved mottaksanlegget i Grenland, vil i prinsippet ivareta alle Grenland-aktørenes behov, og også muliggjøre gassforsyning til Oslofjordområdet /Østfold.
- (4) Tørrgasstransport i form av LNG og CNG, som vil gi samme muligheter som (2).

### 6.1.2 Volumer og betalingsvillighet for gasstransport

NVE har etter grundig vurdering i samarbeid med industrien i Grenland valgt å vurdere transportløsningene til Grenland på basis av volumene beskrevet i Tabell 6.1 og betalingsvilligheten for transport skissert i avsnittene under. Dette utgjør det som videre vil refereres til som *basisalternativet*.

Tabell 6.1 Gassvolumer til Grenland

	<b>Tørrgass (MSm<sup>3</sup>/år)</b>	<b>Våtgass (ktonn/år)</b>
Stor industri	510	Etan: 650 LPG: 170
Mindre brukere	50*	
<b>Sum</b>	<b>560</b>	<b>820</b>

\*Dette volumet er antatt faset inn 5 år etter driftsstart for gassrøret

Gitt en gasspris som industrien vurderer som akseptabel, har industrien signalisert villighet til å inngå en langsiktig forpliktelse om kjøp av gass over 15 år. For industrien ligger det et gevinstpotensial i å bytte fra etan/LPG til metan (tørrgass) som råstoff i deler av produksjonen. En slik omstilling kan skje i dagens fabrikker uten betydelige investeringer.

En vurdering av hvilke gasspriser en alternativt kan oppnå i det europeiske gassmarkedet, er et utgangspunkt for å beregne betalingsvilligheten for bruk av kombirøret. En gunstig beliggende større industriell gasskunde på Kontinentet er beregnet å måtte betale en transportkostnad på om lag 23 øre/Sm<sup>3</sup>. I lønnsomhetsberegningene nedenfor er det brukt 25 øre/Sm<sup>3</sup> som anslag for betalingsvilligheten.

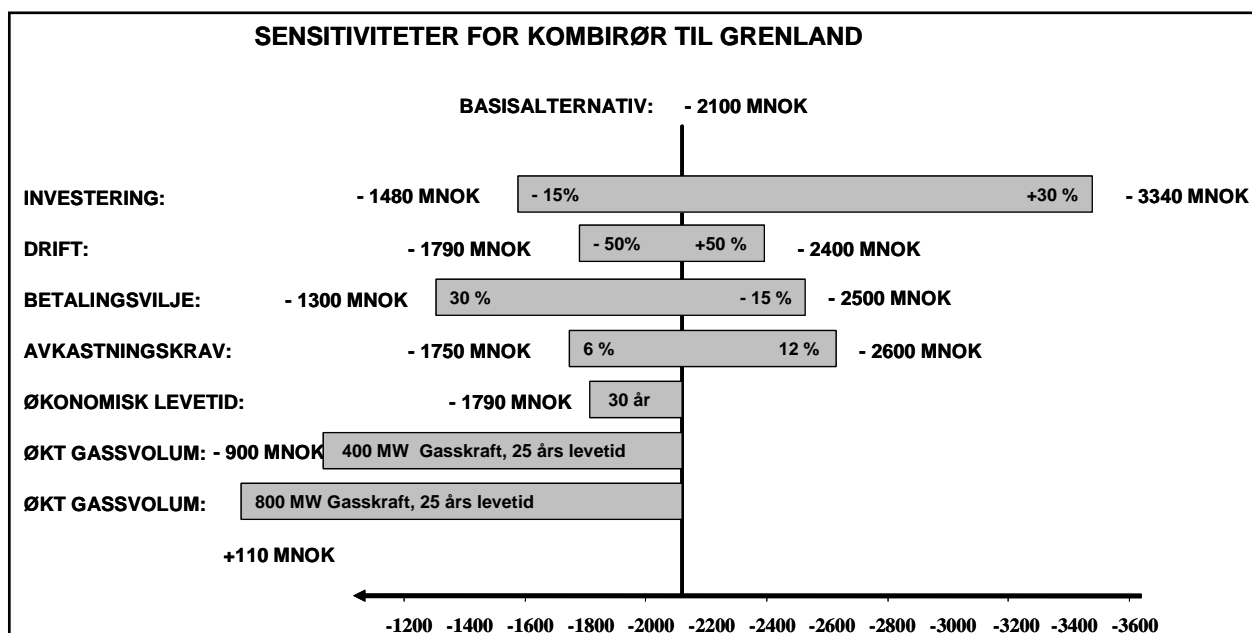
Mens man for tørrgass regner transportkostnader i øre/Sm<sup>3</sup>, regnes det for våtgass gjerne i kr/tonn. Til grunn for beregning av industriens betalingsvillighet for våtgasstransport er valgt 165 kr/tonn, noe som tilsvarer forventet fremtidig kostnad for skipstransport av våtgass levert fra Kårstø til Rafnes.

### 6.1.3 Lønnsomhetsvurdering for kombirør

Lønnsomheten for kombirøret er beregnet med basis i en kalkulasjonsrente på 8 prosent og en økonomisk levetid på 20 år. Det regnes ikke med noen restverdi av røret ved utløpet av levetiden. De årlige driftskostnadene er estimert til 1,5 prosent av investeringen, det vil si 62 MNOK pr. år. Som gasspris fra Kårstø er det benyttet 66 øre/Sm<sup>3</sup> (se Kap. 5.3) og som estimat for betalingsvillighet for transport er det brukt 25 øre/Sm<sup>3</sup> tørrgass og 165 kr/tonn våtgass (se Kap. 6.1.2).

Gitt et gjennomsnittlig fremtidig oljeprisnivå på 25 USD/fat gir beregningen at et kombirør til Grenland vil ha en nåverdi på om lag -2100 MNOK. Negative nåverdier forteller at et prosjekt er ulønnsomt, desto større det negative tallet er i absoluttverdi, desto mer ulønnsomt er prosjektet. Nåverdien i basisalternativet vitner således om et svært tapsbringende prosjekt. For å oppnå en positiv nåverdi kreves 64 øre/Sm<sup>3</sup> i betaling for tørrgasstransport (gitt konstant betalingsvillighet for våtgasstransport).

En rekke faktorer påvirker lønnsomheten i prosjektet, noe som er illustrert i Figur 6.2, der de enkelte faktorenes påvirkning på nåverdien undersøkes, mens de andre beholdes som i basisalternativet. Figuren viser konsekvenser for nåverdien av endringer i forutsetningene.



Figur 6.2 Vurdering av lønnsomhet for et kombirør til Grenland

Følgende vurderinger er gjort av de enkelte elementenes innvirkning på lønnsomheten:

- Investeringsestimater.** En besparelse i rørleggingsprosjektet på 15 prosent i forhold til estimert investeringskostnad vil bedre nåverdien med om lag 620 MNOK til om lag -1480 MNOK, mens en overskridelse på 30 prosent gir en nåverdi på om lag -3340 MNOK, en forverring på om lag 1240 MNOK.
- Driftskostnader.** Lønnsomheten for kombirøret er lite følsomt overfor driftskostnadene. Selv betydelige endringer i disse kostnadene gir relativt beskjedne endringer i nåverdien.
- Betalingsvillighet for transport.** Basisalternativet tar utgangspunkt i en betalingsvillighet for transport som må oppfattes å være relativt lav. Dersom man hever betalingen for transport med 30 prosent, jevnt fordelt mellom tørrgass og våtgass, vil nåverdien ved 8 prosent avkastning forbedres med om lag 800 MNOK til om lag -1300 MNOK. Lønnsomheten for røreier er følsom for endring i betalingsvilligheten for transport, men det kreves en betydelig (og urealistisk høy) økning i denne betalingsvilligheten for å få et lønnsomt prosjekt.
- Avkastningskrav.** NVE legger samme rentenivå som Finansdepartementet (jf. FIN Veileder av 2000) til grunn for samfunnsøkonomiske analyser av vannkraftprosjekter (8 prosent). Om infrastruktur sier NVE at til hovednett for kraft settes avkastningskravet til 6 prosent, mens det for gassnett settes til 8 prosent. Til sammenligning tar staten utgangspunkt i et avkastningsnivå på 7 prosent som underlag for tariffing av Norled, dvs. den samlede gassinfrastrukturen på kontinentalsokkelen. Her er imidlertid investeringene i stor grad sikret ved langsiktige avtaler for salg av gass, dvs. også avtaler for utnyttelse av kapasiteten i rørsystemet. Dersom man oppnår tilsvarende lange leveringsavtaler til brukerne i Grenland, vil det være et argument for å redusere avkastningskravet til 7 prosent. En reduksjon av avkastningskravet til 6 prosent vil gi en prosjektøkonomisk nåverdi på om lag -1750 MNOK (en forbedring på om lag 350 MNOK), mens en økning til 12 prosent vil redusere nåverdien med om lag 500 MNOK, til om lag -2600 MNOK.
- Økonomisk levetid.** Et gassrør til Grenland baserer seg på industrivirksomhet i begge ender av røret. Det hefter usikkerhet ved om det finnes interesserte gasskjøpere i Grenlandsområdet og om Kårstø kan levere de ønskede mengder av etan og LPG i en tidshorisont på over 20 år

fra oppstartstidspunktet til et gassrør. Selv om et gassrør vil kunne ha en lengre teknisk levetid, styrker dette bruken av 20 års økonomisk levetid i lønnsomhetsberegningene. Økonomisk levetid på 30 år for kombirøret gir en nåverdi på om lag -1790 MNOK (en forbedring på om lag 310 MNOK), det vil si at rørets lønnsomhet i begrenset grad avhenger av den økonomiske levetiden som legges til grunn. Økning av den økonomiske levetiden alene kan ikke gi et lønnsomt prosjekt.

- **Kapasitetsutnyttelse.** Transporterte volumer i basisalternativet utnytter bare 22-23 prosent av tørrgasskapasiteten i kombirøret (samtidig som rørdimensjonen og dermed investeringskostnaden er nødvendig for å opprettholde våtgasskapasiteten i røret). Dette er en hovedårsak til den manglende lønnsomheten. Dersom en antar at det fases inn et gassforbruk tilsvarende et 800 MW gasskraftverk (om lag 1100 MSm<sup>3</sup>) 5 år etter oppstart av kombirøret, og rørets økonomiske levetid dermed forlenges til totalt 25 år, vil det bedre lønnsomheten betydelig (det fordrer imidlertid at også gasskraftprodusenten betaler 25 øre/Sm<sup>3</sup> for gasstransporten). Beregnet nåverdi vil i dette tilfellet forbedres med om lag 2210 MNOK, til om lag 110 MNOK, dvs. at kombirøret så vidt blir lønnsomt. Til sammen vil industrien og gasskraft da utnytte om lag 66 prosent av tørrgasskapasiteten. Kombirøret vil altså fortsatt kunne stille transportkapasitet til rådighet for andre store brukere, både i Grenland og i prinsippet til resten av østlandsregionen. Dersom gasskraftverket bare betaler 15 øre/Sm<sup>3</sup> for transport, vil et forbruk tilsvarende 800 MW etter 5 år likevel bedre gassrørets nåverdi til om lag -700 MNOK, en forbedring på 1400 MNOK.

Diskusjonen over viser at det kun er betydelige økninger i omsatt gassvolum som kan bringe prosjektøkonomien for kombirøret opp på et lønnsomt nivå.

#### 6.1.4 Lønnsomhetsvurderinger av tørrgassløsninger

Når man vurderer tørrgassløsninger, er det innledningsvis verd å minne om at slike løsninger ikke er et transportalternativ for våtgass, noe som innebærer at skipstrafikken med våtgass til Grenland vil opprettholdes.

##### Tørrgassrør

Industriens tørrgassbehov kan dekkes ved hjelp av et 16" tørrgassrør fra Kårstø. I følge Aker Kværner representerer dette et investeringsbehov på om lag 2750 MNOK. Med en maksimal kapasitet på 2350 MSm<sup>3</sup> årlig vil et slikt rør også kunne betjene gasskraftverk og/eller forlenges til andre deler av Østlandet.

For et samlet gassvolum på 560 MSm<sup>3</sup> betyr dette en transportkostnad på om lag 59 øre/Sm<sup>3</sup>. Denne kostnaden er langt høyere enn industriens forventede betalingsvillighet for transport av gass.

Gitt en betalingsvillighet på 25 øre/Sm<sup>3</sup> for transporten i røret og forutsetninger for øvrig som beskrevet i Kap. 6.1.2, blir nåverdien for et tørrgassrør om lag -1800 MNOK. Tørrgassvolumene som industrien kan tenkes å forbruke på kort sikt, er med andre ord langt fra tilstrekkelige til å skape lønnsomhet i et tørrgassrør.

##### LNG

LNG er også en mulig løsning for å dekke tørrgassbehovet i Grenland. Investeringsbehovet vil variere mye med den maksimale kapasiteten man ønsker. En LNG-løsning tilpasset basisvolumet på 560 MSm<sup>3</sup>/år krever investeringer på om lag 860 MNOK, mens en løsning med maksimalkapasitet på 1760 MSm<sup>3</sup>/år vil kreve om lag 1500 MNOK. Transportkostnadene for en LNG-løsning med et årsvolum på 560 MSm<sup>3</sup> vil ligge på om lag 28 øre/Sm<sup>3</sup>.

Betalingsvillighet for LNG-transporten vil kun være om lag 2,5 øre/Sm<sup>3</sup> som følge av at prisen på LNG fra Zeebrugge er høyere enn prisen på rørgass fra Kårstø. Gitt en betalingsvillighet på 2,5 øre/Sm<sup>3</sup> for transporten og forutsetninger for øvrig som beskrevet i Kap. 6.1.2, blir nåverdien for et LNG-prosjekt om lag -1400 MNOK. En slik beregning tar ikke hensyn til fleksibiliteten og mulighetene for en gradvis oppbygging av markedet i et LNG-opplegg, men er kun ment å være et sammenligningsgrunnlag i forhold til et tørrgassrør.

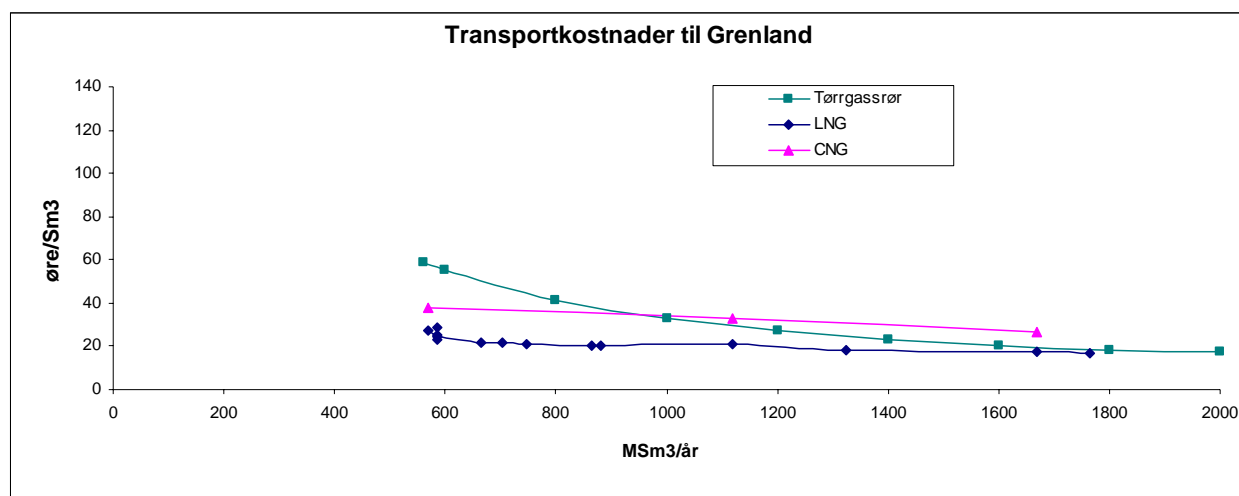
## CNG

For forsyning av Grenland med CNG er det tatt utgangspunkt i et rørlager i Grenland og bøyelasting fra båten, med rørføring inn til rørlageret. Utstyring av en CNG-terminal i Gismarvik inngår i kostnadsanslaget. Transportkostnad for et basisvolum på 560 MSm<sup>3</sup> er estimert til om lag 38 øre/Sm<sup>3</sup>, mens det ved et økt gassavtak tilsvarende et gasskraftverk på 400 eller 800 MW vil oppnås transportkostnader estimert til henholdsvis om lag 33 og om lag 27 øre/Sm<sup>3</sup>.

Gitt en betalingsvillighet på 25 øre/Sm<sup>3</sup> for transporten og forutsetninger for øvrig som beskrevet i Kap. 6.1.2, blir nåverdien for et CNG-prosjekt om lag -800 MNOK. En slik beregning tar ikke hensyn til fleksibiliteten og mulighetene for en gradvis oppbygging av markedet i et CNG-opplegg, men er kun ment å være et sammenligningsgrunnlag i forhold til et tørrgassrør.

## Tørrgasspris levert Grenland

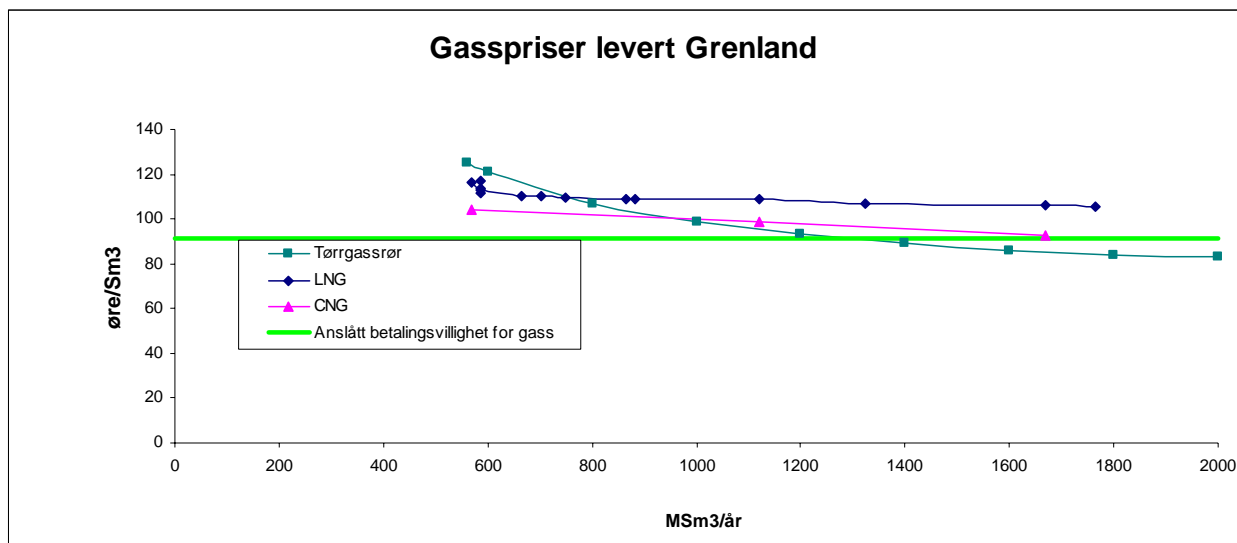
Transportkostnadskurvene for de tre alternativene er vist i Figur 6.3. Kostnadskurven for tørrgassrøret viser et kontinuerlig fall i kostnader for økende gassvolum, mens kostnadskurven for LNG har et flattere forløp. Det studerte CNG-alternativet viser jevnt synkende kostnader innenfor det undersøkte volumintervallet.



Figur 6.3 Transportkostnader for tørrgassrør, LNG og CNG til Grenland

Transportkostnadene alene gir imidlertid ikke et godt bilde av hva som vil være det mest fornuftige transportalternativet for gass til Grenland. For en gassbruker i Grenland er det gassprisen ved levering som er viktig, dvs. innkjøp av gass pluss transport. Som det går frem av Kap. 5, vil gass kjøpt fra Kårstø være billigere enn LNG innkjøpt i Zeebrugge (Zeebrugge er den mest aktuelle LNG-kilde for brukere i Sør-Norge). Dette betyr at tørrgassrør og CNG fra Kårstø i utgangspunktet har en konkurransefordel i forhold til LNG.

Kurver for gasspris levert Grenland for de tre alternativene er plottet i Figur 6.4, sammen med antatt betalingsvillighet. Figuren gir et godt grunnlag for å diskutere de tre transportløsningene opp mot hverandre.



Figur 6.4 Gasspriser levert Grenland

### Faktorer som påvirker lønnsomheten

Sensitivitetene i lønnsomheten for et tørrgassrør vil være i størrelsesorden de samme som sensitivitetene for et kombirør (se Figur 6.2). Følgende vurderinger er videre gjort av lønnsomheten for de forskjellige transportløsningene for tørrgass:

- Beste transportløsning.** Som det fremgår av figuren, er CNG gunstigst opp til årsvolumer på om lag 1000 MSm<sup>3</sup>. For høyere volumer enn dette ser en rørløsning ut til å være gunstigst. LNG har marginalt lavere gasspris levert bruker for volumer i området 5-600 MSm<sup>3</sup>/år enn et tørrgassrør. Dersom volumene øker opp mot 800 MSm<sup>3</sup>/år, vil et tørrgassrør tilby lavere gasspris enn LNG. På grunn av relativt flat kostnadskurve vil ikke LNG, uansett volum, kunne tilby en pris som tilsvarende den anslåtte betalingsvilligheten.
- Lønnsomhet.** Analysen finner ikke noe prosjektøkonomisk lønnsomt alternativ for å forsyne Grenland med dagens tørrgasspotensial (560 MSm<sup>3</sup>). Et tørrgassrør gir en nåverdi på om lag -1800 MNOK i basisalternativet. Ved en økonomisk levetid på 30 år bedres nåverdien til om lag -1680 MNOK. Et alternativ basert på CNG synes å være bedre ved dette volumet, men vil fortsatt ikke være lønnsomt.
- Betalingsvillighet for transport.** Både tørrgassrør, CNG- og LNG-løsninger vil i prinsippet kunne dekke industriens behov for tørrgass. Men industrien vil ikke kunne betale nok til å dekke den høye transportkostnaden som oppstår på grunn av det lave transporterte volumet i basisalternativet.
- Kapasitetsutnyttelse.** Gitt en transportpris på 25 øre/Sm<sup>3</sup> synes om lag 1300 MSm<sup>3</sup> å være en nedre grense for en prosjektøkonomisk lønnsom tørrgasstransport, og gassrør vil være den beste teknologien. Basisvolum pluss et tilleggsvolum tilsvarende gassforbruket i et 800 MW gasskraftverk vil således kunne gi et lønnsomt prosjekt (det fordrer imidlertid at også gasskraftprodusenten betaler 25 øre/Sm<sup>3</sup> for gasstransporten). Til sammen vil industrien og gasskraft da utnytte om lag 71 prosent av tørrgasskapasiteten, og tørrgassrøret vil altså fortsatt kunne stille transportkapasitet til rådighet for andre store brukere, både i Grenland og i prinsippet til resten av østlandsregionen.
- Investeringskostnad.** I forhold til rørløsninger representerer LNG og CNG et lavere investeringsbehov. I motsetning til rør har elementene i slike ruter (skip og tankanlegg) også alternativ verdi i annenhåndsmarkedet. Investeringsbehovene for LNG/CNG er i

størrelsesorden 1000-2000 MNOK lavere enn for et tørrgassrør. Dette beløpet kan betraktes som en opsjonspremie man betaler for fremtidig transportkapasitet knyttet til tørrgassrør (utover 560 MSm<sup>3</sup> årlig). Både alternativverdi og redusert investeringsbehov gir LNG-/CNG-løsningene en lavere risikoprofil enn investeringer i gassrør.

- **Usikkerhet.** Aker Kværners kostnadsanslag hviler på erfaringer fra en rekke gjennomførte rørprosjekter. Marinteks anslag er i større grad satt sammen av bransjemessige erfaringstall. LNG-ruter av en slik størrelse og karakter som Marintek beskriver, er hittil bare bygget i beskjedent omfang. Det er derfor naturlig å anta at det knytter seg større usikkerhet til datagrunnlaget for LNG enn det gjør for rør. CNG-transport som beskrevet over, er ikke utprøvd tidligere og representerer derfor større kostnadmessig usikkerhet enn de alternative teknologiene. Aktører har også vurdert CNG-løsninger til Grenland med retur av CO<sub>2</sub> for deponering. Slike tekniske løsninger innebærer en rekke utfordringer som ikke har blitt vurdert gjennom NVEs arbeid.

### 6.1.5 Vurdering av tørrgassrør vs kombirør

Kombirøret og tørrgassrøret har flere felles kostnadskomponenter, i første rekke knyttet til leggekostnadene og landfallskostnader. I hovedsak er det kostnadene knyttet til fraksjonering på Rafnes, modifikasjonskostnader på Kårstø og økningen fra 16" til 18" rørdiameter som utgjør merkostnaden, til sammen om lag 1400 MNOK, for et kombirør.

Gjennom betalingen for transport bør våtgasskundene i Grenland kunne forrente denne merinvesteringen. Alternativkostnaden for sjøtransport av 820 000 tonn våtgass med en transportkostnad på 165 kr/tonn (samme tall som forutsatt i basisalternativet) er om lag 135 MNOK/år. Dette innebærer at våtgasskundene forrenter investeringene knyttet til rørtransport av våtgass med om lag 7,3 prosent, gitt en levetid på 20 år. Dette tilfredsstillende i utgangspunktet ikke avkastningskravet på 8 prosent, men det er markert bedre enn lønnsomheten for et tørrgassrør alene.

En annen måte å betrakte dette på, er å se valget mellom rørene fra perspektivet til en tørrgasskunde. Ved valg av et tørrgassrør vil betalingen for transport som må til for å oppnå lønnsomhet, være om lag 59 øre/Sm<sup>3</sup>, mens den ved valg av et kombirør vil være 64 øre/Sm<sup>3</sup>. Gitt den benyttede våtgassstariffen på 165 kr/tonn vil altså et kombirør gi en noe dyrere tørrgass til Grenland.

Kombirøret vil forventningsvis føre til bedre regularitet, bortfall eller reduksjon i kostnader knyttet til mottak og lagring av våtgass og tilførsel av metan som brenngass. Slike faktorer kan tyde på at betalingsvilligheten for våtgasstransport i kombirøret kan være noe høyere enn forutsetningen som er gjort. Videre tilfører et kombirør industrien i Grenland større muligheter enn et tørrgassrør og innebærer større miljøgevinster.

Dersom en bestemmer seg for å investere i et gassrør til Grenland, har en akseptert å investere i et prosjekt som viser dårlig lønnsomhet. Et kombirør tilbyr en tilleggstjeneste for transport av våtgass i forhold til tørrgassrøret, en tjeneste som viser markert bedre prosjektøkonomisk lønnsomhet (7,3 prosent) enn et tørrgassrør alene, og som i tillegg gir miljøgevinster og fordeler for industrien. Gitt at et gassrør til Grenland blir besluttet, er det således gode grunner for at dette bør være et kombirør.

### 6.1.6 Gassrør Gøteborg – Grenland

En alternativ forsyningsmulighet for Grenland/Østlandet er et gassrør som strekker seg fra Danmark til Gøteborgområdet. Å hente gass fra det svenske gassnettet via et gassrør fra Gøteborg til Grenland kan ses i et nordisk forsyningsperspektiv, der norske energibrukere i første omgang forsynes med gass via Sverige, mens man lengre frem i tid kan koble sammen en rørforbindelse Kårstø – Grenland – Gøteborg for gasseksport fra Norge. Dette kan bli aktuelt dersom etterspørselen etter gass i Sverige øker. Det vil også kunne aktualisere et rør mellom Gøteborg og Stockholm.

Gassrøret mellom Danmark og Gøteborg er designet for et årsvolum på 3000 MSm<sup>3</sup> gass, hvorav om lag en tredjedel utnyttes i dag. Skal designkapasiteten utnyttes fullt ut, trengs imidlertid tilleggsinvesteringer i ny kompressorkapasitet i Malmøområdet.

Et rør Gøteborg – Grenland vil være om lag 255 km langt (mens avstanden Kårstø – Grenland er om lag 462 km). Kostnader knyttet til landfall vil være forholdsvis store i begge endene av røret. For å illustrere kostnadsforskjeller kan man ta utgangspunkt i erfaringstall fra Aker Kværner. For et 16" rør vil forskjell i rørdistanse innebære et investeringsanslag for Gøteborg-alternativet på i størrelsesorden 1700 MNOK, noe som kan gi en prosjektøkonomisk transportpris for røret på i størrelsesorden 33 øre/Sm<sup>3</sup>. Disse tallene er bare ment som en indikasjon, kompliserte bunnforhold, kryssninger og kommersielle forhold kan skape betydelige avvik.

Å beregne en gasspris levert Grenland krever en vurdering av sannsynlige gasspriser levert fra Danmark, betaling for transport av gassen gjennom Danmark og Sverige, samt kostnader for gassrør Gøteborg – Grenland. En grov vurdering basert på levering av 560 MSm<sup>3</sup> til Grenland, er at det kan være mulig å oppnå en kostnad ned mot om lag 11 øre/Sm<sup>3</sup> for transport gjennom Sverige til Gøteborg samt om lag 33 øre/Sm<sup>3</sup> for transport i et nytt gassrør mellom Gøteborg og Grenland, til sammen om lag 44 øre/Sm<sup>3</sup>. Gitt at det kan oppnås såpass gode betingelser i eksisterende og nytt rør, samt at en kan oppnå en gasspris i Danmark som kan konkurrere med gasspris ut fra Kårstø, så kan gassforsyning til Grenland fra Gøteborgområdet være et alternativ til tørrgassrør og CNG-/LNG-alternativene beskrevet i Kap. 6.1.4. Det er imidlertid lite som tyder på at et slikt rør (fra Gøteborg til Grenland) vil kunne være prosjektøkonomisk lønnsomt, det vil kreve urealistisk billig gasstransport og lav gasspris.

Forsyningsløsningen med rør fra Gøteborg henger nært sammen med fremtidig norsk gasseksport og utvikling av gass- og elektrisitetsforsyningen i Norden. En slik løsning har interessante perspektiv, men en realisering er avhengig av mange forhold som pr. i dag er usikre.

### **6.1.7 Grenrør til brukere rundt Oslofjorden**

Et gassrør til Grenland gjør det mulig å frakte tørrgass videre til andre områder med energibruk av en viss størrelse. Her er studert mulighetene for videre rørtransport av tørrgass til Kristiansand, Østfold, Vestfold, Drammen og Oslo.

Resonnementet er gjort med følgende forutsetninger:

- Volumene representerer brukere som realistisk kan konvertere til bruk av rørgass på litt sikt, dvs. at en i realiteten vil måtte regne med lavere volumer i en oppstartsfase
- Ekstra volum som selges gjennom grenrørene vil redusere transportkostnadene (det gir et større volum å fordele total kostnadene på) også i røret til Grenland. Transportkostnadene for kombirør med grenrør er beregnet til 55 øre/Sm<sup>3</sup> ved maksimalt volum solgt gjennom grenrør (240 MSm<sup>3</sup>, se Tabell 6.2). Dette estimatet brukes for enkelthets skyld for alle grenrørene (transportkostnaden vil ligge i intervallet 55-64 øre/Sm<sup>3</sup>)
- Samlet pris for gass levert fra Grenlandsrøret blir derfor 121 øre/Sm<sup>3</sup> (66 øre/Sm<sup>3</sup> fra Kårstø, se Kap. 5.3)
- Bunnforhold i rørtraseene ligger til rette for legging av grenrør
- Lave landfallskostnader

Hoveddata for mulige endepunkter for et grenrør fra Grenlandsrøret er samlet i Tabell 6.2. Tallene i kolonnen "Betalingsvillighet" varierer med hva slags energibærere gassen vil konkurrere med og i hvilken grad disse har avgiftsfritak. Kolonnen "Utgangspunkt" angir hvor det aktuelle grenrøret starter.



Tabell 6.2 Hoveddata for mulige endepunkter for et grenrør

	Betalingsvillighet (øre/Sm <sup>3</sup> )	Lengde grenrør (km)	Utgangspunkt	Volum (MSm <sup>3</sup> )
Kristiansand	150	10	Hovedrør	50
Østfold	149	100	Grenland	92
Vestfold	204	40	Østfold	29
Drammen	204	60	Vestfold	23
Oslo	204	75	Vestfold	45
<b>SUM</b>				<b>239</b>

Et grenrør fra et kombirør til Kristiansand kan være problematisk, fordi våtgassandelen kan skape problemer med utfelling og ansamling av væske i grenrør og hos kjøpere av gassen.

Figur 4.2 benyttes for å beregne transportkostnadene for de forskjellige grenrørene. Tabell 6.3 beregner kostnad for gass levert ved landfall i endepunktet (dvs. eksklusive lokal distribusjon) for de forskjellige forsyningsmulighetene og sammenligner denne med estimert betalingsvillighet for gass i endepunktet.

Tabell 6.3 Kostnad og betalingsvillighet for levering av gass ved endepunkt for grenrør

	Volum (MSm <sup>3</sup> )	Gasspris levert fra Grenlandsrør (øre/Sm <sup>3</sup> )	Transport- kostnad grenrør (øre/Sm <sup>3</sup> )	Kostnad for levering av gass (øre/Sm <sup>3</sup> )	Betalings- villighet i endepunkt (øre/Sm <sup>3</sup> )
Østfold	92	121	60	181	149
Østfold/Vestfold	121	121	165	286	204
Østfold/Vestfold/Drammen	144	121	245	366	204
Østfold/Vestfold/Oslo	166	121	165	286	204
Østfold/Vestfold/Drammen/Oslo	189	121	354	475	204
Kristiansand	50	121	30	151	150

Sammenligner en den skisserte betalingsvilligheten i endepunktet med kostnaden for gass levert i endepunktet (de to siste kolonnene i Tabell 6.3), ser en at grenrør videre fra Grenlandsrøret ikke vil stå seg økonomisk (med et mulig unntak for Kristiansand), og ikke vil kunne bidra til å bedre totaløkonomien i et gassrør mellom Kårstø og Grenland. Dersom transportkostnaden i røret Kårstø - Grenland kommer ned mot 25 øre/Sm<sup>3</sup> (for eksempel som følge av økt transportert volum), viser denne beregningen at det da kan lønne seg å legge grenrør til Østfold og Kristiansand.

Denne konklusjonen vurderes å gjelde både for kombirør og tørrgassrør, da differansen i prosjektøkonomisk transportkostnad i basisalternativet bare er 5 øre/Sm<sup>3</sup>.

### 6.1.8 Muligheter for vekst i behovet for naturgass

For nær sagt alle forsyningsalternativene til Grenland gjelder at transportvolumet som kreves for å oppnå lønnsomhet, er langt høyere enn det markedet kan ta unna på kort sikt. Dersom markedspotensialet på årsbasis kan økes med 500-1000 MSm<sup>3</sup>, til aktører med en akseptabel

betalingsvillighet, ville forsyningen av gass kunne bli lønnsom. Nedenfor er det beskrevet noen muligheter for en slik økning i volum.

Eventuelle grenrør videre fra Grenland vil representere en økning i transportert volum, men som det fremgår av Kap. 6.1.7, viser en del av disse svak lønnsomhet. Potensialet for volumøkning fra grenrør vurderes å begrense seg til Kristiansand og Østfold, dvs. en økning på opptil 150 MSm<sup>3</sup>/år.

Av nye kategorier gassbrukere er bioproteinproduksjon nevnt. Slik produksjon har funnet sted på Tjeldbergodden i flere år, dog i forholdsvis liten skala, siden det hittil har dreid seg om forsøksproduksjon. Hvor raskt bioprotein kan komme, hvor mye gass den vil etterspørre (tall på 150 MSm<sup>3</sup> har vært antydning) og hvilken betalingsvillighet den eventuelt kan vise til, er usikkert.

Gasskraft synes å være den mest åpenbare gassbruker i tillegg til eksisterende industri. Gasskraftaktørene (aktører med konsesjon) peker på dårlig lønnsomhet og usikre rammebetingelser på miljøsidene som begrunnelse for ikke å investere i verkene på Kårstø og Kollsnes så langt. Grenland har en ulempe i forhold til gasskraft på Kårstø/Kollsnes, i og med at gassen må transporteres lenger, til en høyere kostnad, og det foreligger ingen konsesjon for gasskraftverk i Grenland.

## 6.2 Ruter for LNG og CNG

Lønnsomheten for LNG- og CNG-ruter henger nært sammen med hvor raskt man makter å bygge opp marked/avtak av gassvolumer. Jo raskere man får utnyttet kapasiteten det er investert i, desto raskere kan transportkostnadene komme ned på gunstige nivåer. I tillegg til dette er det viktig å velge et ruteopplegg der kombinasjonen av utnyttelse (store gassvolum), antall leveringssteder (færrest mulig) og betalingsvillighet (høyest mulig) er god.

Opprettelse av ruter innebærer store utfordringer knyttet til samtidighet i beslutningsprosesser. Litt forenklet kan man si at initiativtaker/investor/eier av en rute må ha langsiktige avtaler om gasskjøp og gassleveranser, gjort avtaler om mottaksanlegg og eventuell videredistribusjon, kontrahere skip, ha på plass finansiering, organisasjon mm. innenfor et relativt begrenset tidsvindu. Rutenes langsiktige karakter og bruk av utradisjonelle teknologiske løsninger, i tillegg til et krevende energimarked, innebærer betydelig risiko. Til tross for at lønnsomheten for en rute kan se positiv ut på papiret, finnes det derfor viktige barrierer.

Operasjon av LNG-ruter vil være basert på avtaler med en viss tidshorisont mellom selger og kjøper av gass og mellom eier og befrakter av skip. Det vanlige er å inngå langsiktige kontrakter, såkalte tidscertepartier, i forbindelse med utbygging av nye gassprosjekter, slik som Snøhvit. Som del av kontrakten kontraheres det normalt dedikert tonnasje til å utføre transporten. Kontraktperioden er typisk 15-20 år, tilsvarende avskrivningstiden på prosessutstyr og skip.

Dersom det først er etablert ruter, vil det være lettere å utvikle omfanget av dem. Først og fremst vil dette gjelde inntil eksisterende kapasitet er fullt utnyttet, og man står overfor en beslutning om kjøp av flere skip.

Litt avhengig av distanse og antall leveringssteder kan et LNG-fartøy på 6000 m<sup>3</sup> levere gassvolum på 180-220 MSm<sup>3</sup> årlig, hvilket er tilstrekkelig, i hvert fall i en oppbyggingsperiode, til å betjene flere av de aktuelle rutealternativene i Norge. Tilsvarende vil CNG-skipet beskrevet i Kap. 4.4 kunne levere et volum på om lag 300 MSm<sup>3</sup> til Oslofjorden. Men med bare ett enkelt fartøy oppstår en usikkerhet med hensyn til regularitet og forsyningssikkerhet. Dersom det ikke finnes annen tonnasje å spille på i en periode med avbrudd, f.eks. ved dokking eller mindre uhell, vil potensielle kunder kunne velge bort alternativer basert på båttransport. Dersom man kan utløse flere ruter med skip av samme type, f.eks. Sørlig og Nordlig rute, vil denne problemstillingen kunne løses.

Så langt er det gasselskapene som enten eier eller kontrollerer LNG-kjedene i Norge. Dette er også hovedbildet internasjonalt. Selskapene produserer gjerne LNG i egne anlegg, transporterer med innleid skips- eller tankvognekapasitet og distribuerer fra egne tankanlegg som gjerne befinner seg på kundens grunn. Utover det å stille grunn, evt. kai til disposisjon, er ikke kundene involvert i

gasshåndteringen. Langt på vei opplever kundene gassleveransene som om de kom fra et rørnett. Årsakene til dette mønsteret er i første rekke at LNG-håndtering av sikkerhetshensyn krever spesialkompetanse og at gasselskapene selv vil beholde ansvar og kontroll. Videre ligger et engasjement i gassterminaler utenfor kundenes kjernevirksomhet. I tillegg vil et nytt terminalanlegg representere nye markedsmuligheter i tillegg til den primære kunden, og disse nye mulighetene er det primært gasselskapet som er interessert i.

Sesongvariasjoner i energibruken hos mottakere av gass byr også på utfordringer. Brukere av gass til fiskeolje/fiskemel og fjernvarmeproduksjon kan være eksempler. En løsning vil være om det finnes gasskunder som sesongmessig utfyller hverandre. Alternativt må det bygges inn ekstra kapasitet i skip/lageranlegg, eller avtales bruk av alternative energibærere i perioder der kapasitetsgrensene i ruten overskrides.

Ruter planlegges på tvers av landegrensene. For eksempel finnes det potensielle gasskunder på strekningen Strømstad – Malmø som i sum er større enn markedet i Sør-Norge. Derfor kan man raskt ende opp i en situasjon der et svensk marked danner grunnlag for LNG- eller CNG-forsyning til store eller mindre deler av markedet i Sør-Norge. Å se mulighetene for forsyning i et nasjonalt perspektiv alene gir ikke et godt bilde av mulighetene. Derfor er det viktig at myndighetene samarbeider over landegrensene slik at forutsetninger for effektive gassforsyningssystemer etableres.

### **6.2.1 Aktører i det norske gassmarkedet**

Det finnes allerede en rekke aktører med interesse for et innenlands gassmarked.

Statoil er største gasselger fra den norske kontinentalsokkelen. Selskapet har også tilgang på naturgass på alle behandlingsterminaler i Norge, inkludert LNG-anlegget på Melkøya. Statoil har tidligere vært sentral i forsyning av gasselskapene på både Haugalandet og i Bergen, men i de siste par årene har Shell inngått de fleste nye kontraktene med norske distribusjonsselskap, i første rekke Gasnor, Naturgass Vest og Lyse Gass. Statoil synes å være det mest aktive av oljeselskapene på eiersiden i de regionale gassdistribusjonsselskapene, og med etableringen av selskapet LNG Norge kan Statoil bli en naturgassleverandør til industri og andre kunder langs norskekysten.

Gasnor, Naturgass Vest og Lyse Gass har i varierende grad, og med ulike tekniske løsninger (inkludert LNG), bygget lokal og regional gassinfrastruktur. Naturgass Trøndelag har i flere år arbeidet med distribusjonsløsninger for gass i Trondheim, først og fremst med utgangspunkt i et gassrør fra Tjeldbergodden til Skogn, men også med LNG-løsninger.

Utover disse selskapene er det i løpet av de senere år blitt etablert en rekke gasselskap med lokal og regional forankring. I denne gruppen finner en Naturgass Grenland, Naturgass Sør, Sogn og Fjordane Energi Gass, Naturgass Møre, Naturgass Øst, Haugaland Gass og Gasspartner. Det finnes også tegn på at en viss omstrukturering vil skje, f.eks. har det pågått forhandlinger om sammenslåing av Gasnor og Naturgass Vest.

LPG-selskapene er også viktige aktører. I det norske markedet finner en primært Statoil, HydroTexaco, Shell og AGA. Der gass, både naturgass og LPG, har prosess tekniske fortrinn for brukeren, f.eks. til tørkeprosesser, har bruken av LPG økt i de senere årene. Kunder med slike behov vil være attraktive for selgere av begge gasstyper.

Integrerte olje- og gasselskaper har flere hensyn å ta når det gjelder sine roller i det norske gass- og energimarkedet. Det er f.eks. viktig for selskapene å sørge for at satsingen på gass bygger opp under selskapenes markedsposisjon som energileverandør for øvrig. Dermed er det naturlig å legge til grunn at satsing på gass vil skje så lenge det leder til forbedret markedsposisjon. En kan ikke forvente at en kommersiell aktør vil investere for å konkurrere ut sine eksisterende energileveranser.

Som et nytt alternativ vil gass bidra til en skjerpet konkurranse blant energileverandørene. Skal selgere av naturgass lykkes med å få solgt store volum, innebærer dette sannsynligvis et visst press på prisene på alternative energibærere, og dermed på betalingsvilligheten for gassen. F.eks. vil leverandører av LPG sannsynligvis presse ned sine priser for å beholde kunder som får tilbud om å

kjøre naturgass, slik drivhusbransjen på øyene i Boknafjorden nå opplever. På Jæren vil gassbrukere kunne velge mellom rørbåren gass fra Lyse eller LNG levert av Gasnor. Dette er det første eksempelet på gass-gass konkurranse i Norge

### 6.2.2 utfordringer ved kjøp av LNG til LNG-ruter

I Kap. 5 ble priser på rørgass, LNG og CNG diskutert. Større volum LNG må hentes ved store LNG-terminaler. Melkøya, Zeebrugge og Isle of Grain antas som nevnt å være de mest aktuelle.

Fra ulike hold, bl.a. Statoil i forbindelse med LNG Norge, har man foreslått Snøhvit som utgangspunkt for distribusjon av LNG langs kysten. I denne sammenhengen er det viktig å minne om at dersom salg av LNG til LNG-rutene skal være interessant for eiere av Snøhvitgass, bør følgende forutsetninger være oppfylt:

- Gassprisene bør gi gasseier like stor fortjeneste som ved salg til de alternative markedene i USA og på Kontinentet
- Flexibiliteten som er oppnådd gjennom investeringen i LNG må opprettholdes, slik at det ikke oppstår operasjonelle begrensninger som hindrer at den til enhver tid høyeste pris kan oppnås
- Små LNG-skip som eventuelt skal laste på Melkøya, operasjonelt kan planlegges inn i programmet uten at dette skaper logistikkproblemer for lasting av store LNG-skip

Mesteparten av Snøhvitgassen (5700 MSm<sup>3</sup>/år) er allerede solgt til amerikanske og spanske kjøpere. Man forventer imidlertid en noe høyere produksjon (5 – 10 prosent) etter at anlegget er innkjørt. Slik marginalproduksjon kan imidlertid ikke selges før man har fått tilstrekkelig driftserfaring, noe som kan ta flere år etter oppstart annet halvår 2006. De store LNG-tankskipene som skal eksportere gassen fra Snøhvit, har kapasitet utover 5700 MSm<sup>3</sup>/år, og eksisterende kunder har opsjoner på kjøp av gass utover dette volumet.

Markedsforhold, kontraktsmessige forhold og logistiske utfordringer knyttet til Snøhvit LNG kan skape betydelige hindringer for et norsk kystgasskonsept. I kontrast til dette har Statoil etablert LNG Norge med et uttalt mål om å vurdere mulighetene til å markedsføre LNG fra Snøhvit i Norge.

Fra Zeebrugge, eventuelt Isle of Grain, synes det realistisk å få til avtaler om LNG-leveranser. Det kan skje gjennom kommersielle bytteforretninger (LNG leveres i bytte med innmating av gass i et avtalt punkt på Kontinentet) eller rene kjøp av LNG ved terminalene. Man antar videre at mindre LNG-skip kan benytte samme kai og kaiutrustning som store LNG-tankere, og dermed unngå behov for spesielle terminalinvesteringer.

### 6.2.3 utfordringer ved salg av LNG i LNG-ruter

For en potensiell investor i en LNG-rute er det to forhold som vil være spesielt viktige; den relativt store og mangeartede risikoen knyttet til investeringen, samt vanskeligheten med å oppnå en gasspris opp mot den enkelte gasskjøpers maksimale betalingsvillighet.

De enkelte risikoer er beskrevet i de foregående kapitlene, men vil kort oppsummeres her:

- Ny teknologi, LNG-ruter av den størrelsesorden som vurderes her finnes ikke i dag
- Behovet for samtidighet i beslutninger (investeringer, kontrakter, finansiering, organisasjon)
- Lange kontraktsperioder på kostnadssiden (innleie av skip, engroskjøp gass), kortere kontrakter på inntektssiden (gassalg)

- Behov for back-up kapasitet (forsyningssikkerhet) ved for eksempel havari eller problemer ved gassterminal
- Mulighet for priskonkurranse mot eksisterende energibærere
- Mulighet for endringer i rammebetingelser, som miljøavgifter eller kvoteplikt for naturgass

Ruter for LNG har et særpreg når det gjelder prisdannelsen for gass til sluttbruker, som skyldes at volum pr. leveringssted er viktig for å oppnå lønnsomhet i den totale LNG-ruten. Den enkelte gasskjøper vil kun vurdere om sin egen situasjon vil forbedres ved å konvertere til gass, mens operatøren av LNG-ruten vil måtte vurdere lønnsomheten på hvert anløpssted (om produktet av volum og priser for anløpsstedet som helhet forsvarer at LNG-skipet leverer på dette stedet). Denne asymmetrien kompliserer vurderingene av hvilken pris det vil være mulig å oppnå for gassen, og det er ikke gjort forsøk på å studere dette nærmere her. Det vurderes imidlertid som utfordrende å prisdifferensiere i stor grad mellom de enkelte sluttbrukerne av gass på et anløpssted (for å realisere deres maksimale betalingsvillighet), enten dette gjøres av operatøren av LNG-ruten eller gjennom et lokalt distribusjonsselskap ved anløpsstedet. Den oppnåelige fortjenesten i en LNG-rute vurderes således å måtte være betydelig lavere enn det den maksimale betalingsvilligheten hos hver enkelt kunde skulle tilsi.

#### 6.2.4 LNG – Sørlig rute (Egersund - Oslo)

Som redegjort for i Kap. 3, peker flere brukere eller områder langs Oslofjorden og i Skagerak seg ut som aktuelle for mottak av LNG. Disse har utkrystallisert seg på grunnlag av studier av teknisk potensial samt undersøkelser som NVE har utført angående betalingsvillighet hos nøkkelbrukere.

For Grenland er vurderingen at man her enten får en løsning som dekker industriens gassbehov med forholdsvis store volumer eller så vil LNG benyttes til konvertering av elektrisitets- og oljeforbruk etter samme mønster som de øvrige mottaksstedene. Dersom en LNG-løsning velges for transport av tørrgass til industrien i Grenland, vil en slik løsning innebære et eget mønster med liten grad av integrasjon med det som her er kalt Sørlig rute, fordi båtene blir av en størrelse som ikke gir god økonomi ved mange og små anløp. Tabell 6.4 viser steder, oppbyggingstakt og gassvolumer som er lagt til grunn for lønnsomhetsberegningene.

Tabell 6.4 LNG-volumer for Sørlig rute

LNG volumer	Ved oppstart (MSm <sup>3</sup> )	5 år etter oppstart (MSm <sup>3</sup> )
Østfold	85	92
Oslo	0	45
Drammen	0	23
Vestfold	5	29
Lista	10	10
Egersund	10	16
Kristiansand	20	50
<b>Sum basis volumer</b>	<b>130</b>	<b>265</b>
Grenland uten Kombirør	20	50
<b>Sum Sør Norge</b>	<b>150</b>	<b>315</b>

Marintek har kostnadsberegnet en rekke rutealternativer basert på forutsetningene over. LNG hentes i Zeebrugge. Kostnadstallene inkluderer lagerkostnader på mottakssted, men ikke kostnader for videre distribusjon. For investeringer i skip og mottaksanlegg er det lagt til grunn 8 prosent kalkulasjonsrente og 20 års økonomisk levetid.

For et årsvolum på 150 MSm<sup>3</sup> er transportkostnaden anslått til 45 – 55 øre/Sm<sup>3</sup>, mens den for et årsvolum på 315 MSm<sup>3</sup> er anslått til 35-50 øre/Sm<sup>3</sup>.

For å vurdere lønnsomheten for slike ruter, er det tatt utgangspunkt i estimert maksimal betalingsvillighet for LNG-transporten hos de potensielle kundene. Betalingsvilligheten er beregnet som beskrevet i Figur 2.1. For Sørlig LNG-rute vurderes den maksimale betalingsvilligheten for gasstransport på de enkelte anløpsstedene å variere mellom 65-115 øre/Sm<sup>3</sup> for gass levert mottaksanlegg. Årsaken til den store spredningen i betalingsvillighet er at de enkelte sluttbrukerne av energi i dag benytter forskjellige energibærere og i forskjellig grad har fritak for avgifter på fyringsolje, samt noe variasjon i lokale distribusjonskostnader.

Ettersom den maksimale betalingsvilligheten hos kundene gjennomgående ser ut til å ligge høyere enn transportkostnadene, er mulighetene for lønnsomhet tilstede. Hvorvidt risikoen i et slikt opplegg er akseptabel og hvilke gasspriser levert anløpssted en investor i en LNG-rute evner å realisere er imidlertid ikke forsøkt besvart her.

### 6.2.5 LNG – Nordlig rute (Trondheimsfjorden - Nordland)

Som redegjort for i Kap. 3, peker flere brukere eller områder fra Trondheimsfjorden, langs Helgelandskysten til Narvik seg ut som aktuelle mottakere av LNG. I likhet med for Sørlig rute har disse utkrystallisert seg på grunnlag av undersøkelser som NVE har utført angående energibruk og betalingsvillighet hos nøkkelbrukere.

For gassbrukere i området rundt Trondheimsfjorden er det lagt til grunn en utvikling uten gassrør mellom Tjeldbergodden og Skogn. Videre er det antatt at gassbrukere utenom Fosen og Trondheim forsynes mest kostnadseffektivt fra andre kilder enn LNG fra en Nordlig rute.

Nordlig rute kunne også ha inkludert gassbrukere på kysten av Møre og Romsdal, og ville med det sannsynligvis kunne vise høyere volumer og lavere transportkostnader. Disse er ikke inkludert fordi det allerede foregår LNG-utbygging med eksisterende kommersielle avtaler mellom Hydro Aluminium på Sunndalsøra og Naturgass Vest og fordi man ikke har oversikt over hvilke regionale forsyningsperspektiver som ligger i utbyggingen av Ormen Lange med ilandføring av gass til Aukra.

I Bodø finnes et visst marked for gass, i første rekke til bruk innen fiskeforedling. På grunn av forholdsvis store sesongsvingninger og lav betalingsvillighet fordi slik industri ikke betaler fulle miljøavgifter på dagens energibruk, er dette markedet ikke tatt med.

I Narvik finnes også et visst gassmarked lokalt. De mest interessante utviklingsmulighetene her ligger imidlertid i gasseksport til brukere i Sverige. LKAB på Malmberget tenker seg å utnytte jernbaneforbindelsen som i dag brukes til malmtransport og utskipning fra Narvik til transport av LNG. I LKABs virksomhet gir gass prosess tekniske fordeler, som sammen med høye gassvolum (om lag 20 MSm<sup>3</sup>/år) og effektiv LNG transport kan gi interessante forretningsmuligheter. Det finnes også andre aktuelle industribrukere i Nord-Sverige og Finland som kan være interessante, med et anslag for totalmarkedet på sikt på om lag 100 MSm<sup>3</sup>/år.

Tabell 6.5 viser steder, oppbyggingstakt og gassvolumer som er lagt til grunn for lønnsomhetsberegningene.

Tabell 6.5 LNG-volumer for Nordlig rute

LNG volumer	Ved oppstart (MSm <sup>3</sup> )	5 år etter oppstart (MSm <sup>3</sup> )
Trondheim	15	15
Fosen	15	15
Rana	23	25
Mosjøen	10	10
Narvik	25	70
<b>Sum basisvolumer</b>	<b>88</b>	<b>135</b>

Marintek har kostnadsberegnet en rekke rutealternativer basert på forutsetningene over. LNG er i beregningene forutsatt hentet på Melkøya, selv om Zeebrugge kan være et mulig alternativ. Kostnadstallene inkluderer lagerkostnader på mottakssted, men ikke kostnader for videre distribusjon.

For et årsvolum på 88 MSm<sup>3</sup> er transportkostnaden anslått til 70-80 øre/Sm<sup>3</sup>, mens den for et årsvolum på 135 MSm<sup>3</sup> er anslått til 55-65 øre/Sm<sup>3</sup>.

For å vurdere lønnsomheten i disse rutene, er det tatt utgangspunkt i maksimal betalingsvillighet for LNG-transporten hos de potensielle kundene. Betalingsvilligheten er beregnet som beskrevet i Figur 2.1. For Nordlig LNG-rute vurderes den maksimale betalingsvilligheten for gasstransport til å variere mellom 90-115 øre/Sm<sup>3</sup> gass levert mottaksanlegg på de enkelte anløpsstedene. Årsaken til at betalingsvilligheten vurderes å være høyere for Nordlig enn for Sørlig rute, er i hovedsak at Nordlig rute ikke inkluderer treforedlings- eller fiskemelindustri som begge har relativt lav betalingsvillighet (på grunn av fritak for avgift på fyringsoljer).

Ettersom den maksimale betalingsvilligheten hos kundene gjennomgående ser ut til å ligge høyere enn transportkostnadene, er mulighetene for lønnsomhet tilstede. Hvorvidt risikoen i et slikt opplegg er akseptabel og hvilke gasspriser levert anløpssted en investor i en LNG-rute evner å realisere er imidlertid ikke forsøkt besvart her.

## 6.2.6 Konklusjon LNG – ruter

LNG-rutene i denne utredningen skisserer to mulige distribusjonsopplegg for LNG, ikke konkrete prosjekter slik tilfellet er for et gassrør mellom Kårstø og Grenland. Videre er det en større spredning i betalingsvillighet hos de enkelte kundene, og gasspris for den enkelte kunde vil være et resultat av konkrete prisforhandlinger som er vanskelige å spå utfallet av. Å legge frem lønnsomhetsvurderinger i form av nåverdiberegninger er på denne bakgrunn ikke like hensiktsmessig.

NVEs analyser viser at den maksimale betalingsvilligheten for transport av LNG i både Nordlig og Sørlig rute gjennomgående ser ut til å ligge høyere enn transportkostnadene. Dermed er mulighetene for å skape lønnsomme LNG-ruter i utgangspunktet tilstede.

Det er usikkert i hvilken grad slike prosjekter vil kunne møte krav til kapitalavkastning og et akseptabelt risikonivå hos en privat aktør. I praksis vil det bare være aktører som selv undersøker forretningsmuligheter som kan avgjøre om det er et akseptabelt forhold mellom risiko og lønnsomhet i LNG-rutene. Det finnes flere aktører som vurderer deltakelse i slike prosjekter.

Fra flere hold har man pekt på Snøhvit LNG som utgangspunkt for gassleveranser til norske kjøpere. NVEs analyser viser at det finnes flere hindringer mot dette, bl.a. at norske gasskjøpere mest sannsynlig må kunne tilby priser som gjenspeiler et relativt høyt amerikansk prisnivå.

Trolig vil LNG-ruter i både Nord- og Sør-Norge inkludere utenlandske brukere, i første rekke i Sverige. Dermed vil det svenske gassvolumet bidra til å redusere transportkostnadene for gass levert i Norge.

## 6.2.7 CNG – ruter

CNG kan representere et forsyningsalternativ til LNG. Aker Kværner har beregnet transportkostnader for et CNG-konsept, med Gismarvik i Rogaland som forsyningsterminal. Kun forsyning av Sør-Norge med CNG er vurdert her.

I likhet med LNG-rutene er det vanskelig å anslå kostnader uten å ha konkretisert forsyningsrutene. Som et utgangspunkt antas det at man med ett skip og tre leveringspunkter i Sørlig rute kan komme ned i transportpris på om lag 54 øre/Sm<sup>3</sup>. Det er neppe sannsynlig at man vil vurdere CNG-ruter for gassvolum mindre enn 150 MSm<sup>3</sup>/år.

De laveste transportkostnadene vil kunne oppnås dersom Østfold kommer som et tillegg til større leveranser i Grenland, jf. Kap. 6.1.4. En kombinasjon av Grenland og Østfold med samlede gassvolumer i størrelsesorden 600 – 1000 MSm<sup>3</sup> vil kunne muliggjøre transportpriser i området 35 - 40 øre/Sm<sup>3</sup>.

I likhet med LNG-rutene vil markedet i Sør-Sverige være aktuelt for en CNG-rute.

### 6.3 Andre gassrørløsninger

I Kap. 6.1 ble gassrør til Grenland vurdert for å illustrere muligheten for gasstransport av store volumer over relativt lange avstander. I dette kapittelet vurderes fremføring av gass i rør til større byer med beliggenhet nær de norske gassterminalene, det vil si rørtransport av mindre volumer over relativt begrensede avstander. I denne sammenhengen er det valgt å se på noen konkrete prosjekter i Hordaland og i Sør-Trøndelag. Vurderingene er basert på Econs beregninger av teknisk potensial for gassbruk, samt Aker Kværners kostnadsmatrise for gassrør. Gassprosjektene er tidligere vurdert og kostnadsberegnet av kommersielle aktører. NVEs vurderinger representerer nye overslag for kostnadstall og markedsgrunnlag, og de tidligere beregningene brukes som sammenligningsgrunnlag.

#### 6.3.1 Gassrør for forsyning av Bergensområdet

I 1998/99 gjennomførte Naturgass Vest, med støtte av OED/NVE, en studie knyttet til muligheten for å forbinde Kollsnes og Bergen med et gassrør, også omtalt som "Bergensrøret". Sammenendragsrapporten fra denne studien er tilgjengelig på nettsidene til Naturgass Vest ([www.naturgass.no](http://www.naturgass.no)).



Figur 6.5 Gassrør fra Kollsnes til Bergen

For å vurdere lønnsomheten i et slikt rør, må rørkostnadene ses i sammenheng med hvilke gassvolumer som potensielt skal fraktes i røret. Fra Naturgass Vests markedsstudie angis et oppstartvolum på 15 MSm<sup>3</sup> og et totalmarked på 36,5 MSm<sup>3</sup>. Dette er noe lavere enn Econs vurdering av det tekniske potensialet i Bergensområdet, men Econs vurdering inneholder områder som ikke vil nås med et Bergensrør (Vaksdal, Os, Austevoll med flere). NVE har derfor i den videre vurderingen valgt å bruke Naturgass Vests markedspotensieller, noe som leder til valg av et 6" gassrør inn til Bergen.



NVE har gjort en vurdering av investeringskostnader for 42 km med 6" høytrykksrør fra Kollsnes til Laksevåg etter den ruten som Naturgass Vest har valgt i sitt prosjekt. Investeringskostnadene for røret er beregnet til om lag 215 MNOK (omtrent på linje med Naturgass Vest, som i sin utredning konkluderte med om lag 235 MNOK (1998-kroner)). I NVEs vurdering er det antatt at landfallskostnader på Kollsnes vil være om lag 50 MNOK og at tilsvarende landfallskostnader i Bergen vil være 20 MNOK.

Transportkostnadene i et 6" rør er beregnet gitt kalkulasjonsrente på 8 prosent og økonomisk levetid på 20 år. Ved et volum i området 15 – 20 MSm<sup>3</sup> vil transportkostnaden ligge i området rundt 150 øre/Sm<sup>3</sup>. Øker volumet opp til om lag 36 MSm<sup>3</sup>, vil transportkostnaden synke til om lag 70 øre/Sm<sup>3</sup>.

Betalingsvilligheten for transport av naturgass i Bergen er anslått til å ligge i området 60 – 110 øre/Sm<sup>3</sup> avhengig av energibærerne som skal konverteres. Med et oppstartvolum i Bergen på om lag 15 MSm<sup>3</sup> vil det ikke være lønnsomhet i prosjektet. Volumet må økes vesentlig ut over det som i dag er lagt inn i som et realistisk markedspotensial for området, for å sikre lønnsomhet i et gassrør fra Kollsnes til Bergen.

På bakgrunn av vurderingen over bekrefter dette konklusjonen i Naturgass Vests utredning fra 1998/99 om at lønnsomheten i et rør fra Kollsnes til Bergen med de potensielle gassvolumene som er avdekket, blir for dårlig uten at store brukere kommer med og sikrer høyt volum.

### **6.3.2 Gassrør Tjeldbergodden – Trondheim**

Gass fra Tjeldbergodden kan betraktes som en mulig kandidat for gassforsyning til Trondheim via et dedikert gassrør. Det realiserbare volumet i Trondheim på relativt kort sikt er anslått til 15 MSm<sup>3</sup> (et tilsvarende potensial regnes realiserbart på Fosen). Et slikt gassrør vil ha en lav kapasitet, ha en lengde på anslagsvis 100 km og vil måtte legges på vanddyp ned til 450 m. NVE anslår at dette vil gi en transportkostnad for et rør som langt overstiger 100 øre/Sm<sup>3</sup>. Videre må det også betales for transport i Haltenpipe (gassrøret mellom Heidrun-plattformen og Tjeldbergodden) samt en gasspris som reflekterer alternativ anvendelse på Tjeldbergodden, Heidrun-feltet eller eksport til Kontinentet. Til sammen vurderes dette til ikke å kunne konkurrere med eksisterende forsyning av energibærere til Trondheimsområdet. Det vil heller ikke å kunne konkurrere med den småskala LNG-forsyning fra Tjeldbergodden til Trondheim som eksisterer pr. i dag eller en eventuell Nordlig LNG-rute. Gassforsyning via rør til Trondheim vil først kunne bli økonomisk forsvarlig dersom det kan legges et grenrør fra et større gassrør til et gasskraftverk på Skogn.

### **6.3.3 Gassrør Kollsnes – Mongstad**

Statoil og eierne av Troll-feltet vurderer et mulig kraftvarmeanlegg i forbindelse med raffineriet på Mongstad. Hensikten med anlegget er å levere damp og varme til raffineriet og elektrisitet til Troll-anleggene, der kraftbehovet vil øke i fremtiden.

I følge Hordaland Olje og Gassenter (HOG) planlegges anlegget med kapasiteter på 250 MW elektrisitet og 350 MW varme. Anlegget vil forbruke om lag 700 MSm<sup>3</sup> naturgass årlig, og forventes å få en totalvirkningsgrad på 70-80 prosent.

For å drive kraftvarmeanlegget trengs tilførsel av tørrgass fra Kollsnes gjennom et nytt rør. Siden et slikt rør i prinsippet også kan forsyne andre brukere både på og i nærheten av Mongstad, vurderer HOG kapasiteter og rørdiametre utover behovet kraftvarmeverket har alene, for at virksomheter i omlandet til Mongstad også skal få dra nytte av et slikt gassrør. Alternative rørstørrelser er beskrevet i Tabell 6.6.

Tabell 6.6 Hoveddata for gassrør fra Kollsnes til Mongstad

<b>Diameter / trykk</b>	<b>Kapasitet (MSm<sup>3</sup>/år)</b>	<b>Kostnad (MNOK)</b>
10" / 75 bar	700	500
12" / 75 – 130 bar	1300 – 2300	600

Kraftvarmeverket er omtalt som "Energiverk Mongstad", og man forventer et beslutningsunderlag ferdig i løpet av våren 2005.

Ut fra Econs potensialberegninger er det maksimale fremtidige gassforbruket i Nordhordland-/Hafs-området om lag 23 MSm<sup>3</sup>. Dette omfatter først og fremst nye mulige anvendelser på Mongstad og eventuelt Hydros anlegg i Høyanger. Distribusjon videre til Høyanger eller andre industribedrifter i området vil øke investeringene betydelig.

Investeringene i fremføring av 10" rør med landfall vil ligge i området 330 - 610 MNOK, avhengig av landfallskostnadene og eventuelle investeringer i kompresjonskapasitet på Kollsnes. Dette gir en kapasitet på om lag 700 MSm<sup>3</sup>. Dersom ønsket økning i gassleveransen kun er 23 MSm<sup>3</sup>, bør sannsynligvis en trykkøkning i røret velges fremfor en økning i rørdimensjonen, noe som i liten grad vil endre transportkostnadene.

For å forsvare investeringen i å øke diameteren i et eventuelt gassrør til Mongstad, bør markedsgrunnlaget i området rundt Mongstad-anlegget være betydelig høyere enn de 23 MSm<sup>3</sup> som NVE har identifisert.

## 7 Samfunnsøkonomi

I de foregående kapitlene er det regnet prosjektøkonomisk på de ulike transportprosjektene og tatt utgangspunkt i de kostnader og inntekter en investor i infrastruktur vil oppleve. I dette kapitlet vil de aktuelle alternativene for transportløsninger for naturgass analyseres ut fra et samfunnsøkonomisk synspunkt.

### 7.1 Metode

En samfunnsøkonomisk nytte-/kostnadsanalyse skiller seg fra en prosjektøkonomisk analyse ved at den inkluderer virkninger som ikke er relevante fra et prosjektøkonomisk ståsted, men som er relevante for samfunnet. I en samfunnsøkonomisk analyse vil man for eksempel ta med miljøkostnadene i den grad disse er mulig å anslå. Ofte vil man også benytte andre kalkulasjonspriser enn i en prosjektøkonomisk vurdering, hovedsaklig fordi avgifter og risiko behandles ulikt sett fra samfunnets og bedriftenes ståsted. De største avvikene fra den prosjektøkonomiske analysen av innenlands bruk av gass og de viktigste forutsetningene for den samfunnsøkonomiske analysen drøftes kort under.

#### 7.1.1 Avgifter på energibærere

Den samfunnsøkonomiske analysen skal benytte priser som reflekterer realøkonomiske kostnader ved å benytte ressurser i prosjektene, det vil si alternativverdien. I den prosjektøkonomiske kalkylen foran er det lagt til grunn markedspris inklusiv særavgifter. Dette omfatter bl.a. miljøavgifter på lett og tung fyringsolje. I den samfunnsøkonomiske analysen skal disse avgiftene holdes utenom og erstattes med anslag for samfunnsmessige miljøkostnader.

#### 7.1.2 Miljøkostnader

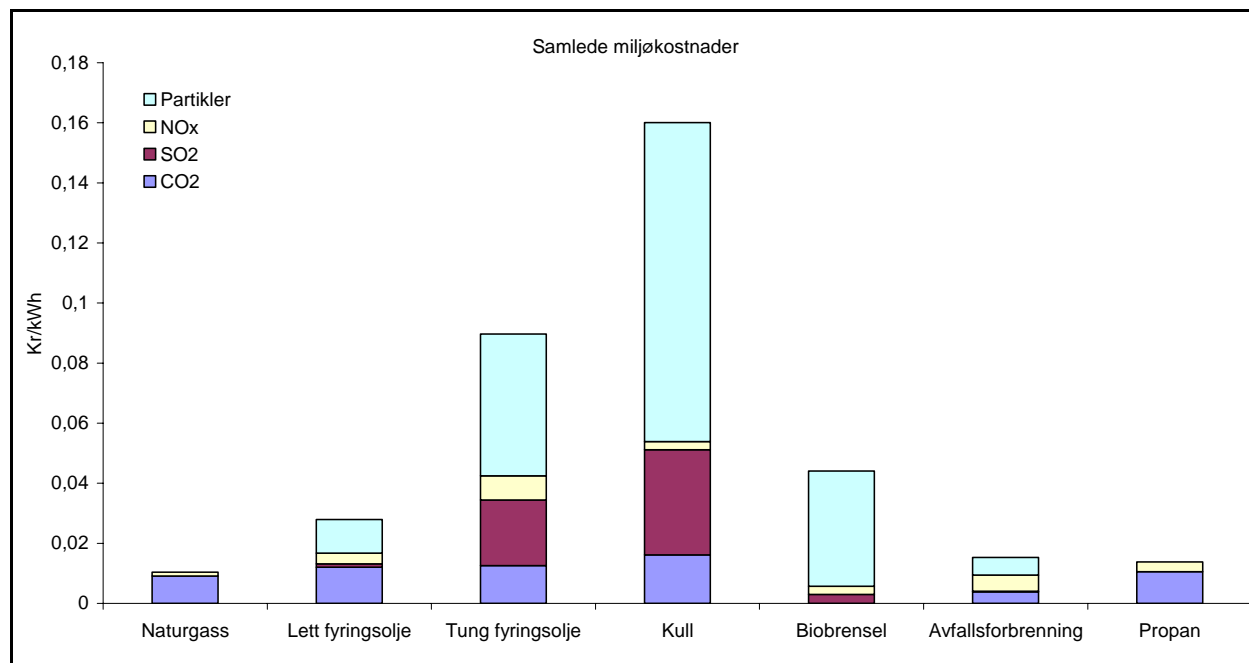
Reduserte utslipp til luft som følge av en overgang fra andre energivarer til naturgass gir stort sett en miljøgevinst, mens økte utslipp som følge av ny eller økt aktivitet basert på gass kan medføre en økt miljøbelastning for samfunnet. ECON har verdsatt miljøkostnadene knyttet til utslipp av forskjellige stoffer, som vist i Tabell 7.1. CO<sub>2</sub>-anslaget baserer seg på internasjonal CO<sub>2</sub>-kvotepris, tiltak i Norge vil normalt ha betydelig høyere kostnader.

Tabell 7.1 Miljøkostnader for utslipp til luft fra stasjonære kilder

	CO <sub>2</sub> (kr/tonn)	Partikler (PM <sub>10</sub> ) (kr/kg)	SO <sub>2</sub> (kr/kg)	NO <sub>x</sub> (kr/kg)
Oslo	45	2.420	14	34
Bergen	45	1.270	14	23
Trondheim	45	780	14	22
Drammen	45	910	14	20
Stavanger	45	910	14	15
Øvrige tettsteder >15.000 innbyggere	45	230	14	15
Tettsteder < 15.000 innbyggere	45	0	14	15
<b>Veid landsgjennomsnitt</b>	<b>45</b>	<b>590</b>	<b>14</b>	<b>18</b>

Kilde: Econ Analyse

Ved bruk av veid landsgjennomsnitt fra Tabell 7.1 blir miljøkostnadene ved forbrenning pr. enhet tilført energi som vist i Figur 7.1.



Figur 7.1 Samlede miljøkostnader ved forbrenning av utvalgte energibærere (Kilde: Econ )

### 7.1.3 Utslipp forbundet med transport

Siden miljøkostnader spiller en stor rolle i den samfunnsøkonomiske analysen av innenlandsk bruk av gass, kan det argumenteres for at de relativt store utslippene knyttet til sjøtransport av energibærere (LNG, LPG, fyringsoljer, kull) bør inkluderes i analysen. Størrelsen på denne effekten må imidlertid ses i forhold til at de energibærerne som fortrenses av rørgass, vil finne veien fram til alternative markeder. Dersom hensikten med bruk av gass er å redusere innenriks bruk av fyringsolje, kan utslipp forbundet med transport av brenselet faktisk øke sett i forhold til dagens situasjon, dersom de alternative markedene er på Kontinentet.

I de samfunnsøkonomiske vurderingene av innenlands bruk av gass er netto miljøgevinst knyttet til redusert båttransport av våtgass som følge av et gassrør til Grenland tatt med i beregningene. I beregningene av konkurransedyktighet for LNG er det ikke regnet med noen besparelser i utslipp fra transport av de forskjellige energibærerne, fordi skipstransport stort sett nyttes i begge tilfeller.

### 7.1.4 Kalkulasjonsrente

Finansdepartementets Rundskriv R-14/99 (2000) anbefaler at det i større prosjekter gjøres egne estimater for å fastlegge kalkulasjonsrente basert på data fra aksjemarkedet. Dette har ikke vært mulig innen dette prosjektets rammer, og kalkulasjonsrenten for investeringer i gassrør og LNG er derfor fastlagt direkte med bakgrunn i risikogrupper fra Finansdepartementets Rundskriv.

Med utgangspunkt i at LNG-båter har vesentlig mindre faste kostnader (og et alternativt bruksområde som i verste fall kan gi en skrapverdi) og er mer fleksible i forhold til geografisk endring av gassleveranser, kan det argumenteres for at investering i et gassrør har en høyere risiko enn i en LNG-rute. Ettersom det ikke er utarbeidet egne estimater for kalkulasjonsrente i prosjektet, har en imidlertid valgt å benytte 8 prosent kalkulasjonsrente for både gassrør og LNG. Bakgrunnen for å plassere prosjektet i høyeste risikogruppe er at de faste kostnadene utgjør en altoverveiende del av prosjektets kostnader, og at lønnsomheten i prosjekt er konjunkturutsatt.

Uansett er det grunn til å gjennomføre en sensitivitetsanalyse i prosjektet med hensyn på kalkulasjonsrente. Det er derfor gjennomført en beregning med 6 % kalkulasjonsrente, men 8 % fremholdes som hovedalternativ.

### **7.1.5 Økonomisk levetid og restverdi**

For LNG-rutene regnes det med en økonomisk levetid på 20 år. For rørinvesteringer kan det imidlertid argumenteres for at levetiden overstiger 20 år. For eksempel opereres det gasstransportør på norsk sokkel som har prosjektert levetid på 30-50 år. Det er imidlertid usikkert om det finnes interesserte gasskjøpere, og om Kårstø kan levere de ønskede mengder og komposisjoner i en slik tidshorisont. Det er derfor valgt å bruke 20 års beregningshorisont for investering i både rør og LNG.

En eventuell gevinst av at gassrøret fortsatt er i drift og har en positiv inntektsstrøm etter 20 år, illustreres gjennom en restverdi for prosjektet basert på en teknisk levetid på 40 år. Denne fastsettes ved å ta utgangspunkt i en antagelse om at den opprinnelige investeringen er et uttrykk for verdien av hele prosjektet. Investeringen nedskrives lineært over 40 år, slik at en i år 20 står igjen med 2/4-deler av verdien. Denne restverdien neddiskonteres fra år 20 til investeringstidspunktet, for å finne nåverdien. Restverdien er således et konservativt anslag på en mulig, men usikker inntektsstrøm etter beregningsperioden.

## **7.2 Andre forhold**

I prinsippet skal en samfunnsøkonomisk analyse ta hensyn til alle eksterne effekter av betydning for samfunnet som de aktuelle tiltakene medfører. Større, ny infrastruktur for naturgass kan bl.a. ha innvirkning på forsyningssikkerhet for energi, på behov for forsterking av kraftnettet, på utvikling i verdiskaping og på endring i sysselsettingen. Slike forhold er imidlertid vanskelig å tallfeste slik at de kan inngå i et økonomisk anslag. Faktorene kan likevel være viktig for den totale vurdering av prosjektene.

### **7.2.1 Forsyningssikkerhet og nettkostnader**

Direkte bruk av naturgass vil i første omgang hovedsakelig erstatte eksisterende petroleumsprodukter og vil dermed ha liten innvirkning på forsyningssikkerheten for elektrisk kraft. I den grad gassbasert varme etter hvert også supplerer og erstatter elektrisk oppvarming, kan nye infrastrukturanlegg for gass ha en viss positiv effekt på kraftbalansen og dermed på forsyningssikkerheten.

Betydelig positiv innvirkning på forsyningssikkerheten for kraft kan likevel først oppnås om tilgang på gass i et nytt område utnyttes til produksjon av elektrisk kraft. Dette forutsetter imidlertid at slike prosjekter finnes lønnsomme og oppnår nødvendig aksept. Tilgang på gass i nye regioner vil også tilrettelegge for gassturbiner for midlertidig kraftproduksjon i tørrår og kan også på denne måten bidra til bedre forsyningssikkerhet.

Lokalisering av gasskraft til regioner med vekst i kraftetterspørselen kan gi besparelser i kraftnettet sammenlignet med tilsvarende økt kraftproduksjon andre steder. Ved større nærhet mellom produksjon og forbruk av kraft kan en dels oppnå redusert vekst i de framtidige nettinvesteringene, dels kan kostnader knyttet til tap i nettet reduseres. Litt forenklet kan man si at investeringer i rør/LNG/CNG kan være et alternativ til kapasitetsøkninger i sentralnettet.

Dersom anleggene av denne årsaken bidrar til å unngå eller utsette investeringsbehov i sentralnettet, er det relevant å inkludere en verdi eller inntekt som oppstår som konsekvens av investeringene i gassinfrastrukturen i en samfunnsøkonomisk lønnsomhetsvurdering.

NVE har tidligere undersøkt hva som oppnås ved innmating av gasskraft i Grenland. NVE mener det kan finnes systemmessige gevinster som hittil ikke er kvantifisert, men som i prinsippet bør kunne inntektsføres et infrastrukturprosjekt for gass.

I forbindelse med denne utredningen har Statnett levert et innspill med vurdering av nytteverdi av gasskraftproduksjon i Grenland. Statnett konkluderer med at det er nettmessige fordeler ved å lokalisere ny elektrisitetsproduksjon på Østlandet. Den største fordelene knytter seg til

forsyningssikkerhet og redusert sårbarhet. Statnett uttaler at det historisk ikke har vært vanlig å tallfeste verdien av økt forsyningssikkerhet i samfunnsøkonomisk analyse. Men selv om man mangler tallmateriale, påpeker Statnett at hensynet til forsyningssikkerhet bør tas med i vurderinger knyttet til gassrør til Grenland.

Statnett har også analysert nettmessige gevinster i form av reduserte tap og reduserte flaskehalskostnader. Til grunn for analysene er det simulert gasskraftkapasitet (400-1200 MW) i Stavanger, Grenland og Østfold. Analysene viser gevinstmuligheter, men at disse ikke er betydelige for de effektmengdene som er studert. Årsaken er at det er effektknapphet også i områder på Vestlandet slik at ny produksjonskapasitet også er gunstig her. Videre viser analysene at nettets overføringskapasitet fra Vest- til Østlandet er god i en normalsituasjon, men at økt produksjon på Østlandet vil forbedre spenningsforholdene i nettet ved høy Oslo-last.

Dersom det etableres vesentlig mer kraftproduksjon på Vestlandet, mener Statnett at det vil komme til et punkt der det får store nettmessige konsekvenser å transportere kraft fra Vestlandet til Østlandet. Det blir da nødvendig med betydelige investeringer som kunne vært unngått dersom produksjonen ble lagt til Østlandet. Statnett arbeider for tiden med å klarlegge hvor denne kapasitetsgrensen ligger.

I denne utredningen er ikke ny gasskraft lagt til grunn for de estimerte gassvolumene i basialternativet. Virkningen på kraftnettet av ny gasskraft er avhengig av en rekke usikre forhold knyttet til framtidig endring i produksjon og etterspørsel av kraft i ulike regioner. Foreløpig har en ikke kvantifisert verdien av nettvirkningene, og det er dermed ikke mulig å inkludere anslag for dette i de samfunnsøkonomiske beregningene.

## **7.2.2 Industriutvikling og sysselsetting**

Etablering av ny infrastruktur for gass i eksisterende industriområder vil sannsynligvis bidra til økt industriutvikling og sysselsetting sammenlignet med utviklingen uten slik infrastruktur. Dels vil eksisterende produksjon i større grad kunne videreføres og utvides, dels vil en kunne få etablert ny virksomhet basert på tilstedeværende naturgass og kompetanse. Langsiktige mottaksavtaler for gass vil for eksempel i seg selv kunne bidra til stabilisering av eksisterende virksomhet.

Det er imidlertid vanskelig å gi anslag for denne virkningen i Grenland, Østfold eller andre steder, og virkning på industriutviklingen er dermed ikke tatt med i beregningene. Slike forhold bør inngå i en skjønsmessig vurdering i tillegg til beregningene.

## **7.2.3 Økt aktivitet som følge av introduksjon av gass**

Ny aktivitet som avtar økte mengder gass, fører til at investeringer i infrastruktur for gass får bedret sin samfunnsøkonomiske lønnsomhet. Slike prosjekter har imidlertid egne utslipp som må tas med i vurderingen. Selv om ny industri ikke nødvendigvis endrer etterspørselen på verdensmarkedet og dermed gir økte globale utslipp, vil utslippene kunne gi kostnader for å oppfylle norske utslippsforpliktelser, og disse kostnadene bør således inngå i en samfunnsøkonomisk beregning.

Ny industri har imidlertid også andre samfunnsøkonomiske nytte- og kostnadseffekter som ikke er tatt med i betraktningen, slik at belastning av gassinfrastrukturen med disse miljøkostnadene ikke blir riktig. Dersom en anser ny industri som nødvendig for å realisere en gasstransportløsning, bør en søke å vurdere de totale samfunnsøkonomiske virkningene av prosjektene, dvs. både infrastruktur og ny industri. Det er derfor ikke gjort samfunnsøkonomiske beregninger av effekten av eventuell økt aktivitet basert på gass.

## **7.2.4 Et eksempel: Infrastruktur for gass i Danmark**

Ved riktige avgifter og øvrige rammer for de ulike energibærere, kunne man tenke seg å overlate valg av energiløsninger til markedet. Energivalg som krever etablering av større, ny infrastruktur, kan imidlertid være vanskelig å få til, selv om dette vurderes som hensiktsmessig for samfunnet.

I Danmark rundt 1980 var kraftforsyningen basert på kull og varmforsyningen basert på olje, samtidig som dansk gass var ilandført. For å komme bort fra en energiforsyning totalt avhengig av import, ble det gjort et politisk valg om energiomlegging i retning av stor utbygging av infrastruktur for gass. Beslutningen ble fulgt opp ved sterke virkemidler i form av forbud, påbud, planvedtak, avgifter og utbyggingskrav. Dette politiske infrastrukturprosjektet ble fulgt aktivt opp over en 15 års periode, og miljøvirkninger ved overgang fra kull og olje ble etter hvert en viktig begrunnelse for å videreføre omleggingen. I dag er omfattende infrastruktur for gass etablert og videre utvikling overlates i større grad til markedet.

Begrunnelsen for en større politisk styrt energiomlegging i retning gass i Norge synes ikke like åpenbar som i Danmark. Kraftforsyningen og store deler av varmforsyningen er hos oss basert på innenlandske og fornybare energikilder. Muligheten for omlegging fra olje med påfølgende reduserte utslipp er imidlertid til stede i visse sektorer og regioner.

### 7.3 Gassforsyning til Grenland

Forskjellen mellom en samfunnsøkonomisk og en prosjektøkonomisk vurdering av et gassrør til Grenland (Kap. 6) består i miljøkostnader og forbedringer for industrien i Grenland som ikke kommer gasstransportør til gode (men tilfaller bedriftene).

I hovedsak vil gassvolumet i et rør til Grenland fortrenge bruk av våtgass som pr. i dag ikke er avgiftsbelagt. Det er kun de 50 MSm<sup>3</sup> som på lang sikt er forutsatt levert til mindre industrielle brukere som delvis vil fortrenge avgiftsbelagte brenslere. Denne effekten vil i liten grad påvirke den samfunnsøkonomiske nåverdien, og er således utelatt fra den samfunnsøkonomiske analysen av gassrør.

Miljøgevinsten utgjøres av årlige utslippsreduksjoner fra eksisterende prosessanlegg og reduserte utslipp fra dagens sjøtransport av våtgass.

Et gassrør til Grenland vil ha positive effekter for industrien. Betalingsvilligheten for gasstransport som er lagt til grunn for den prosjektøkonomiske lønnsomhetsberegningen gir sannsynligvis lavere råvarekostnader enn det industrien har pr. i dag, i tillegg er det et potensial for forbedringer i produksjonsprosessen som følge av tilgang på tørrgass. Videre legger industrien vekt på at et gassrør til Grenland kan bety økte muligheter for å hindre nedbygging av eksisterende industri og for å videreutvikle denne, samt for etablering av ny virksomhet.

Beregningene nedenfor er gjort med de samme forutsetningene om årlig gassvolum og betalingsvillighet for gass som den prosjektøkonomiske analysen (se Kap. 6.1.2).

Beregnete utslipp og utslippsreduksjoner for å bygge og ta i bruk et nytt gassrør fra Kårstø til Grenlandsregionen er vist i Tabell 7.2. Utslippsbesparelsen for kombirør er større enn for tørrgassrør, blant annet på grunn av redusert båttransport.

Tabell 7.2 Endringer i utslipp som følge av utbyggingsalternativer (tonn/år)

	CO <sub>2</sub>	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>
Kombirør	- 258.000	- 1340	- 2170
Tørrgassrør	- 217.000	- 689	- 1127

Basert på miljøkostnadene i Tabell 7.1, 20 års levetid og kalkulasjonsrente på 8 prosent er nåverdien av utslippsbesparelsene beregnet til om lag 618 MNOK for kombirør og om lag 357 MNOK for et tørrgassrør. Den beregnede samfunnsøkonomiske nåverdien av gasstransport for kombirør og tørrgassrør blir dermed som vist i Tabell 7.3.

Tabell 7.3 Samfunnsøkonomisk nåverdi for gassrør til Grenland (MNOK)

	Prosjektøkonomisk	Nåverdi miljøeffekt	Samfunnsøkonomisk
Kombirør	- 2100	+ 618	- 1482
Tørrgassrør	- 1822	+ 357	- 1465

Tabell 7.3 viser at ingen av røralternativene er funnet å være samfunnsøkonomisk lønnsomme i et 20 års perspektiv med kalkulasjonsrente på 8 prosent. Følgende vurderinger er gjort av de enkelte elementenes innvirkning på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten:

- **Kalkulasjonsrente.** Dersom en benytter en kalkulasjonsrente på 6 prosent, vil den samfunnsøkonomiske lønnsomheten bedres til om lag -1028 MNOK og om lag -1244 MNOK for henholdsvis kombirør og tørrgassrør.
- **Restverdi.** En restverdi basert på 40 års levetid vil bedre lønnsomheten for kombirøret med om lag 350 MNOK ved 8 prosent kalkulasjonsrente og 540 MNOK ved 6 prosent kalkulasjonsrente. Tilsvarende vil et tørrgassrør få bedret sin nåverdi med 230 MNOK ved 8 prosent kalkulasjonsrente og 360 MNOK ved 6 prosent kalkulasjonsrente. Ingen av alternativene gir en positiv samfunnsøkonomisk nåverdi.
- **Gevinster for industrien.** Det er også gjort en litt annen beregning av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av gassrør til Grenland, der en søker å estimere gevinstene industrien oppnår. Beregningen anslår industrien sin gevinst til 500-700 MNOK, en gevinst som ikke kommer et rørprosjekt til gode, men som det bør tas hensyn til i de samfunnsøkonomiske vurderingene.
- **Økt gassavsetning.** Det er i Kap. 6.1.3 gjennomført en beregning som inkluderer et 800 MW gasskraftverk i Grenland som fases inn etter 5 års drift av kombirøret og som øker den økonomiske levetiden for kombirøret med 5 år. Prosjektøkonomisk nåverdi for kombirøret er med denne forutsetningen forbedret fra om lag -2100 MNOK til om lag 110 MNOK (dvs. et marginalt lønnsomt gassrør). Dersom gassrørprosjektet belastes med utslippskostnader for et gasskraftverk vil dette svekke lønnsomheten i prosjektet med om lag 1000 MNOK. Som diskutert i Kap. 7.2.3 blir det imidlertid ikke korrekt å ensidig belaste gassrørprosjektet med disse miljøkostnadene uten også å ta med andre samfunnsøkonomiske effekter av et eventuelt gasskraftverk.  
Mulige utvidelser av crackeren på Rafnes som vil gi økt forbruk av våtgass og en mulig bioproteinfabrikk, er eksempler på andre tiltak som kan gi økt avtak av gass. Slike prosjekt er imidlertid ikke vedtatt realisert, og den samfunnsøkonomiske verdien av disse må inkludere deres utslippskostnader og andre effekter. Tiltakene gir dermed ikke nødvendigvis forbedring av samfunnsøkonomien i rørinvesteringen.
- **LNG og CNG som alternativ til tørrgassrør.** Kap. 6.1.4 analyserer disse alternativene prosjektøkonomisk. En samfunnsøkonomisk vurdering av CNG og LNG i forhold til tørrgassrør vil følge vurderingen av tørrgassrør over, med det unntak at miljøgevinstene ved CNG og LNG vil være noe mindre fordi de ikke i samme grad vil erstatte dagens båttransport til Grenland. Nåverdien av denne differansen i miljøgevinsten anslås til om lag -100 MNOK i basisalternativet (560 MSm<sup>3</sup>/år). CNG og LNG vil således ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomme løsninger for gass til Grenland. Som i den prosjektøkonomiske analysen fremstår CNG som det samfunnsøkonomisk mest attraktive alternativet for transport av 560 MSm<sup>3</sup> tørrgass til Grenland, men for årsvolum nærmere 1000 MSm<sup>3</sup> og oppover vil et tørrgassrør fremstå som best.



## 7.4 LNG-ruter

I forhold til den prosjektøkonomiske analysen av Nordlig rute og Sørlig rute for LNG er det i hovedsak én forskjell som vil endre lønnsomheten i en samfunnsøkonomisk vurdering, nemlig at miljøavgifter erstattes av beregnede miljøkostnader. Som illustrert i Tabell 7.4 slår disse effektene forskjellig ut for de enkelte energibærerne. Miljøgevinstene ved substitusjon til LNG er beregnet i form av en spesifikk gevinst pr.  $\text{Sm}^3$  LNG. Dette er vist i den første kolonnen i Tabell 7.4. I den neste kolonnen vises differansen i pris for en energibærer forårsaket av bortfall av avgifter, mens den siste kolonnen viser nettoeffekten av de to faktorene.

Tabell 7.4 Samfunnsøkonomisk effekt av miljøgevinster og bortfall av miljøavgifter

Total samfunnsøkonomisk effekt	Miljøgevinst (øre/ $\text{Sm}^3$ )	Bortfall avgift (øre/ $\text{Sm}^3$ )	Total effekt (øre/ $\text{Sm}^3$ )
Propan	4	0	4
Lett fyringsolje	29	103	-74
Lett fyringsolje, treforedling etc.	29	29	0
Tungolje	98	124	-26
Tungolje, treforedling etc.	98	56	42
Elektrisitet*	-12	0	-12

\*Det er forutsatt at det ikke er knyttet utslipp til bruk av elektrisitet som energibærer

Det er altså kun brukere av propan og av tungolje som i dag har fritak for miljøavgifter som vil gi en høyere samfunnsøkonomisk lønnsomhet enn den prosjektøkonomiske (jf. den siste kolonnen i Tabell 7.4).

### 7.4.1 Sørlig rute

I Kap. 6.2.4 ble det beregnet at transportkostnadene for LNG i Sørlig rute ved oppstart ville bli 45-55 øre/ $\text{Sm}^3$ , mens betalingsvilligheten for transport ville ligge i intervallet 65-115 øre/ $\text{Sm}^3$ .

Betalingsvilligheten for transport oversteg transportkostnaden og en Sørlig LNG-rute ble vurdert å kunne være lønnsom. En betraktning basert på effektene i Tabell 7.4 viser at betalingsvilligheten for transport øker med i gjennomsnitt om lag 15 øre/ $\text{Sm}^3$  med et samfunnsøkonomisk perspektiv, sammenlignet med det prosjektøkonomiske anslaget. Årsaken til denne endringen er at en på denne ruten i stor grad substituerer tung fyringsolje som i dag har avgiftsfritak (og større utslipp). Det gir relativt høy miljøgevinst og lav effekt av å regne uten avgifter.

Analysen viser således at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å etablere en Sørlig rute for LNG, da den samfunnsøkonomiske beregningen styrker en allerede positiv prosjektøkonomisk beregning.

### 7.4.2 Nordlig rute

I Kap. 6.2.5 ble det beregnet at transportkostnadene for LNG i Nordlig rute ved oppstart ville bli om lag 70-80 øre/ $\text{Sm}^3$ , mens de på lengre sikt er anslått til 55-65 øre/ $\text{Sm}^3$ . Betalingsvilligheten for transport ligger i intervallet 90-115 øre/ $\text{Sm}^3$ . Betalingsvilligheten for transport oversteg i begge tilfeller transportkostnaden, og en Nordlig LNG-rute ble vurdert å kunne være lønnsom. En betraktning basert på effektene i Tabell 7.4 viser at betalingsvilligheten for transport vil reduseres med i gjennomsnitt om lag 50 øre/ $\text{Sm}^3$  med et samfunnsøkonomisk perspektiv, sammenlignet med det prosjektøkonomiske. Årsaken til denne endringen er at en på denne ruten i stor grad substituerer lett fyringsolje som i liten grad har avgiftsfritak. Dette gir relativt lav miljøgevinst og høy effekt av å regne uten avgifter.

Analysen antyder således at det ikke vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt å etablere en Nordlig rute for LNG, da den samfunnsøkonomiske beregningen svekker en marginalt positiv prosjektøkonomisk beregning betydelig. Etter en periode med oppbygging av solgt volum kan den samfunnsøkonomiske lønnsomheten bli marginalt samfunnsøkonomisk lønnsom.

## Figurer og tabeller

Figur 2.1 Betalingsvillighet for transport av gass .....	7
Figur 4.1 Transportkostnader for gassrør fra Kårstø til Grenland .....	18
Figur 4.2 Transportkostnader for grenrør (Kilde: Aker Kværner) .....	19
Figur 4.3 Kostnader for LNG-transport .....	20
Figur 4.4 Transportkostnader for CNG .....	22
Figur 5.1 Gasspriser for varierende kontraktstyper og prisreferanser .....	24
Figur 6.1 Industrien på Rafnes og Herøya (Kilde: Norsk Hydro) .....	29
Figur 6.2 Vurdering av lønnsomhet for et kombirør til Grenland .....	31
Figur 6.3 Transportkostnader for tørrgassrør, LNG og CNG til Grenland .....	33
Figur 6.4 Gasspriser levert Grenland .....	34
Figur 6.5 Gassrør fra Kollsnes til Bergen .....	44
Figur 7.1 Samlede miljøkostnader ved forbrenning av utvalgte energibærere (Kilde: Econ ) .....	48
Tabell 3.1 Status (inkludert vedtatte utbygginger) for innenlands bruk av naturgass .....	11
Tabell 3.2 Gassrørprosjekter .....	12
Tabell 3.3 Status gasskraftplaner i Norge .....	12
Tabell 3.4 Teknisk potensial for innenlands bruk av naturgass (M <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup> ) .....	15
Tabell 3.5 Aktuelle løsninger for gassdistribusjon .....	16
Tabell 4.1 Kostnadsestimater for gassrør til Grenland (MNOK) .....	19
Tabell 4.2 Typiske investeringskostnader for LNG-ruter (skip + terminaler) .....	21
Tabell 4.3 Typiske investeringskostnader for CNG-ruter (skip + terminaler) .....	22
Tabell 5.1 Energipriser ved varierende oljepriser .....	23
Tabell 5.2 Tariffer for fremtidige gassleveranser fra Kårstø til Zeebrugge .....	25
Tabell 5.3 Gasspriser levert Kårstø .....	25
Tabell 5.4 Gasspriser for LNG .....	26
Tabell 6.1 Gassvolumer til Grenland .....	30
Tabell 6.2 Hoveddata for mulige endepunkter for et grenrør .....	37
Tabell 6.3 Kostnad og betalingsvillighet for levering av gass ved endepunkt for grenrør .....	37
Tabell 6.4 LNG-volumer for Sørlig rute .....	41
Tabell 6.5 LNG-volumer for Nordlig rute .....	42
Tabell 6.6 Hoveddata for gassrør fra Kollsnes til Mongstad .....	46
Tabell 7.1 Miljøkostnader for utslipp til luft fra stasjonære kilder .....	47
Tabell 7.2 Endringer i utslipp som følge av utbyggingsalternativer (tonn/år) .....	51
Tabell 7.3 Samfunnsøkonomisk nåverdi for gassrør til Grenland (MNOK) .....	52
Tabell 7.4 Samfunnsøkonomisk effekt av miljøgevinster og bortfall av miljøavgifter .....	53

## Referanser

1	“Kostnader ved transport av naturgass LNG vs. rør” Aker Kværner Technology AS, desember 2003
2	“Kostnader ved transport av naturgass” Aker Kværner Technology AS, februar 2004
3	“Kostnader ved LNG-transport” Marintek AS, januar 2004
4	”Vurdering av markedspriser for energiprodukter og gass til norske industribrukere” Eclipse Energy Group AS, desember 2003
5	”Salgsmuligheter og vurdering av kommersielle alternativer for selgere av LNG til Norge” Eclipse Energy Group AS, desember 2003
6	”Spørreundersøkelse av utenlandske LNG aktører og interessenter” Eclipse Energy Group AS, desember 2003
7	”Restverdi infrastruktur, vurdering av LNG skip og mottaksanlegg” Eclipse Energy Group AS, desember 2003
8	”Markedspotensialet for bruk av naturgass i Norge” Econ Analyse, februar 2004
9	”Bruk av naturgass i Norge – Samfunnsøkonomiske vurderinger” Econ Analyse, februar 2004

## Vedlegg: Definisjoner og data

<b>Naturgass</b>	Naturgass består hovedsakelig av metan (CH <sub>4</sub> ). Naturgass er den mest anvendelige energibæreren som er tilgjengelig i dag, og kan brukes til nær sagt alle tenkelige energiformål. Naturgass kan transporteres i rør, som LNG (flytende naturgass) eller som CNG (komprimert naturgass).
<b>Rikgass</b>	Betegnelse på gassen som kommer fra Nordsjøen, og er en blanding av "våtgass" og "tørrgass".
<b>Tørrgass (Naturgass)</b>	Det er denne gassen en i daglig tale kjenner som naturgass. Etter at rikgassen fra Nordsjøen er behandlet er de tyngre komponentene som utgjør våtgassen tatt ut. Den tørre naturgassen består i all hovedsak av metan, og transporteres vanligvis gjennom gassrør.
<b>Våtgass</b>	Våtgass består i utgangspunktet av gassene etan, propan, butan, samt nafta. Disse gassene fraktes vanligvis til kundene i tank. I denne rapporten brukes begrepet våtgass om etan og LPG.
<b>LPG</b>	Liquified Petroleum Gases betegner gassene propan og butan, eller blandinger av disse, når de er i flytende form på grunn av nedkjøling og/eller trykk.
<b>CNG</b>	Compressed Natural Gas er en betegnelse på naturgass lagret under trykk i en tank. Gassen er komprimert til over 150 bar trykk.
<b>LNG</b>	Liquified Natural Gas er en betegnelse for flytende, nedkjølt naturgass. Gassen må normalt kjøles ned til om lag -162 °C for å holde seg flytende ved normalt trykk.
<b>Sm<sup>3</sup></b>	Standard kubikkmeter – olje og gassmengder oppgis i Sm <sup>3</sup> og refereres til 1 atmosfære trykk (1013 mbar) og en temperatur på 15 °C. 1 Sm <sup>3</sup> naturgass inneholder omtrent like mye energi som 1 liter fyringsolje. MSm <sup>3</sup> = Millioner (Mega) Sm <sup>3</sup> , GSm <sup>3</sup> = Milliarder (Giga) Sm <sup>3</sup>
<b>FOB</b>	“Free On Board”, en salgsbetingelse der prisen reflekterer at varen leveres om bord i en båt.

### Konverteringsstabell for energi:

	<b>MJ</b>	<b>kWh</b>	<b>Sm<sup>3</sup> naturgass</b>
1 MJ, megajoule	1	0,278	0,025
1 kWh, kilowatttime	3,6	1	0,09
1 Sm <sup>3</sup> naturgass (øvre brennverdi, standardgass)	40	11,11	1

Kilde: Statoil – Natural Gas Measurements

### Konverteringstabell for mengde LNG:

	<b>Tonn LNG</b>	<b>m<sup>3</sup> LNG</b>	<b>Sm<sup>3</sup> gass</b>
1 tonn LNG	1	2,22	1360
1 m <sup>3</sup> LNG	0,450	1	615
1 Sm <sup>3</sup> gass	$0,735 \cdot 10^{-3}$	$1,63 \cdot 10^{-3}$	1

Kilde: Statoil – Natural Gas Measurements

### Valutakurser

Oljepriser noteres som regel i amerikanske dollar, mens gasspriser referert UK oppgis i britiske pund. For å uttrykke energipriser i norske kroner er det nødvendig å velge vekslingskurser mellom norske kroner og aktuelle utenlandske valutaer. Tabellen under viser hvilke vekslingskurser som ligger til grunn for NVEs beregninger.

<b>Valutakurser</b>	<b>Amerikanske Dollar</b>	<b>Euro</b>	<b>Britiske Pund</b>
Norske kroner	7,5	8	12

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

**Utgitt i Rapportserien i 2004**

- Nr. 1 Stig Haugen (red.): Opprustning av kraftnettet for å redusere energitapet (40 s.)
- Nr. 2 Christian Johan Giswold: Omsetningskonsesjonærer, organisasjons- og struktur- utvikling per 1. august 2003 (50 s.)
- Nr. 3 Lars-Evan Pettersson: Totalavløpet fra Norges vassdrag 1961-2002 (67 s.)
- Nr. 4 Eva Næss Karlsen (red.): Prinsipper for regulering av nettvirksomhetens inntekter (79 s.)
- Nr. 5 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 1. kvartal 2004 (56 s.)
- Nr. 6 Amir Messiha: Avbruddsstatistikk 2003 (37 s.)
- Nr. 7 Knut Aune Hoseth, Ingvill Osland og Gunnar Kristiansen: EUs rammedirektiv for vann. Karakterisering av vannforekomster i Tanavassdraget – Reginenr. 234.Z (53 s.)
- Nr. 8 Hanne Marthe Østvold (red.): Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak i 2003 (123 s.)
- Nr. 9 Arne Tollan (red.): Prioritering av stasjonsnett (46 s.)
- Nr. 10 Birger Bergesen, Pål Tore Svendsen, Asle Selfors: Gass i Norge (61 s.)