



Landbasert bruk av naturgass – distribusjonsløsninger

enova
rapport

2003:3

En studie for fremtiden

Enova har som statsforetak fått ansvar for å introdusere naturgass i det norske energisystemet. Dette er et ansvar som krever en klar formening om hvordan, hvor og på hvilken måte det vil være naturlig og kostnadseffektivt å introdusere naturgass på land i Norge.

Denne studien er utviklet for å kunne gi et nøytralt og oversiktlig faglig grunnlag for de vurderinger vi vil gjøre i vårt arbeid, både av strategisk og operativ art. Vi tror det er av avgjørende betydning at man i arbeidet med å introdusere naturgass på land i Norge tar høyde for at dette er en prosess som må ta utgangspunkt i de markedsmuligheter som finnes innenfor konverteringsmarkedet, samt legger opp distribusjons og fordelingsstrategier ut fra et realistisk fremtidsbilde.

Enova ser fram til å fullføre den del av sitt oppdrag som er knyttet til gass, og vi ønsker å bidra til at man ser bruken av naturgass i en felles systemforståelse for å sikre fremtidens energisystem.

Trondheim, mai 2002.



Eli Arnstad
Adm. direktør



Rapporten er skrevet av SINTEF energiforskning og MARINTEK på oppdrag fra Enova. De mest sentrale personene i arbeidet har vært Magnar Førde, Geir Owren, Mona J. Mølsvik, Per Magne Einang og Einar Jordanger.

Magnar Førde
Direktør fornybare energikilder og naturgass

Sammendrag

1. Prosjektets motivasjon og målsetting

Regjeringen stimulerer til økt bruk av naturgass innenlands, samtidig som økningen i energiforbruket skal reduseres mest mulig. Økt bruk av naturgass til energiformål kan derfor føre til redusert forbruk av andre energibærere, og utnyttelse av eksisterende infrastruktur må tas med i betraktningene. Introduksjon av naturgass fører til at behovet for optimalisering av energiforbruk med hensyn til kostnader og miljøkonsekvenser blir enda større enn tidligere.

1.1 Grunnleggende premisser

Enovas energimål og Stortingets innstilling nr. 59 har lagt de grunnleggende premisser for arbeidet: Enovas energimål (anno 2001)

Enovas energimål

- å avgrense energiforbruket vesentlig mer enn om utviklingen blir overlatt til seg selv
- å bruke 4 TWh mer vannbåren varme årlig basert på fornybare energikilder, varmepumper og spillvarme innen 2010
- å bygge vindkraftanlegg som årlig produserer 3 TWh innen 2010
- å medvirke til miljøvennlig bruk av naturgass innenlands

Skal vi gå nærmere inn på det litt uspesifiserte målet om økt bruk av naturgass i fastlandsnorge, bør vi stille oss følgende spørsmål:

- Hvor bør vi utnytte naturgassen, hvordan, til hvilket formål og i hvilket omfang?
- Hvordan bør gassen transporteres fra der den finnes til identifisert/lokalisert område?

Sitater fra Stortingets Innstilling nr. 59 angående naturgass

Hva sa Stortinget i Innst. nr. 59

- ”satsing på naturgass hører med som en del av omleggingen i likhet med nye fornybare energikilder i flere tilfeller kan erstatte andre og mer forurensende energikilder”
- ”støtte til naturgassprosjekter må tildeles på grunnlag av at det kan dokumenteres en klar miljøgevinst både lokalt og i forhold til globale klimagassutslipp”

I flere regioner i Norge planlegges det økt bruk av/introduksjon av naturgass (i ulike former) til ulike bruksformål. Ulike interessegrupper argumenterer for egne synspunkter. Hvor optimale er disse planene i et helhetlig perspektiv?

Det fremtidige energisystemet i Norge må planlegges og utformes så kostnadseffektivt som mulig, med vektlegging på miljømessige konsekvenser, basert på en helhetlig, nøytral systemforståelse.

1.2 Målsetting

Hovedmålet for prosjektet har vært:

- Å vurdere hvordan økt bruk av naturgass skal innpasses i eksisterende og planlagt energisystem på en optimal måte.

Hensikten med studien har vært å belyse hvordan Enova best skal forvalte de offentlige midlene som stilles til rådighet for å medvirke til et kostnads-effektivt og mest mulig miljøvennlig energisystem.

2. Miljøgevinst ved overgang fra fyringsolje og kull til gass

2.1 CO₂

CO₂-utslippene avgjøres av forholdet mellom hydrogen og karbon i brenselet (C/H-forhold) og virkningsgraden til prosessen der det anvendes. I kraftproduksjon vil en overgang fra kull til naturgass påvirkes av begge disse faktorene. Siden naturgass i hovedsak består av metan, kan CO₂-utslippene for kull og olje sammenliknes med CO₂-utslippene fra metan. Ved å substituere kull med naturgass vil CO₂-utslippene reduseres med en faktor 1,7. Da er det ikke hensynet til en forbedret virkningsgrad tatt med i betraktningen. En substitusjon av destillatolje med naturgass reduserer CO₂-utslippene med en faktor på 1,3.

2.2 NO_x

For å klare fremtidige forpliktelser vil det være nødvendig å gjøre noe med NO_x-utslippene fra skips-trafikken. Sjøfartsdirektoratet har estimert totalt potensiale for reduksjon av NO_x utslipp fra skips-trafikken til 27 000 tonn årlig gjennom et sett av ulike tiltak. Substituering av dieselolje med gass har et stort potensiale i denne sektoren.

3. Marked for naturgass i Norge

3.1 Energiformål og som råstoff i industrielle prosesser

Markedet for anvendelse av naturgass i Norge er i hovedsak energimarkedet og naturgass til bruk i industrielle prosesser. Dette kan i stor grad karakteriseres som et konverteringsmarked fra olje/kull produkter til bruk av naturgass. Energibruk er knyttet til hvor folk bor og arbeider. Ca 75 prosent av Norges befolkning bor langs vår langstrakte kyst.

Erfaring fra Europa viser at 20 – 30% av energiforbruket over tid kan konverteres til naturgass. Dersom dette overføres til Norge, vil det være riktig å trekke ut kraftkrevende industri før man gjør en slik analyse. Det totale energiforbruket i Norge i 1999 var 239,4 TWh. Av dette gikk 66,7 TWh til kraftkrevende industri. Dersom man tar 20% av det resterende energiforbruket, blir det ca. 35 TWh som tilsvarer 3,5 milliarder $\text{Sm}^3/\text{år}$. Gassforbruket til ett gasskraftverk med ytelse 800 MW / 6 TWh_{el} (som Industrikraft Midt-Norge sitt anlegg i Skogn) er til sammenligning 1,15 milliarder $\text{Sm}^3/\text{år}$. Gassproduksjonen i Norge var ca. 50 milliarder Sm^3 2001.

3.2 Konverteringsmarked

Man vil i første omgang benytte naturgass som substitutt for fyringsolje der gassen blir tilgjengelig. Derfor ser vi ikke at naturgass vil komme inn som en konkurrent til nye fornybare energikilder. Aktuelle områder for substituering:

1. Naturgass som substitutt for fyringsolje.
2. Naturgass som substitutt for deler av transportsektoren (kystfartøyer).
3. Naturgass til energiproduksjon (kraftvarme).

3.3 Gasspris og transportkostnad

Kostnaden for å forsyne en sluttbruker med naturgass består av to hovedelementer:

- gasspris
- transportkostnad

Gjennomføring av EUs gassmarkedsdirektiv i Norge, og samordning av eierskap i gasstransportssystemet på norsk sokkel vil kunne påvirke både gasspris og transportkostnad. Rapporten konsentrerer seg i hovedsak om transportkostnader for ulike distribusjonsløsninger, men gassprisen, og en eventuell forskjell i pris for rørgass og LNG, er også diskutert.

4. Infrastruktur for naturgass i Norge

Rapporten belyser ulike løsninger for å transportere gass med fokus på det som er aktuelt på nasjonalt nivå. Men ettersom volummarkedet for naturgass er knyttet til spesifikke virksomheter, må beslutning om utbygging av infrastruktur baseres på lokale vurderinger.

marked innen skipstransport. På grunn av lastens egenskaper, karakteriseres skipene som spesialskip med avansert tankutforming og lasthåndterings-system. Dette bidrar til høy investeringskostnad med tilhørende kapitalkostnader i driftsfasen.

4.1 Rørbasert transport

Ved transport av gass i rør opereres det med tre nivå:

- Høyttrykksrør (HP) som har typisk designtrykk på 200 bar og som kan være fra 10" til 30" (60") i diameter.
- Grenrør (HP) er siderør fra hovedrøret med typisk diameter 4 - 8".
- Lavtrykksrør (LP): typisk 4 bar og (1)4 - 10" i diameter.

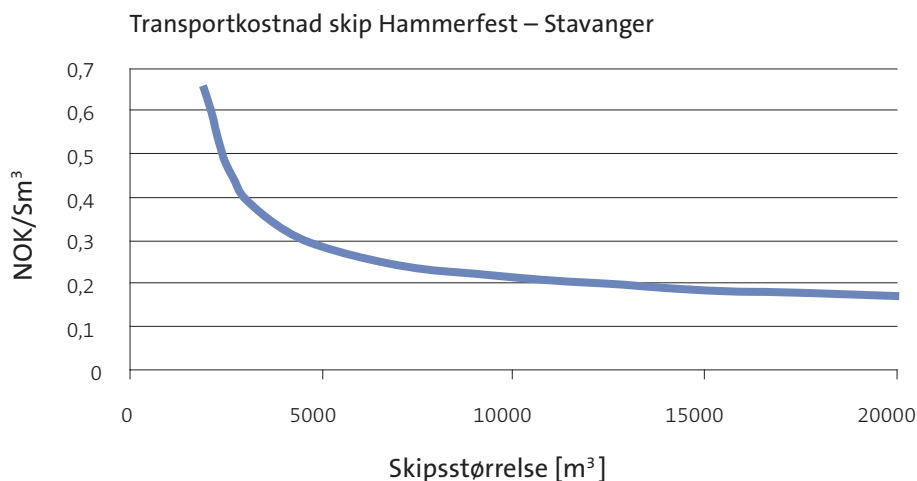
Det vil være en betydelig stordriftsfordel knyttet til valg av tonnasje og optimal drift av denne. Med utgangspunkt i egne beregninger, kontrollert mot tall fra Fearnleys, kan transportkostnader med LNG skip illustreres ved figuren nedenfor. Eksempelet som er benyttet er transport av LNG fra Hammerfest til Stavanger med forskjellige skipstørrelser.

Forutsetning som ble benyttet for beregninger som ligger til grunn for figuren er:

- markedsrater for LNG skip benyttet som grunnlag (TC¹ rater fra rederier og meglere)
- antar 15 – 20 års certerparti
- tar utgangspunkt i dagens priser på nybygg, 20 års nedskrivningstid og en kalkulasjonsrente på 7%
- benytter dagens priser på brennstoff

4.2 Bulktransport

Bulktransport betyr i første rekke distribusjon med skip. Distribusjon av LNG med skip er et spesialisert



¹TC = Time Charter-party (=certerparti)

4.3 Sammenligning av transportkostnader

Sammenligning av transportkostnader viser at kostnaden for bulktransport er tilnærmet lineært avhengig av overført volum, mens avstanden har mindre betydning (figuren ovenfor viser spesifikke kostnader som funksjon av skipsstørrelse). Kostnadskarakteristikken for rørbasert transport er omvendt, økt volum gir relativt lave marginalkostnader mens kostnadene øker tilnærmet lineært med avstanden. Ettersom gass kan overføres i ulike transportmedier, er analysen av logistikken viktig får å optimalisere gassforsyning til ulike steder.

For å konkretisere diskusjonen om gass bør distribueres i rør eller i bulk, er det gjennomført kostnadsberegninger for å forsyne Trondheim med naturgass. Figuren nedenfor illustrerer kostnadssammenligningen som forutsetter at det legges et hovedrør fra Tjeldbergodden til Skogn.

Figuren viser at dersom man allerede har et rør til Skogn, kan man med noe volum transportere gass via grenrør til Trondheim til en fornuftig pris. Dersom mengden er liten vil det være andre alternativer som kan være aktuelle. Et skip vil kunne betjene Trondheim i tillegg til andre mottakssteder. Båndet for transportkostnad til kystgass viser laveste nivå ved full utnyttelse av skipets kapasitet, mens øverste

nivå tilsvarer 80% utnyttelse. Som figuren indikerer kan kystgass være aktuelt for Trondheim helt ned i volum til under 20 millioner $\text{Sm}^3/\text{år}$ forutsatt at skipet har andre områder å betjene i tillegg, som dekker opp skipets kapasitet.

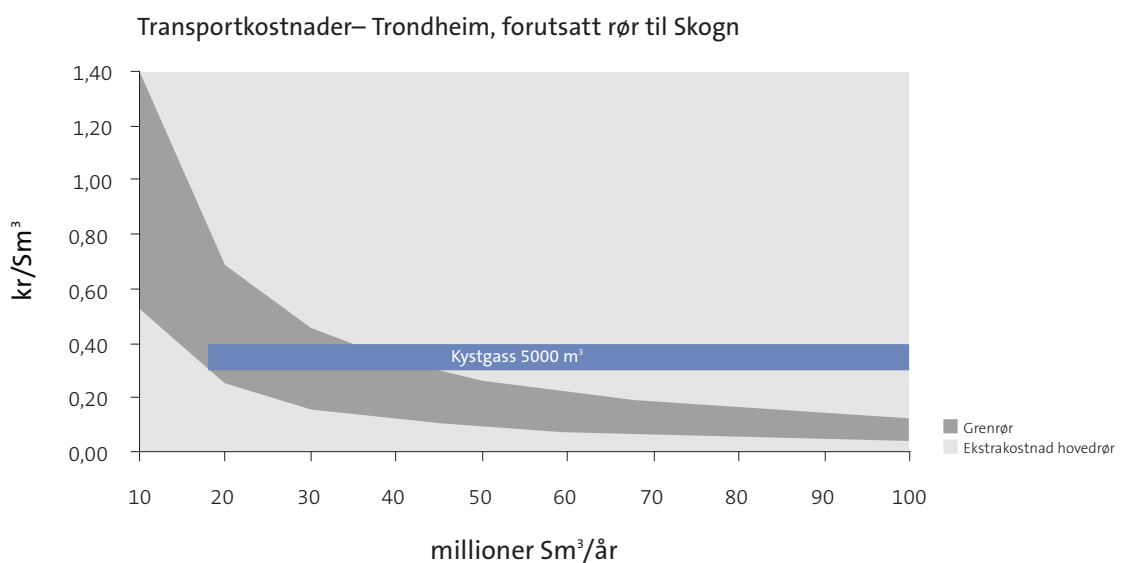
4.4 Eierstruktur

Eierstruktur innenfor distribusjon og salg av gass vil påvirke prioriteringene mellom de ulike energibærerne. I tillegg vil det være ulike insitamenter for rørbasert og bulkbasert distribusjon, jfr kraftnett kontra distribusjon av f eks bensin og olje. På samme måte som for kraftnettet vil gassdistribusjonsnettet være et naturlig monopol. Rapporten diskuterer ulike konsekvenser ved dette.

Aktuelle aktører for distribusjon i Norge kan være:

- nyetablerte private aksjeselskaper
- eksisterende energiselskaper
- eksisterende energiverk
- rederier (skipsbasert transport fram til et lageranlegg med eventuell lokal rørdistribusjon)
- transportselskaper (bulktransport med bil)

Disse aktørene vil agere ulikt i markedet, avhengig av egeninteressen av å promotere naturgass, eventuelt i konkurranse med andre energibærere de har i sin portefølje.



5. Optimalisering av energitransport

For å gjøre optimale valg av løsninger for gassdistribusjon og sammenholde disse med alternative energibærere vil det være nyttig med ulike databaserte verktøy. Rapporten skisserer noen slike muligheter.

Med utgangspunkt i studiens formål å danne et grunnlag for Enovas strategi relatert til miljøvennlig introduksjon av naturgass til stasjonært bruk i Norge har den gitt noen klare føringer. Noen av hoved-

elementene er relatert til det potensielle marked for bruk av naturgass og dets fragmenterte fordeling over landet og i hovedsak lokalisert i relativ kort avstand til sjø. Store deler av det potensielle markedet er konvertering fra bruk av oljeprodukter til naturgass. Dette til industrielt bruk, næringsbygg og i eksisterende nær- og fjernvarmeinstallasjoner. På kort sikt er det et relativt lite marked for varmedimensjonerte kraftvarmeverk i størrelse fra noen hundre kW opp til 10 MW.

6. Strategiske konsekvenser

6.1 Rørgass eller LNG

Rapporten viser at det er relativt få steder i Norge som har et grunnlag for tilførsel av naturgass via hovedrørledninger fra gassfelt eller via ilandføringssteder. Få av disse stedene har per dato bygget opp et marked for bruk av naturgass, og gir dermed et svært lite tilfredsstillende grunnlag for økonomisk drift av en hovedrørledning. Sett i lys av dette faktum vil alternativet med distribusjon av naturgassen i flytende form (LNG) ved hjelp av LNG skip, være den økonomisk beste løsning for en introduksjonsperiode som kan strekke seg over 8 til 15 år. Hovedforutsetningene for en slik løsning er at det bygges opp et marked for bruk av naturgass basert på LNG distribusjon på flere steder langs kysten samtidig, og som totalt utgjør det volum som kreves for lønnsom drift.

6.2 Gradvis introduksjon med LNG

Distribusjon og introduksjon av naturgass via en LNG kjede vil danne grunnlag for miljøvennlig bruk. Det danner grunnlag for småskala bruk, konverteringsløsninger fra tungolje/lettolje/diesel til naturgass for et totalt sett større marked. Lavtrykks sprednett fra LNG mottaksanlegg på land kan utvikles lokalt og danne grunnlag for sammenknytting til større nett etter som markedet utvikles. På de få stedene som har markedsgrunnlag for tilknytning til et hovedrør så danner dette grunnlag for at et hovedrør kan utbygges og introduseres ved det tidspunktet en oppnår lønnsomt omsetningsvolum.

Et viktig element i en strategi basert på LNG distribusjon er tilgang på LNG. Det bygges nå ut to nye anlegg for LNG produksjon på Vestlandet, samt at det forventes at LNG-anlegget på Melkeøya ved Hammerfest blir realisert.

7. Praktiske konsekvenser for Enovas strategi

I oppbygging av infrastruktur for et miljøvennlig marked for naturgass er det en del elementer som i startfasen vil kreve investeringer som ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme. Dog vil disse investeringene være av en helt annen størrelsesorden enn for utbygging av infrastruktur basert på tilførsel via hovedrørledninger. Elementer som Enova bør vurdere å etablere støtteordninger for er relatert til:

- Mottaksanlegg
 - der LNG blir levert fra skip til landanlegg for videre distribusjon av naturgass via lokalt rørrnett eller via LNG-tankbil
 - mottaksanlegg kan være tilpasset både store punktbrukere for industrielle prosesser eller tilpasset flere "storbrukere". Storbrukere kan også være energitilførsel til fjernvarmeanlegg i utgangspunktet basert på andre former for energi
- Varmedimensjonert kraftvarmeverk basert på naturgass
 - oppbygging av varmedimensjonert kraftvarmeverk basert på naturgass
 - kraftvarmeverk basert på naturgass som støtte til "problematisk" radialer i el-forsyningen

- Distribusjon
 - utbygging av lokale distribusjonssystemer basert på lavtrykksrørrnett
 - vurdere lavtrykksprede-nett for husholdninger sett i sammenheng med bruk av elektrisk energi eller vannbåren varme
- Konverteringsutstyr
 - støtte til investeringer knyttet til konvertering fra bruk av oljeprodukter til naturgass

Alle elementer her vil være relatert til en total energi-forståelse og lokale forutsetninger for en balansert tilførsel og bruk av energi. Konsekvensen av dette er at eventuell investeringstøtte må vurderes individuelt fra prosjekt til prosjekt.

Innhold

1. Innledning	10	4. Infrastruktur for naturgass – distribusjon i Norge	24
1.1 Bakgrunn for prosjektet	10	4.1 Rørtransport	24
1.2 Om prosjektet	10	4.2 Bulktransport	26
1.3 Kort om energibruk i Norge	11	4.3 Sammenligning av transport- kostnader	28
1.4 Omlegging av energibruk og energiproduksjon	12	4.4 Eierstruktur i gassdistribusjon	31
1.5 Samfunnsøkonomiske kriterier	12	4.5 Valg av transportløsninger	33
2. Naturgass	13	4.6 Analysemodell for energi- transportsystemer	35
2.1 Karakteristiske egenskaper	13	5. Eksempler (case-studier)	38
2.2 Reservoarer	15	5.1 Trøndelag	38
2.3 Rørledninger og llandføringssteder	15	5.2 Haugalandet/Nord-Jæren	46
2.4 Miljøgevinst ved overgang fra fyringsolje og kull til gass	17	5.3 Grenland/Oslofjord-området	46
3. Marked for naturgass i Norge	18	6. Strategiske konsekvenser	48
3.1 Naturgass til energibruk	18	6.1 Praktiske konsekvenser for Enovas strategi	48
3.2 Konkurrerende energikilder/-bærere	21	7. Referanser og litteratur	50
3.3 Gasspris og transportkostnad	21	7.1 Internett-referanser	52

1. Innledning

1.1 Bakgrunn for prosjektet

Regjeringen stimulerer til økt bruk av naturgass innenlands, samtidig som økningen i energi-forbruket skal reduseres mest mulig. Økt bruk av naturgass til energiformål kan derfor føre til redusert forbruk av andre energibærere, og utnyttelse av eksisterende infrastruktur må tas med i betraktningene. Introduksjon av naturgass fører til at behovet for optimalisering av energiforbruk med hensyn til kostnader og miljøkonsekvenser blir enda større enn tidligere.

Flertallet i Stortingets energi- og miljøkomite har stilt seg bak de spesifikke målene for arbeidet med energi-omleggingen (Innstilling S. nr. 122 (1999 – 2000)). Flertallet gikk også inn for at det skulle bevilges 5 milliarder kroner over 10 år for å understøtte omleggingen. Disse spesifikke målene som er gjengitt i faktarute 1.1 ligger til grunn for Enovas arbeid.

Faktarute 1.1: Enovas energimål (anno 2001)

Enovas energimål

- å avgrense energiforbruket vesentlig mer enn om utviklingen blir overlatt til seg selv
- å bruke 4 TWh mer vannbåren varme årlig basert på fornybare energikilder, varmepumper og spillvarme innen 2010
- å bygge vindkraftanlegg som årlig produserer 3 TWh innen 2010
- å medvirke til miljøvennlig bruk av naturgass innenlands

Skal vi gå nærmere inn på det litt uspesifiserte målet om økt bruk av naturgass i fastlandsnorge, bør vi stille oss følgende spørsmål:

- Hvor bør vi utnytte naturgassen, hvordan, til hvilket formål og i hvilket omfang?

- Hvordan bør gassen transporteres fra der den finnes til identifisert/lokalisert område?

Faktarute 1.2: Sitater fra Stortingets Innstilling nr. 59 angående naturgass

Hva sa Stortinget i Innst. nr. 59

- ”satsing på naturgass hører med som en del av omleggingen i likhet med nye fornybare energikilder i flere tilfeller kan erstatte andre og mere forurensende energikilder”
- ”støtte til naturgassprosjekter må tildeles på grunnlag av at det kan dokumenteres en klar miljøgevinst både lokalt og i forhold til globale klimagassutslipp”

I flere regioner i Norge planlegges det økt bruk av/introduksjon av naturgass (i ulike former) til ulike bruksformål. Ulike interessegrupper argumenterer for egne synspunkter. Hvor optimale er disse planene i et helhetlig perspektiv?

Det fremtidige energisystemet i Norge må planlegges og utformes så kostnadseffektivt som mulig, med vektlegging på miljømessige konsekvenser, basert på en helhetlig, nøytral systemforståelse.

1.2 Om prosjektet

Med bakgrunn i det som er angitt ovenfor ble følgende hovedmål for prosjektet definert:

- Å vurdere hvordan økt bruk av naturgass skal innpasses i eksisterende og planlagt energisystem på en optimal måte.

Hensikten med studien har vært å belyse hvordan

Enova best skal forvalte de offentlige midlene som stilles til rådighet for å medvirke til et kostnads-effektivt og mest mulig miljøvennlig energisystem. Prosjektet ble avsluttet i mai 2002.

Enova engasjerte et team fra SINTEF Energiforskning og MARINTEK til å framskaffe fakta og bistå i Enovas strategidiskusjon angående naturgass. I prosjektperioden har det vært et tett samarbeid med hyppige prosjektmøter mellom Enova og kjerneteamet fra SINTEF. De mest sentrale personene har vært Magnar Førde (fra Enova) og Geir Owren, Mona J. Mølnevik, Per Magne Einang og Einar Jordanger. Rapporten er ført i pennen og utgitt av SINTEF som en fortløpelig rapport til Enova. Enova har valgt å publisere innholdet i Enovas rapportserie.

Prosjektet ble gjennomført i to faser. I fase 1 fram til 1 mars 2002 ble det fokusert på å skaffe tilveie realistiske kostnadstall for distribusjon av naturgass, og evaluere eksisterende planer med angitt behov for naturgass i to utvalgte regioner i Norge, hhv Trondheimsregionen og Haugalandet. I fase 2 ble Oslofjord-området inkludert som en tredje utvalgt region. Ulike forslag til hvilke virkemidler Enova bør benytte for å nå sine naturgass-mål ble vurdert og beskrevet.

Delmål:

- skaffe tilveie realistiske kostnadstall for distribusjon av naturgass, basert på to utvalgte regioner i Norge som demonstrasjonsobjekter,
- vurdere behov for naturgass i de valgte regionene,

- finne optimal gassdistribusjons-teknologi for de to regionene,
- dokumentere metodikken, slik at potensialet for naturgass i andre regioner kan undersøkes.

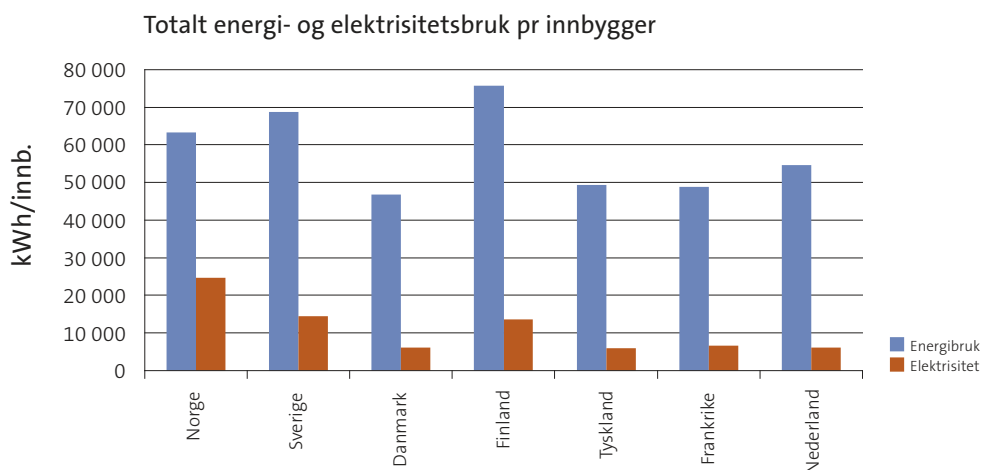
Tidlig i prosjektet ble det bestemt at prosjektgruppen skulle innhente opplysninger om erfaringene fra gassdistribusjonen på Haugalandet, og planene om ulike grenrørledninger fra Trønderpipe, ved å invitere aktuelle aktører til raske, effektive intervjuer/presentasjoner. Spørreskjema som ble utsendt på forhånd, og oversikt over hvilke bedrifter/institusjoner som møtte er gitt i vedlegg 3, mens kap. 5 gir en del informasjon fra de utvalgte regionene. I løpet av prosjektperioden ble det bestemt at også naturgass-planer i Oslofjord-området skulle kartlegges.

For å kvalitetssikre kostnadsberegningene for gasstransport i høytrykks hoved- og grenrør, har Reinertsen bidratt som underleverandør i prosjektet.

For alle kostnadsberegninger er det viktig å påpeke at det er snakk om kostnadsoverslag for å avdekke hovedtrekk og gjøre sammenlikninger av ulike alternativer, det er ikke beregninger som skal danne grunnlag for investeringsbeslutninger.

1.3 Kort om energibruk i Norge

Energiforbruket per innbygger i Norge er sammenlignbart med nivået i de andre nordiske landene. I Norge distribueres en betydelig større andel av



Figur 1.1: Energibruk i Norge og noen utvalgte land

energibehovet som elektrisitet. En relativt stor andel av elforbruket går til kraftintensiv industri. Grunnlaget for denne industrien var tilgang på rime- lig vannkraft. Utbygging av vannkraft ble brukt som et industripolitisk virkemiddel. Inntil for noen år siden har vi hatt tilstrekkelige mengder vannkraft til rela- tivt lave priser. Dette har ført til at for eksempel opp- varming, som i andre land oftest dekkes med andre energibærere, for en stor del dekkes av elektrisitet.

1.4 Omlegging av energibruk og energiproduksjon

Selv med satsing på ENØK som har vært prioritert av myndighetene de siste 20 årene fortsetter veksten i energiforbruket. Myndighetenes mål og utfordringer slik de er formulert i Stortingsmelding nr. 29 – 1998 - 99 er gjengitt i faktarute 1.3.

Faktarute 1.3: Regjeringens strategi for bruk av energi i Norge (anno 1999)

Stortingsmelding nr. 29 – 1998 – 99 Om energipolitikken

Regjeringen vil:

- Begrense energiforbruket
- Redusere bruk av elektrisitet til oppvar- mingsformål
- Stimulere til bruk av vannbåren varme
- Satse på bioenergi, varmepumper, spillvarme og vindkraft
- Øke avgiftene på olje og elektrisk energi

1.5 Samfunnsøkonomiske kriterier

Enova skal stimulere til mer effektiv bruk og distribu- sjon av energi. Omlegging av energibruk til alternative energibærere krever høye initialkostnader til nødvendig infrastruktur. Slike investeringer vil bare unntaksvis være bedriftsøkonomisk lønnsomme før et nytt marked er bygget opp tilstrekkelig og offentlige støtte- ordninger bør derfor settes inn for å bidra til ”fødsels- hjelp”. Mulige konsekvenser av ordningene bør vurderes basert på samfunnsøkonomiske kriterier.

Finansdepartementet har utarbeidet en veileder for hvordan samfunnsøkonomiske utredninger av tiltak i offentlig virksomhet bør utformes [1]. Hovedformålet med samfunnsøkonomiske analyser er å klarlegge og synliggjøre konsekvensene av tiltak før beslutninger fattes. I følge Finansdepartementet bør anbefalingene i denne veiledningen i størst mulig grad benyttes i nytte-kostnadsanalyser, kostnads-effektivitets- analyser og kostnads-virkningsanalyser, eventuelt supplert med en noe mer detaljert veiledning tilpasset de aktuelle fagområder og problemstillinger.

2. Naturgass

2.1 Karakteristiske egenskaper

Faktarute 2.1: Bestanddeler i naturgass

Naturgass

Naturgass, slik den utvinnes fra gassfeltene kalles ofte rikgass, og består av:

- Metan (C_1)
- Etan (C_2)
- Propan (C_3)
- Butan (C_4)
- Pentaner og tyngre fraksjoner, også kalt C_5+
- Naturbensin
- Kondensat

Rikgassen prosesseres (f.eks. på Kårstø eller på Kollsnes) til:

- Tørrgass (hovedsakelig metan)
- Våtgass (etan, butan, propan og NGL)
 - NGL (Natural Gas Liquied) = de bestanddelene av naturgass som er flytende ved atmosfærisk trykk og normale omgivelses-temperatur

Faktarute 2.2: Begreper og omregningsfaktorer

Begreper og omregningsfaktorer

Olje-, kondensat og gassmengder oppgis i standard kubikkmeter (Sm^3) og NGL mengder oppgis i tonn. De totale ressursene er en kombinasjon av de forskjellige petroleumstypene og oppgis i Sm^3 oljeekvivalenter (Sm^3 o.e.). Standardbetingelser: 1 atmosfæres trykk og 15 °C.

1,0 Sm^3 olje	~ 1,0 Sm^3 o.e.
1000 Sm^3 naturgass	~ 1,0 Sm^3 o.e.
1,0 tonn naturgass	~ 1400 Sm^3

Brennverdi: H_n ~ 50 MJ/kg naturgass (100% metan)

1,0 Sm^3 naturgass	~ 35,54 MJ = 9,87 kWh
10 TWh	~ 1 mrd Sm^3 naturgass (= 1,0 GSm^3 naturgass)
1 TWh	~ 100 mill Sm^3 naturgass

(Kilde: OED, Faktahefte 2002 Norsk Petroleumsvirksomhet)

Faktarute 2.3: Miljømessige egenskaper

Miljøaspekter

Når gass substituerer andre energikilder, reduseres CO₂-utslippene med en faktor på:

bitumiøst kull:	ca. 1,7 (virkningsgrad ikke medregnet).
destillatolje:	ca. 1,3

Når gass substituerer dieselolje til skipstransport, reduseres NO_x-utslippene med:
ca 50 kg NO_x per 1000 tonn dieselolje (90% reduksjon).

Faktarute 2.4: Transport- og lagringsmuligheter

Transport og lagringsformer

Rørbasert transport/distribusjon:

- Rikgass eller tørrgass (før eller etter prosessering)

Bulkbasert transport/distribusjon (skip, bil, jernbane) og lagring:

- LNG (Liquefied Natural Gas)
- Nedkjølt tørrgass til -162 °C og ved atmosfærisk trykk (flytende, volum redusert med en faktor på ca. 600)
- krever energi til nedkjølingsprosessen (ca 5 - 15% av energiinnhold)
- krever isolerte tanker til transport/lagring
- CNG (Compressed Natural Gas)
- Tørrgass - komprimert til ca 250 bar (gassform, volum redusert med en faktor på ca 300)
- PNG (Pressurized Natural Gas). Benytter brønntrykk ved direkte lastning fra olje-/gassfelt
- LPG (Liquefied Petroleum Gas) = Propan og Butan

Transportkapasitet (eksempler)

<p>Rør</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hovedrør -42" / 160 bar: 20 mrd Sm³/år -30" / 160 bar: ~ 15 mrd Sm³/år -16" / 160 bar: ~ 2 mrd Sm³/år • Grenrør -16" / 160 bar: ~ 2 mrd Sm³/år -4" / 160 bar: ~ 0,2 mrd Sm³/år 	<p>Skip (lastekapasitet pr. skip)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Internasjonal: 135 000 m³ ~ 80 mill Sm³ • Nasjonal: 5 000 m³ ~ 3 mill Sm³ • Regional: 1 000 m³ ~ 0,6 mill Sm³ <p>Bil (lastekapasitet pr. bil)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 46 m³ ~ 26 000 Sm³ <p>Jernbane (lastekapasitet pr. vogn)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 120 m³ ~ 70 000 Sm³
---	---

2.2 Reservoarer

De totale oppdagede og uoppdagede ressursene på norsk kontinentalsokkel forventes å utgjøre til sammen nær 13,8 mrd Sm³ o.e, med et usikkerhetsområde mellom 11 og 17,5 mrd Sm³ o.e. Av dette utgjør det totale utvinnbare potensialet for naturgass (pr.2001-12-31) 7,074 mrd Sm³ o.e. (7 074 mrd Sm³ naturgass), der 3,33 mrd Sm³ o.e. (3 330 mrd Sm³ naturgass) er påviste ressurser og reservoarer. Norsk eksport av naturgass var i 2001 på 50,5 mrd Sm³. Med dagens utvinningstempo vil altså de påviste naturgass-reservoarene være tomme om ca 65 år. En oversikt over norske ressurser er vist i figur 2.1.

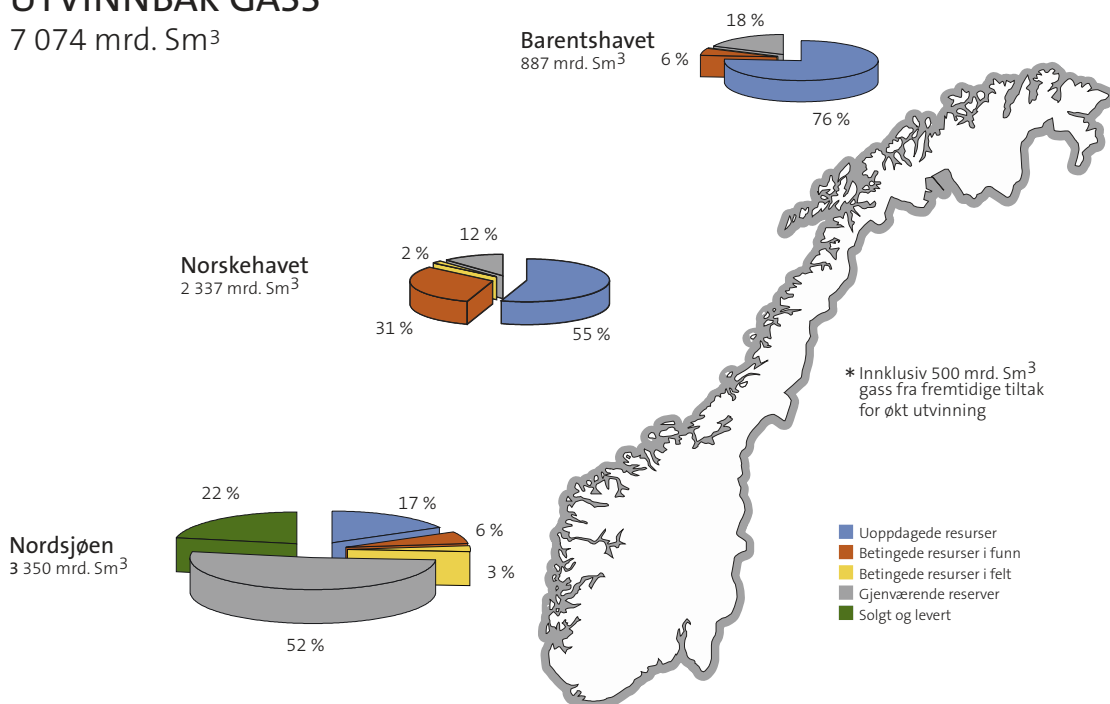
2.3 Rørledninger og ilandføringssteder

Eksisterende rørledninger til utlandet

Slik dagens kontinentale europeiske gassmarked fungerer, selges og videreselges norsk gass flere ganger på sin vei fra borehullet til brenneren hos forbrukeren. Norsk eksport skjer gjennom fem rørledninger til Kontinentet med ilandføringspunkter i Emden (Norpipe og Europipe I og II), Zeebrügge (Zeepipe) og Dunkerque (Franpipe). I tillegg er det et rørledningssystem fra Friggområdet til St.Fergus i Skottland. I tillegg vurderes en rørledning til Polen eller Sverige, som eventuelt muliggjør en avgrening til Grenland/Østfold.

UTVINNBAR GASS*

7 074 mrd. Sm³



Figur 2.1: Oversikt over norske gassressurser (Kilde: OED)

Eksisterende ilandføringssteder i Norge

Faktarute 2.5: Eksisterende ilandføringssteder for naturgass i Norge

Eksisterende ilandføringssteder

- Statpipe til Kårstø, kapasitet ca. 9 mrd Sm³/år (30")
- Åsgard Transport til Kårstø, kapasitet ca. 20,5 mrd Sm³/år (42")
- Troll gass til Kollsnes, kapasitet ca. 43 mrd Sm³/år (30")
- Haltenpipe til Tjeldbergodden, kapasitet ca. 2,2 mrd Sm³/år (16")

(Kilde: Faktaheftet 2002 Norsk petroleumsvirksomhet)

Fremtidige ilandføringssteder

Faktarute 2.6: Planlagte ilandføringssteder i Norge for naturgass

Planlagte/potensielle ilandføringssteder

- Hammerfest (Snøhvit)
- Møre (Ormen Lange – endelig avgjørelse om ilandføringssted er ikke tatt)
- Grenland/Østfold (Polen/Sverige)



Figur 2.2: Kart som viser eksisterende og planlagte ilandføringsledninger Norge

2.4 Miljøgevinst ved overgang fra fyringsolje og kull til gass

CO₂-utslippene avgjøres av forholdet mellom hydrogen og karbon i brenselet (C/H-forhold) og virkningsgraden til prosessen der det anvendes. I kraftproduksjon vil en overgang fra kull til naturgass påvirkes av begge disse faktorene. Siden naturgass i hovedsak består av metan, kan CO₂-utslippene for kull og olje sammenliknes med CO₂-utslippene fra metan. Fra tabell 2.1 ser man at ved å substituere kull med naturgass vil CO₂-utslippene reduseres med en faktor 1,7. Da er det ikke hensynet til en forbedret virkningsgrad tatt med i betraktningen. En substitusjon av destillatolje med naturgass reduserer CO₂-utslippene med en faktor på 1,3.

For å vise miljøeffekten av å benytte naturgass som substitutt for olje og kull vises et eksempel:

- Dersom 20% av kull og 20% av petroleumsproduktene som benyttes i Norge (eksklusive til kraftkrevende industri) erstattes med naturgass, vil CO₂-utslippene reduseres med ca. 1 million tonn CO₂ i året.
- Representerer vel 2% reduksjon av totale CO₂-utslipp i Norge
- Dette utgjør 16 TWh eller 1,6 GSm³ naturgass.

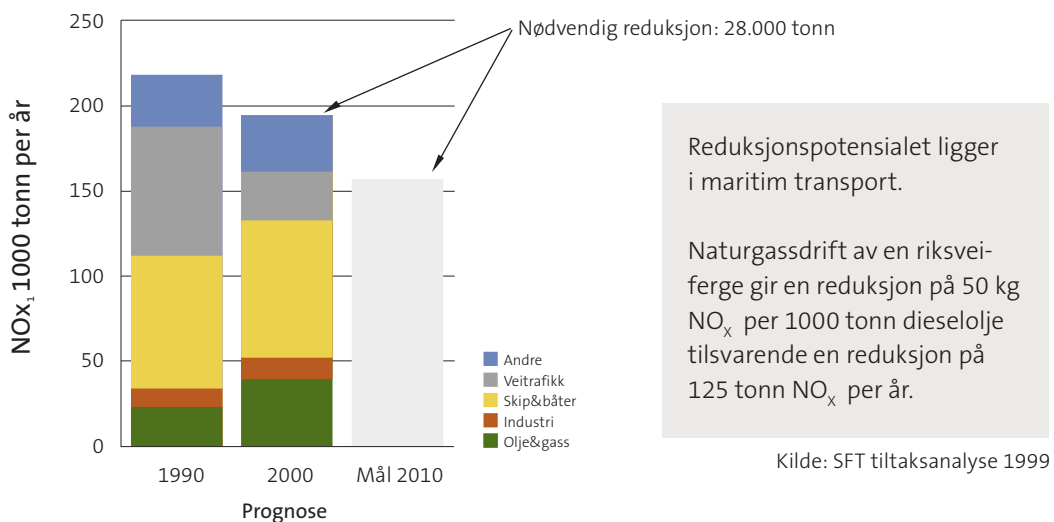
NO_x utslippene fordeles på sektor, der transportsektoren står for det aller meste av utslippene:

- Så langt er reduserte NO_x-utslipp oppnådd i transportsektoren ved innføring av katalysatorer i bilparken.
- For å klare fremtidige forpliktelser vil det være nødvendig å gjøre noe med NO_x-utslippene fra skips trafikken. Sjøfartsdirektoratet har estimert totalt potensiale for reduksjon av NO_x-utslipp fra skips trafikken til 27 000 tonn årlig gjennom et sett av ulike tiltak. Substitusjon av diesellolje med gass har et stort potensiale i denne sektoren.

Brennverdi, CO₂-utslipp og C/H forhold

	Metan, CH ₄	Destillatolje	Bitumiøst kull
Nedre brennverdi [MJ/kg]	50	42	32
[g CO ₂ /kWh]	197	267	338
H/C-forhold	4	2	mindre enn 0,9
[g CO ₂ /kWh]/[g CO ₂ /kWhCH ₄]	1	1,3	1,7

Tabell 2.1: Brennverdi, C/H forhold og CO₂-utslipp for ulike brenslers.



Figur 2.3: Miljøgevinst NO_x

3. Marked for naturgass i Norge

Markedet for anvendelse av naturgass i Norge er i hovedsak energimarkedet og naturgass til bruk i industrielle prosesser. Dette kan i stor grad karakteriseres som et konverteringsmarked fra olje/kull produkter til bruk av naturgass. Eksempler på anvendelsesområder er vist i faktarute 3.1 og 3.2.

Utvikling av markedet vil være bestemt av prisen sluttbrukerene må betale sammenlignet med alternativene. Myndighetene kan stimulere markedet ved å bidra med investeringsstøtte til infrastruktur. Markedet kan også påvirkes ved å pålegge avgifter, enten på bruk av naturgass eller på konkurrerende energikilder.

Faktarute 3.1: Naturgass som energibærer

Naturgass som energibærer kan nyttes til

- Oppvarming (enten direkte eller i varme-sentral tilknyttet fjern-/nærvarmeanlegg)
- Produksjon av elektrisitet (storskala gasskraftverk eller mindre kogen-anlegg)
- Transportsektoren (skip, ferger, busser, taxi)

Faktarute 3.2: Naturgass til industrielle formål

Naturgass til spesifikke industrielle prosesser (eksempler)

- Petrokjemi
- Carbon black
- Fiskefor (Norferm har et anlegg på Tjeldbergodden)
- Hydrogen

3.1 Naturgass til energibruk

Potensialet for bruk av naturgass som energikilde/-bærer i Norge er avhengig av dagens energibruk og forventet utvikling, og hvilke energibærere naturgassen med fordel kan substituere. De ulike energibærerne har ulike karakteristika som har betydning for hvilken andel av energibruken det er optimalt at de skal dekke. Samfunnsøkonomisk energiplanlegging må ses i et helhetlig perspektiv. Suboptimale løsninger lokalt gir ikke nødvendigvis optimale løsninger regionalt eller nasjonalt. Dessuten kan naturgass ha annen anvendelse enn som energibærer. Derfor må samlet bruk av naturgass vurderes, ettersom enhetskostnaden både for innkjøpt gass og spesielt for transport er kvantumsavhengig.

Energibruk er knyttet til hvor folk bor og arbeider. Ca 75 prosent av Norges befolkning bor langs vår langstrakte kyst. Området rundt Oslofjorden er tettest befolket, men siden den kraftintensive industrien ble etablert i tilknytning til utbygging av vannkraften, er energibruk pr innbygger lavere enn i de fylkene som har mye kraftkrevende industri.

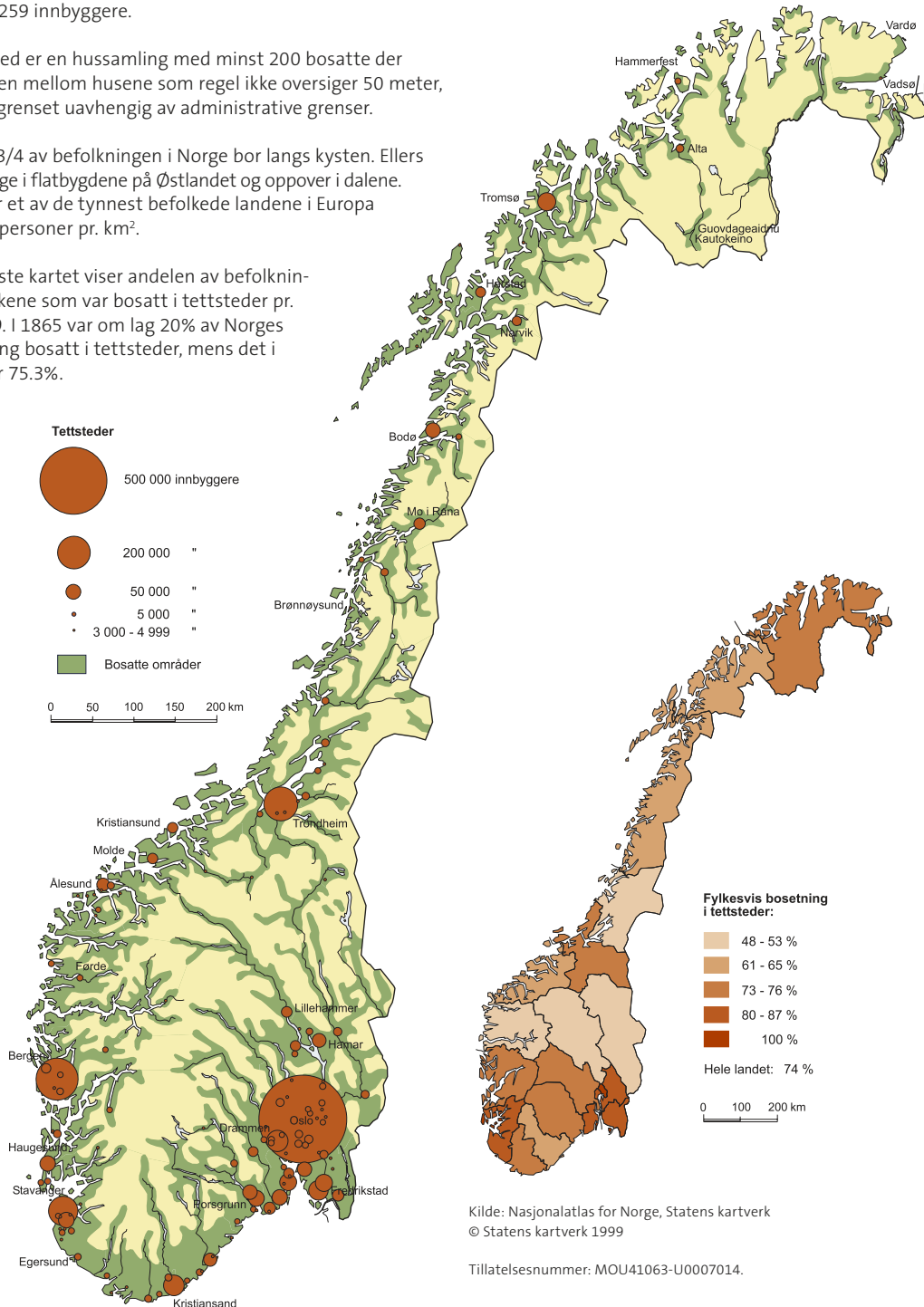
Bosetting

Kartet viser bosatte områder og antall innbyggere i større tettsteder pr. 1.1.1999. Tettsteder med 5000 eller flere innbyggere er vist med sirkler på kartet. Oslo, som er det største tettstedet, har 761 259 innbyggere.

Et tettsted er en hussamling med minst 200 bosatte der avstanden mellom husene som regel ikke oversiger 50 meter, og er avgrenset uavhengig av administrative grenser.

Om lag 3/4 av befolkningen i Norge bor langs kysten. Ellers bor mange i flatbygdene på Østlandet og oppover i dalene. Norge er et av de tynnast befolkede landene i Europa med 15 personer pr. km².

Det minste kartet viser andelen av befolkningen i fylkene som var bosatt i tettsteder pr. 1.1.1999. I 1865 var om lag 20% av Norges befolkning bosatt i tettsteder, mens det i 1999 var 75.3%.



Figur 3.1: Bosetting i Norge

Andel bruk av gass i forhold til totalt sluttbruk

	1989					1997				
	Totalt ¹ sluttforbruk	Elektrisitet	Petroleums- produkt	Kol	Gass	Totalt ¹ sluttforbruk	Elektrisitet	Petroleums- produkt	Kol	Gass
	Mill. toe	Prosent				Mill. toe	Prosent			
Australia	56,22	18,8	53,1	7,6	14,9	67,55	19,6	52,1	6,3	15,4
Austerrike	20,30	17,5	45,2	7,9	14,2	22,55	18,6	47,6	5,6	16,1
Belgia	32,81	14,7	53,0	10,8	20,3	40,41	15,3	54,8	6,6	22,2
Canada	165,17	21,8	43,7	2,4	26,7	187,5	21,8	42,4	1,8	28,3
Tsjekkia	36,99	11,1	24,8	49,2	10,8	26,54	16,1	26,5	20,6	22,7
Danmark	13,18	18,6	61,7	3,1	7,7	15,81	17,3	50,8	2,3	11,6
Finland	22,46	21,7	43,8	7,3	4,5	23,99	25,2	35,4	4,8	4,9
Frankrike	144,68	17,4	55,1	5,4	16,3	161,16	19,0	53,3	3,2	19,0
Tyskland	249,70	16,0	45,4	17,1	16,7	244,34	16,3	52,8	5,4	21,3
Hellas	14,81	16,3	71,3	8,1	0,7	17,96	17,5	70,9	5,2	0,5
Ungarn	22,55	12,3	34,1	13,8	27,8	17,29	14,3	29,9	3,5	40,8
Island	1,70	20,0	37,1	3,5	-	1,89	21,7	41,8	3,2	-
Irland	7,48	13,0	51,1	23,5	12,4	9,31	15,5	60,7	8,1	14,4
Italia	116,42	15,3	55,8	2,7	25,3	125,45	17,0	51,5	2,2	28,2
Japan	283,68	21,4	64,3	8,0	4,9	340,46	23,1	63,2	6,4	6,1
Korea	58,01	12,2	61,4	25,7	0,7	129,72	14,8	70,8	8,1	5,2
Luxembourg	2,81	12,5	53,0	20,6	13,9	3,21	13,7	61,1	5,9	18,1
Mexico	85,89	9,6	64,5	2,0	15,1	94,86	12,5	59,8	2,3	14,9
Nederland	50,19	12,1	39,7	2,7	44,7	58,08	13,3	39,1	2,7	41,5
New Zealand	9,44	24,9	45,2	10,6	14,2	12,43	21,8	43,4	7,0	21,0
Noreg	18,00	45,1	45,2	4,5	-	19,34	46,0	43,3	4,9	-
Polen	78,85	11,2	17,7	36,9	10,8	68,73	11,9	24,4	31,3	12,5
Portugal	12,11	15,7	70,0	5,4	0,4	15,91	17,2	72,8	2,8	0,7
Spania	60,19	17,5	64,6	5,9	7,0	74,93	17,6	65,6	2,3	10,8
Sverige	32,59	31,6	45,0	3,0	0,9	35,65	30,0	41,3	2,0	1,2
Sveits	18,96	20,8	66,2	1,8	7,4	20,23	20,8	63,0	0,5	10,4
Tyrkia	38,71	9,2	49,7	19,5	1,1	53,62	12,8	49,7	16,8	7,6
Storbritannia	144,76	16,1	47,2	8,3	28,3	157,21	16,9	46,7	4,2	31,7
USA	1 341,74	16,4	53,2	4,1	23,4	1 445,25	18,8	53,9	1,8	23,3
OECD i alt	3 140,39	16,9	52,0	7,8	18,8	3 491,40	18,6	53,4	4,2	19,8
OECD Europa	1 140,24	16,3	47,4	12,5	17,2	1 213,60	17,5	49,3	6,4	20,3
Nord-Amerika	1 592,80	16,6	52,9	3,8	23,3	1 727,62	18,8	53,1	1,8	23,4
Oceania	407,35	19,8	61,9	10,5	5,9	550,17	20,7	63,2	6,8	7,4
EU	924,49	16,7	50,7	9,0	19,0	1 005,96	17,6	51,8	3,9	21,7

Kilde: Energy balances of OECD countries 1996-1997, IEA.

1) Differansen mellom totalt sluttforbruk og summen av dei fire energiberarane er forbruk av fjernvarme og andre faste brensel.

Tabell 3.1: Gassandel av totalt energibruk i Norge og noen utvalgte land

I tabell 3.1 er det gjengitt energistatistikk for OECD-landene. Tabellen viser totalt energibruk, og andel i prosent for de viktigste energibærerne. I mange industrialiserte land, med utstrakt rørdistribusjon for gass, er andelen av den totale energibruken 20–25 %. Tabellen viser også utviklingen fra 1989 til 1997, de aller fleste land har en økende andel gass. Til sammenligning ble det i 2001 brukt 3,5 mrd Sm^3 naturgass til brennstoff på installasjoner på sokkelen.

Estimat av markedet for naturgass i Norge

Erfaring fra Europa viser at 20-30% av energiforbruket over tid kan konverteres til naturgass. Andelen av energiforbruket som dekkes av gass i ulike land i verden er vist i faktarute 3.3. Dersom dette overføres til Norge, vil det være riktig å trekke ut kraftkrevende industri før man gjør en slik analyse. Det totale energiforbruket i Norge i 1999 var 239,4 TWh. Av dette gikk 66,7 TWh til kraftkrevende industri. Dersom man tar 20% av det resterende energiforbruket, blir det ca. 35 TWh som tilsvarer 3,5 milliarder $\text{Sm}^3/\text{år}$. Gassforbruket til ett gasskraftverk med ytelse 800 MW / 6 TW_{hel} (som Industrikraft Midt-Norge sitt anlegg i Skogn) er til sammenligning 1,15 milliarder $\text{Sm}^3/\text{år}$. Gassproduksjonen i Norge var ca. 50 milliarder Sm^3 i 2001.

3.2 Konkurrerede energikilder/-bærere

Uansett hvilke energianvendelser naturgassen skal dekke, vil den erstatte andre energibærere. Enhetsprisen (se avsnitt 3.3) vil være viktig for de beslutningstakerne som avgjør hvilke energibærere som skal brukes. I tillegg må miljøkonsekvenser og eventuelle sikkerhetsaspekter vurderes.

Man vil i første omgang benytte naturgass som substitutt for fyringsolje der gassen blir tilgjengelig. Derfor ser vi ikke at naturgass vil komme inn som en konkurrent til nye fornybare energikilder. Aktuelle områder for substituering:

- naturgass som substitutt for fyringsolje
- naturgass som substitutt for deler av transportsektoren (kystfartøyer)
- naturgass til energiproduksjon (kraftvarme)

3.3 Gasspris og transportkostnad

Kostnaden for å forsyne en sluttbruker med naturgass består av to hovedelementer:

- gasspris
- transportkostnad

Gjennomføring av EUs gassmarkedsdirektiv i Norge, og samordning av eierskap i gasstransportssystemet på norsk sokkel vil kunne påvirke både gasspris og transportkostnad.

Gassmarkedsdirektivet etablerer felles regler for medlemslandenes (inkl. Norges hvis Stortinget godkjenner EØS-komiteens innstilling) regulering av overføring, distribusjon, forsyning og lagring av naturgass, inklusive LNG. Regjeringen har foreslått at det vedtas en ny lov om felles regler for det indre marked for naturgass, samt at det foretas enkelte endringer i petroleumsløven (lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet). Lovbestemmelsene vil fastslå direktivets hovedprinsipp om at naturgassforetak og kvalifiserte kunder (gasskraftverk og andre store forbrukere av gass) skal ha rett til tredjepartsadgang til gassrørledninger, samt gi hjemmel til å fastsette ytterligere bestemmelser i forskrift.

Planene om samordning av eierskap i gasstransportssystemet på norsk sokkel ser ut til å bli realisert etter at rettighetshavere i aktuelle anlegg har sagt seg enige i vilkårene. Samordningen, som har vært omtalt som GasLed, vil være gjenstand for særskilt myndighetsbehandling og -godkjenning.

Transportkostnad

I 2001 ble det etter initiativ fra OED etablert et uavhengig selskap som skal ha operatøransvaret for de vesentligste deler av infrastrukturen for transport av gass fra norsk sokkel. Energi- og miljøkomiteen i Stortinget innstilte at "operatøransvaret for gasstransportselskaper overføres fra nåværende operatører og forankres i et nytt statsselskap". Gassco AS er 100% eid av Staten.

I korte trekk ønsker myndighetene å oppnå:

- Transport- og behandlingsanleggene skal tjene alle produsenter av gass.

- Bidra til en samlet effektiv utnyttelse av ressursene på kontinentalsokkelen.
- Nøytralitet i forhold til alle brukerne av transportsystemet.
- Sentral rolle når det gjelder videreutvikling av transportsystemet.

Utviklingen i gassmarkedet fører til et tydeligere skille mellom salg av gass og transport av gass, på tilsvarende måte som dereguleringen av elkraftsektoren i 1990-årene har ført til at sluttbrukere av elkraft kan velge kraftleverandør, men må forholde seg til en konsesjonsberettiget, monopolregulert nettooperatør. Det er ennå ikke etablert et regime for monopolregulerte, nøytrale operatører for innenlands distribusjon av gass, Gassco tar seg kun av den delen av transporten som Statnett dekker innen elsektoren. Man ser for seg at tariffstrukturen til GasLed kan sammenlignes med tariffstrukturen til Statnett som har en såkalt punkt tariff ("frimerke tariff"). Dette innebærer at tariffen er uavhengig av avstand.

Faktarute 3.3: Gasstransport-kostnad

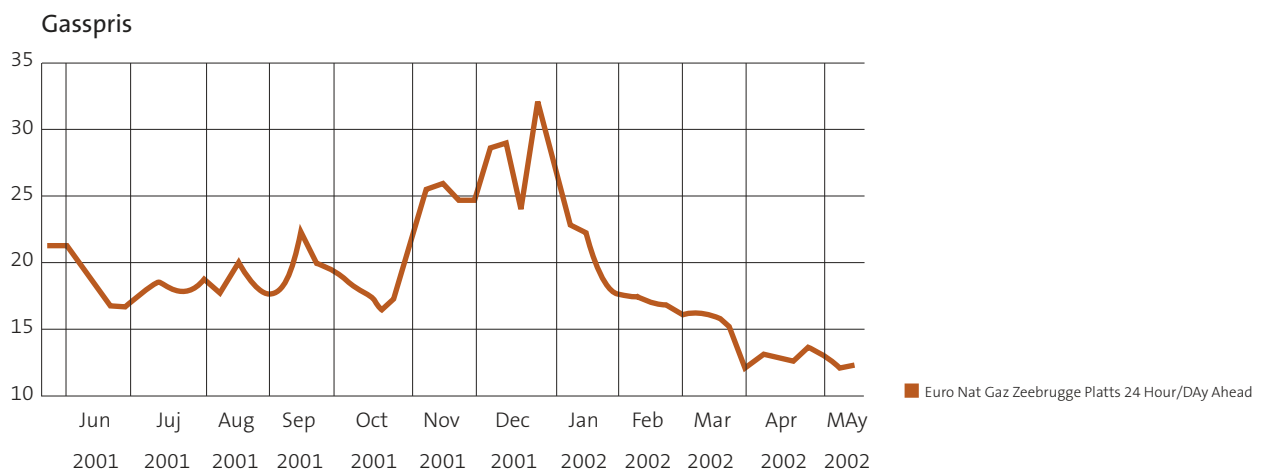
Kostnad for gasstransport

Transportkostnad er helt avhengig av mengder og avstander, men rangert etter volum og avstand:

- LNG-skip* (store tankskip, Norge USA): 10–15 øre/Sm³
- HP rør (Eksport til Europa, eksempel: Europipe, 660 km, 40"): 10–15 øre/Sm³
- HP rør nasjonalt (typisk Tjeldbergodden – Skogn som blir dimensjonert for 1,5 mrd Sm³/år) ca. 10 øre/Sm³.
- Kystgass*: ca. 25 – 35 øre/Sm³ (140 mill Sm³/år)
* uten mottaksanlegg

Energibruk ved skipstransport (LNG)

- 1 – 3 % av befraktet mengde (store og mellomstore skip, for aktuelle avstander)



Enhet: pence/therm (p/th) omregningsfaktor 0,045 gir NOK/Sm³ (forutsatt £=12,00 NOK)
 Figuren viser at gjennomsnittet ligger omkring 20 p/th fi 0,90 NOK/Sm³

Figur 3.2: Gasspriser i Europa. (Kilde: Platts.com)

Gasspris

Inntil nylig var gassprisen i Europa knyttet direkte til oljeprisens fluktasjoner. Et friere gassmarked vil i større grad frigjøre gassprisen fra oljeprisen, selv om markedsprisen for gass også i framtida vil gjenspeile prisen for alternative energikilder.

EUs gassmarkedsdirektiv fører til at selskapene som utvinner gass ikke lenger opererer som en part overfor gasskjøpere i Europa (GFU – gassforhandlings utvalget), men som individuelle selskaper som konkurrerer om gasskontrakter i Europa og andre steder.

Samordning av eierskap i gasstransportsystemet, GasLed, vil føre til at all rørbasert gass fra norsk sokkel vil få samme adgang til det store gassmarkedet i

Europa. Slik sett vil gassprisen i Norge bli diktert av markedsprisen i Europa.

For LNG gjelder fortsatt langsiktige gasskontrakter knyttet til spesifikke utbyggingsprosjekter. LNG-prisen vil være gjenstand for forhandlinger for hver kontrakt. Som et eksempel er prisen for LNG levert USA (El Paso) i størrelsesorden 1 NOK/Sm³. Hvis produksjons- og transportkapasitet øker tilstrekkelig vil det kunne utvikle seg et spotmarked for LNG, som vil føre til en større prisvariasjon.

Produksjon av LNG i stor skala er svært effektiv, og produksjonskostnaden for LNG kan konkurrere med gass levert i rør, se faktarute 3.3.

4. Infrastruktur for naturgass – distribusjon i Norge

I dette kapittelet vil vi belyse de ulike løsningene for å transportere gass med fokus på det som er aktuelt på nasjonalt nivå. Norge har i dag gassrørledninger til kontinentet, og vil etter all sannsynlighet eksportere gass fra Hammerfest bl a til USA og Spania basert på LNG-tankskip. I flere norske regioner planlegges det investeringer på flere hundre millioner kroner til infrastruktur for naturgass. Dette er prosjekter der presset på deltakelse fra myndighetene er stort. I dette kapittelet er det forøkt å sette søkelyset på de ulike transportalternativene og hvordan disse forholder seg til hverandre avhengig av gassmengde og transportavstander.

4.1 Rørtransport

I dette avsnittet fokuserer vi på tre nivåer for rørtransport:

- Høytrykksrør (HP) som har typisk designtrykk på 200 bar og som kan være fra 10" til 30" (60") i diameter.
- Grenrør (HP) er siderør fra hovedrøret med typisk diameter 4 - 8".
- Lavtrykksrør (LP): typisk 4 bar og (1)4 - 10" i diameter.

Høytrykksrør for gasstilførsel (ilandføring)

Høytrykks rørbasert distribusjon krever store gassvolumer og er kun aktuelt noen få steder i landet, det er da mulig å få til en lav distribusjonskostnad, slik at transportkostnader ned mot på 10 øre/Sm³ er mulig. Typiske forutsetninger for rørbasert distribusjon:

- Et gasskraftverk i enden av røret
- Transportrør i nærheten (som Haugalandet m/ Statpipe++)
- Industri som trenger store gassvolum til sin virksomhet

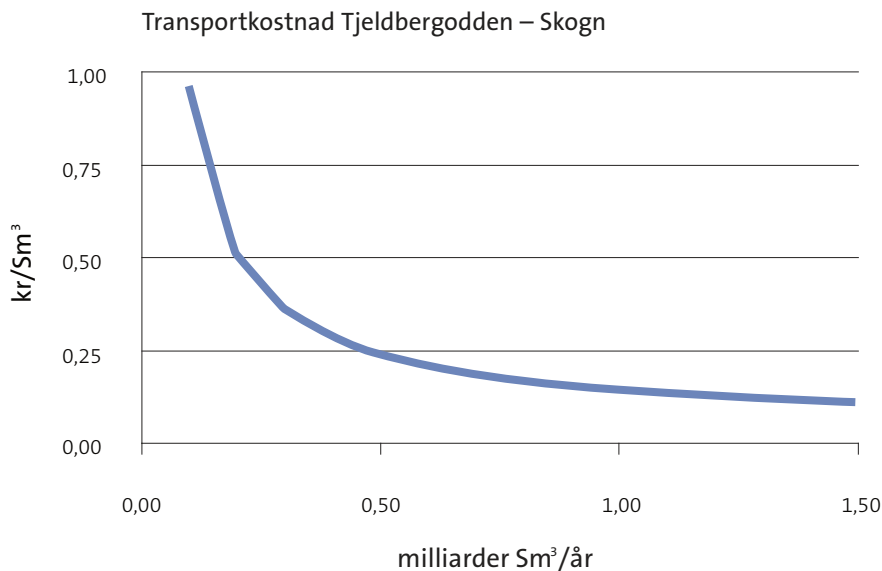
Eksempler på steder som kan være aktuelle: Trondheim, Stavanger, Grenland/Østfold.

HP Rørtransport forutsetter større volumer for å være konkurransedyktig. Figur 4.1 viser et eksempel fra det planlagte gassrøret mellom Tjeldbergodden og Skogn. Dette er en strekning på 160 km. Gassbehovet til kraftverket på Skogn er ca. 1,15 milliard Sm³/år. Kostnadstall og fakta til modellen er gitt av Reinertsen Engineering AS. Eksempelet er regnet som følger:

1. For de ulike gassmengdene og gitte innløps- og utløpsstrykk er det beregnet nødvendig diameter for gassrøret.
2. Deretter er det beregnet en meterpris for røret som er satt sammen av ulike faktorer som mengde stål, coating, etc.
3. Riggetid og leggekostnader er tatt med.
4. Landfall og landanlegg er tatt med.
5. Kostnader til for- og etterbehandling av gassen er tatt med.
6. Kostnader er regnet ut som årlige kapitalkostnader (7%) med 20 års nedbetalingstid og drift + vedlikeholdskostnader (3%). Dette er så delt på gassmengden.

Sammenhengen mellom gassvolum og transportkostnader for et gassrør mellom Tjeldbergodden og Trondheim er vist i figur 4.1. Det taes forbehold om kostnadsberegningene, men de viser en trend som er riktig og som er viktig å ta hensyn til i planleggingen av gass infrastruktur.

Figuren viser at dersom Industrikraft Midt-Norge sine planer om bygging av gasskraftverk gjennomføres, vil man ha det nødvendige grunnlaget for å bygge en slik rørledning. Skulle det derimot vise seg at det ikke blir bygd et gasskraftverk på Skogn, bør man antakelig vurdere å se etter andre muligheter for å transportere naturgass til regionen.



Figur 4.1: Transportkostnad i høytrykksrør (eksempel)

Høytryksgrenrør for regional tilførsel

Dersom man har byer/kunder med større gassbehov i nærheten av et høytrykks ilandføringsrør, kan det være et alternativ at disse forsynes via et høytryksgrenrør fra hovedrøret. Volumet må da være av en slik størrelse at man kan forsvare investeringene. Det bør også være en langsiktighet i markedet siden dette er infrastruktur som ikke kan flyttes. Grenrøret vil kobles til hovedrøret med en T-split og designes for aktuelle trykk og mengder. Det vil typisk ha en mindre diameter enn hovedrøret.

Lavtrykksrør for lokal distribusjon av gass

For å distribuere gassen lokalt til nærings- og boligformål kan man etablere lokale gassnett. Naturgass kan benyttes direkte både i næringsvirksomhet og i boliger. Ved lokal distribusjon av naturgass føres gassen fra et tilførselsrør gjennom stasjoner for trykkreduksjon. Trykket tas ned til 4 bar og utover i gassnettet vil trykket gradvis reduseres ytterligere ned til 1 bar. Laveste trykk på gass som skal leveres til kunde i Jærgassprosjektet kan komme ned mot 0,1 bar. Trykkgrensen for lavtrykksrør er i dag 4 bar, men det arbeides for å oppjustere denne til 10 bar. Dette vil bidra til betydelig reduksjon av kostnader. Rørene som benyttes for lavtrykks distribusjon av gass er vanligvis i plast, eventuelt i stål ved sjøkryssing eller kryssing av elv. Diameter på rørene varierer fra

32 - 355 mm avhengig av gassmengde og aktuelt trykk. Rørene er svært fleksible å legge og etterlater seg ingen andre synlige spor enn anvisningsskilter.

Gassnett for lokal distribusjon utformes som grennett, noe som gir stor fleksibilitet i utbyggingen. Det er ofte aktuelt med gradvis utbygging slik at flere sluttbrukere kan tilknyttes nettet etter hvert som nye områder bygges ut og/eller at det i etablerte områder besluttes en omlegging av energiforbruk som inkluderer bruk av naturgass. Den viktigste begrensingen for utvidelse av det lokale gassnettet er den totale mengde gass som kan overføres til regionen.

Utbygging av lokale gassnett må sees i sammenheng med annen eksisterende og planlagt infrastruktur. Dersom traseer for gassnettet samordnes med traseer for lokale kraftkabler, veier og kabler for telekommunikasjon, begrenses inngrepene i tillegg til at kostnadene reduseres.

For at gasstransport via rør skal være lønnsomt, må det være marked for overføring av et minimum kvantum med gass. Lokal gassdistribusjon via rør er derfor mest aktuelt for relativt sentrale områder som byer og bydeler av en viss størrelse. Siden transportkostnadene øker med avstanden er det også nødvendig med en rimelig nærhet til et regionalt nett.

I noen tilfeller kan være aktuelt å bygge ut lokalt gassnett selv om det i utgangspunktet ikke tilknyttes et regionalt nett. Dersom omfanget på det potensielle sluttbruket av gass er begrenset og/eller de geografiske avstandene er svært store, kan rørbunden tilførsel av gass til regionen bli for kostbart. Man kan da etablere et lite, lokalt gassnett som baserer seg på at gass transporteres til området på andre måter enn via rør. Naturgassen kan for eksempel distribueres i bulk som LNG eller CNG. Etter regassifisering (LNG) eller trykkreduksjon (CNG) distribueres gassen videre i det lokale gassnettet. Hvis de økonomiske forutsetningene endres senere og en regional rørledning etableres, har man allerede den lokale infrastrukturen på plass. Man kan også bygge ut lokale nett for å ta høyde for utbygging av et regionalt nett som er planlagt på et senere tidspunkt. Dersom det foregår anleggsvirksomhet i det aktuelle området kan det være lønnsomt å etablere det lokale gassnettet selv om det ikke blir tatt i bruk i første omgang. Eventuelt kan man basere seg på bulktransport av naturgass (LNG, CNG) inntil tilknytningen til regionalnettet etableres.

Faktaruten nedenfor antyder prisområdet for legging av lavtrykksrør for lokal distribusjon av gass. Prisene inkluderer pris for rør og legging av rør. Det kan være

interessant å merke seg at det er lavere kostnader ved å etablere gassrør enn ved å strekke elkabler (2 - 3 ggr ifølge www.gass.no) og at energikapasiteten er betydelig større (5 - 10 ggr).

Faktarute 4.1: Kostnader ved etablering av lavtrykksrør for lokal distribusjon

Kostnader ved etablering av lavtrykksrør for lokal distribusjon

- Tettbygd strøk (bygater): 2 500 – 3 500 kr/m
- Enkel legging i gangvei: 1 800 – 2 500 kr/m
- Utenom bebyggelse: 1 200 – 1 800 kr/m

(Kilde: www.gass.no)

4.2 Bulktransport

Distribusjon med skip

Distribusjon av LNG med skip er et spesialisert marked innen skipstransport. På grunn av lastens egenskaper, karakteriseres skipene som spesialskip med avansert tankutforming og lasthåndteringssystem. Dette bidrar til høy investeringskostnad med tilhørende

Faktarute 4.2: LNG skip og marked

LNG skip og marked for skipstransport

Flåte 2001:

Størrelse i 1 000 m ³	Antall skip	Totalt 1000 m ³
0-2	1	2
2-10	0	0
10-40	10	255
40-60	6	253
60-100	15	1 159
100-	96	12 535

Kilde: Clarkson

- Ekspansivt marked, styrt av økende etterspørsel med 8% årlig vekst i perioden 1980 – 2000
- Fallende nybyggpriser på 90 tallet, nybyggprisen lå i 2001 på 175 mill. USD for en 125 000 m³ LNG tanker
- Majoriteten av flåten opererer på langtids kontrakter
- LNG transporteres flytende, nedkjølt ved -162°C ved atmosfærisk trykk

kapitalkostnader i driftsfasen. Markedet kjenntegnes ved:

- få aktører
- stordriftsfordeler
- tette kunderelasjoner og langsiktige fraktavtaler
- vanskelig marked for videresalg av skip

Transport av LNG vil være basert på en avtale mellom eier av skip og eier av last. Normalt etableres langsiktige kontrakter for LNG transport i forbindelse med nye prosjekter, og dedikert tonnasje kontraheres med grunnlag i en fraktavtale. Den mest anvendte avtale-typen er tidscerterparti (TC). Dette er en avtale mellom reder og befraakter, der befraakter disponerer skipet over et avtalt tidsrom. Et tidscerterparti impliserer at befraakter kontrollerer operasjonsmønsteret for skipet, mens reder besørger drift og bemanning. Gjennom en fast rate for leie av skipet dekkes reders kostnader knyttet til kapitalkostnader og operasjonelle kostnader. Befraakter dekker i tillegg til den faste raten de reise-avhengige kostnader (bunkers, lasthåndtering, havne-avgifter).

Også for skipstransport vil det være en betydelig stordriftsfordel knyttet til valg av tonnasje og optimal drift av denne. Med utgangspunkt i egne beregninger, kontrollert mot tall fra Fearnleys, kan transportkostnader med LNG skip illustreres ved figuren nedenfor.

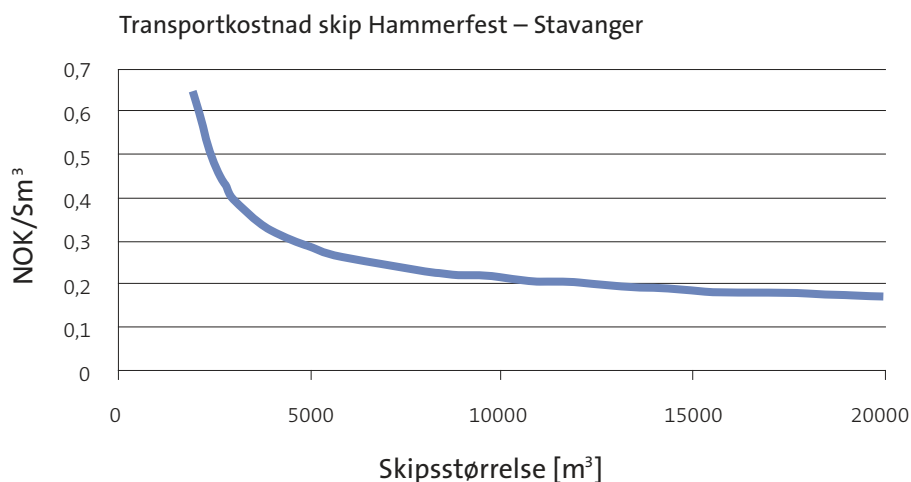
Eksempelet som er benyttet er transport av LNG fra Hammerfest til Stavanger med forskjellige skipsstørrelser. Forutsetning som ble benyttet for beregninger som ligger til grunn for figuren er:

- markedsrater for LNG skip benyttet som grunnlag (TC rater fra rederier og meglere)
- antar 15 – 20 års certerparti
- tar utgangspunkt i dagens priser på nybygg, 20 års nedskrivningstid og en kalkulasjonsrente på 7%
- benytter dagens priser på brennstoff

Figur 4.2 viser at en ut i fra et kostnadssynspunkt skal velge et så stort skip som mulig. Med hensyn til leveringssikkerhet og frekvens, vil en sannsynligvis dele transportvolumet på flere skip. I den videre kostnadsanalysen er det valg å se nærmere på et skip med en lastekapasitet på 5000m³. En slik skipsstørrelse passer godt inn i et realistisk markedsvolum for LNG.

Faktarute 4.2 viser at skip i denne størrelsen ikke er bygd ennå. Andre tilsvarende skip som for etylen er det derimot mange av i denne størrelseskategori (2 000 – 15 000 m³). Teknologien for etylen (-100°C) er tilsvarende som for LNG. Grunnlaget i beregningene er bl.a. hentet fra slike skip.

Samme eksempelet med en transportrute fra Hammerfest til Stavanger er benyttet. Det er videre



Figur 4.2: Transportkostnad skip, avhengig av skipsstørrelsen

lagt inn fire mottaksterminaler på 3 000 m³ hver. Med en hastighet på 15 knop tar en rundtur mellom 7 og 8 dager. Transportkapasitetene blir da:

- kapasitet per tur (5 000 m³) ⇒ 2,9 millioner Sm³
- kapasitet per år (48 rundturer/år) ⇒ 140 millioner Sm³

Figur 4.3 viser transportkostnadene for et slik skip, som funksjons av utnyttelsesgraden av skipet. I grunnlaget for kostnadsberegningene inngår følgende elementer:

- TC for skipet (kapitalkostnad, vedlikehold, mannskap)
- Mottaksterminaler (fire stykker, innfaset i forhold til transportvolumet)
- Driftskostnader (hovedsakelig drivstoffkostnader)

Figuren viser transportkostnadene har en klar følsomhet for utnyttelsesgraden av skipet. Dersom en kan holde en utnyttelsesgrad på over 80% kan transportkostnaden for LNG komme under 40 øre/Sm³.

Det er gjort tilsvarende analyser av en rute fra Hammerfest til Fredrikstad med mottaksanleggene plassert på Østlandet. Med bruk av samme skipsstørrelse blir transportkapasiteter og dermed kostnadene i samme størrelsesorden som for ruten Hammerfest – Stavanger.

Distribusjon med bil eller jernbane

LNG distribueres også med bil (eller jernbane). Dette

er aktuelt for mindre kvanta over kortere avstander enn skipstransport som er omtalt i avsnittet ovenfor. Transportkapasiteten til de bilene som benyttes i Norge i dag er opp mot 50 Sm³. Biltransport utgjør en fleksibel distribusjon fra f.eks et mottaksanlegg, der det ikke lønner seg med rørbasert distribusjon, og benyttes bl.a. til fyllingsstasjoner for ferger.

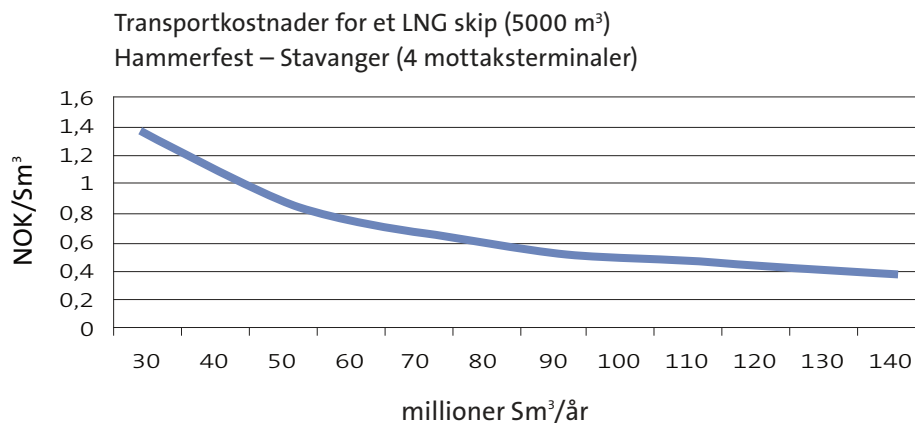
4.3 Sammenligning av transportkostnader

Rør- og ledningsbunden overføring kontra bulktransport

Enhetsprisen for ulike energibærere er den viktigste parameteren som avgjør hvilken energibærer som blir valgt. Transportkostnaden utgjør en betydelig andel av totalprisen sluttbruker må betale for energien. De totale transportkostnader for rør- eller ledningsbundne energibærere øker nesten lineært med avstanden, mens marginalkostnaden for en ekstra enhet overført er nettopp det – marginal.

Kostnaden for bulktransport er tilnærmet lineært avhengig av overført volum, mens avstanden har mindre betydning. Etersom gass kan overføres i ulike transportmedier, er analysen av logistikken viktig får å optimalisere gassforsyning til ulike steder.

Figur 4.5 og bosetningsmønsteret i Norge illustrert i figur 3.1, sammen med erkjennelsen om vanskeligere



Figur 4.3: Transportkostnader for LNG avhengig av utnyttelsesgrad

topologi, indikerer at enhetskostnaden for rørbasert distribusjon av gass blir betydelig høyere enn i land med større energitetthet og enklere topologi.

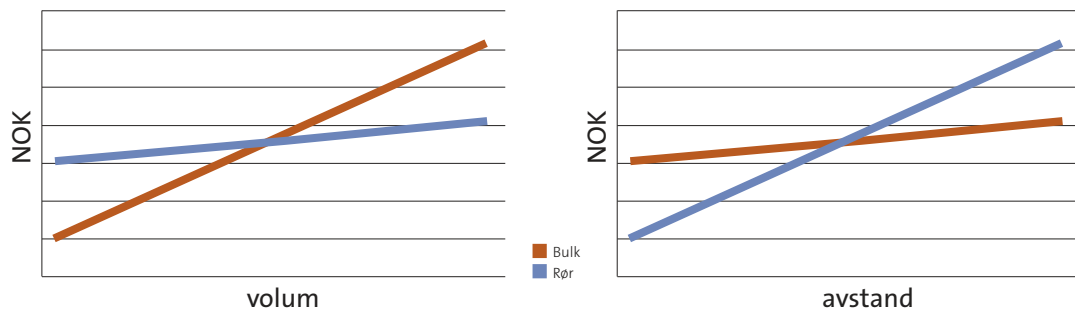
Grenrør/LNG kystskip

Som eksempel er det regnet på kostnadene knyttet til å transportere gass fra Tjeldbergodden til Trondheim i Trønderpipe. Lokal distribusjon i Trøndelagsregionen er antatt å være ca. 10% av det totale gassvolumet. Dette vil medføre en ekstrakostnad på stamrøret som trenger 1 – 2 tommer større diameter. I tillegg kommer kostnaden for grenrøret som i Trondheim er estimert til ca. 60 millioner NOK. Her har man ikke inkludert mottaksanlegg på land (Ref. Reinertsen Engineering AS).

Bakgrunn for eksempelet:

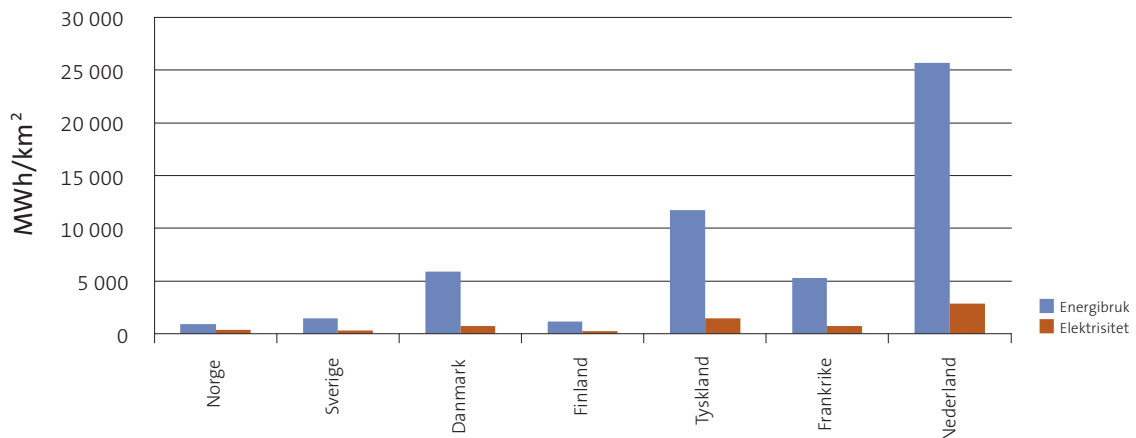
1. Grenrøret designes for 100 millioner Sm^3 , ca. 10% av volumet som overføres til Skogn.
2. Marginalkostnad for utvidet kapasitet i stamrøret er beregnet som 5% av totalkostnaden for det opprinnelige røret til Skogn, ca. 58 millioner kroner.
3. Kostnaden for grenrør til Trondheim er beregnet til ca. 70 millioner kroner totalt (60 millioner kroner for røret + 10 millioner kr for gassbehandlingsanlegg i Trondheim).
4. Antatt gassmengde: 1,15 GSm^3 naturgass til Skogn + 0,1 GSm^3 naturgass til Trondheim.
5. De totale kostnadene er satt sammen av ekstrakostnad knyttet til økt kapasitet i stamrøret og til kostnadene for selve grenrøret.

Transportkostnader som funksjon av volum og avstand (prinsippkisser)



Figur 4.4: Ledningsbundet kontra bulkbasert transport (funksjon av volum og avstand)

Energi- og elektrisitetstetthet



Figur 4.5: Energi- og elektrisitetstetthet

6. Driftskostnader og avkastningskrav er regnet ut som årlige kapitalkostnader (7%) med 20 års nedbetalingstid og drift + vedlikeholdskostnader (3%). Dette er så delt på gassmengden.

Figur 4.6 viser at dersom man allerede har et rør til Skogn, kan man med noe volum transportere gass via grenrør til Trondheim til en fornuftig pris. Dersom mengden er liten vil det være andre alternativer som kan være aktuelle. Et skip vil kunne betjene Trondheim i tillegg til andre mottakssteder. Båndet for transportkostnad til kystgass viser laveste nivå ved full utnyttelse av skipets kapasitet, mens øverste nivå tilsvarer 80% utnyttelse. Som figuren indikerer kan kystgass være aktuelt for Trondheim helt ned i volum til under 20 millioner Sm³/år forutsatt at skipet har andre områder å betjene i tillegg, som dekker opp skipets kapasitet.

Sammenligning mellom gasdistribusjon og kraftoverføring

Distribusjon av naturgass kan sammenlignes med overføring og fordeling av elektrisk kraft, som i Norge i all hovedsak genereres i vannkraftstasjoner. Det fins både likhetstrekk og karakteristiske forskjeller.

Faktarute 4.3: Sammenligning mellom gasdistribusjon og kraftoverføring

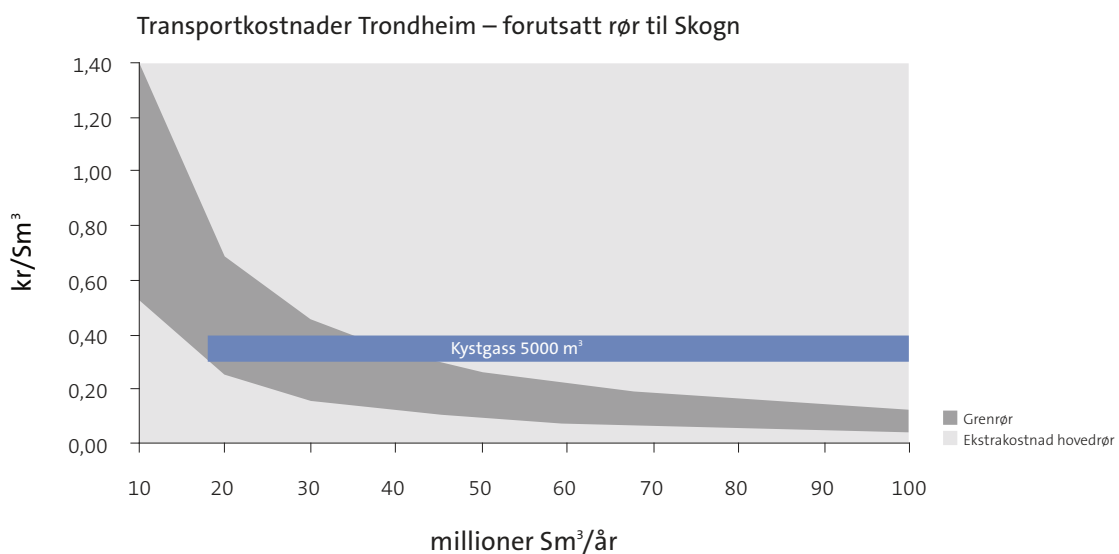
Gasdistribusjon sammenlignet med kraftoverføring

Likhetstrekk:

- Ressursene befinner seg langt fra sluttbruker
- Behov for overføring av store kvanta over lange avstander
- Overføringsbehovet kan klassifiseres i ulike nivå: ilandføring/sentralnett; hovedfordeling/regionalnett; fordeling/fordelingsnett og sluttbrukertilnytning
- Det brukes varierende trykk/spenning avhengig av nivå (volum og avstand)
- Kostnadsstrukturen for gassrør og kraftledninger er sammenlignbare mht volum og avstand

Forskjeller:

- Gass kan lagres
- Gass kan transporteres som bulk-vare
- Kostnadsbildet for bulk-transport er ikke direkte sammenlignbart med ledningsbasert overføring



Figur 4.6: Sammenligning av transportkostnader for mindre kvanta (eksempel)
Eksempel: Gass til Trondheim via grenrør eller på skip.

Kraftsystemet i Norge er bygget opp nedenfra. Lokale behov ble dekket av små og middelsstore kraftstasjoner med et enkelt fordelingsnett for å knytte sluttbrukerne til produksjonsenhetene. Først når markedet hadde bygget seg opp, og kravene til tilgjengelighet og kvalitet økte, ble først lokale fordelingsnett knyttet sammen i regionale nett. Først mange år etter krigen ble landsdelene knyttet sammen i samkjørt nett som dekket hele landet.

4.4 Eierstruktur i gassdistribusjon

Eierstruktur innenfor distribusjon og salg av gass vil påvirke prioriteringene mellom de ulike energibærerne. I tillegg vil det være ulike insitamenter for rørbasert og bulkbasert distribusjon, jfr kraftnett kontra distribusjon av f.eks. bensin og olje. Kraftnett er definert som et naturlig monopol, det er ikke samfunnsøkonomisk forsvarlig å bygge flere parallelle forsynings-systemer, mens bulktransport egner seg bedre for markedsbasert konkurranse.

På kontinentet kjøper de store transmisjonsselskapene, som Ruhrgas, Gasunie, Distrigaz, Gaz de France, SNAM m.fl., gassen. Transmisjonsselskapene har til nå fungert både som transportører over lange distanser og som grossister. De selger gassen til de lokale distribusjonsselskapene (Local distribution companies – LDC), store industrielle brukere og gasskraftverk. Mens industrien og kraftverkene bruker gassen selv, fungerer distribusjonsselskapene på samme måte som transmisjonsselskapene også som transportører og grossister, der de selger gassen til de enkelte kommersielle og private brukere etter å ha sendt den gjennom sitt lokale rørledningsnett.

Aktuelle aktører for distribusjon i Norge kan være:

- nyetablerte private aksjeselskaper
- eksisterende energiselskaper
- eksisterende energiverk
- rederier (skipsbasert transport fram til et lageranlegg med eventuell lokal rørdistribusjon)
- transportselskaper (bulktransport med bil)

Disse aktørene vil agere ulikt i markedet, avhengig av egeninteressen av å promotere naturgass, eventuelt

i konkurranse med andre energibærere de har i sin portefølje.

Eksempel hentet fra Haugalandet/Nordre Jæren:

- Privat: GASNOR
- Energiverk: Lyse Gass, planlegger store infrastrukturinvesteringer i rørbasert gassdistribusjon i Stavanger-regionen

Fremtidig struktur vil påvirkes av type aktører og insentivregime.

Rørtransport – et naturlig monopol

Det er alminnelig akseptert at kraftnettet er et naturlig monopol. Det betyr at det ikke er rasjonelt å bygge opp parallelle nett for å skape konkurranse mellom nettselskapene. Analogien til gassrør for distribusjon er åpenbar.

Dette at kraftnettet er et naturlig monopol betyr ikke at hele landet bør dekkes av ett og samme nettselskap. Det naturlige monopolet er å oppfatte som et lokalt monopol: det er ikke lønnsomt å bygge opp parallelle nett som dekker ett og samme område. Hvor stort et nettselskap bør være i betydningen hvor stort område det bør dekke eller hvor mange abonnenter det bør ha, er et annet spørsmål.

Ved dereguleringen som følge av energiloven av 1991 ble det gjennomført et skille mellom nett og kraftproduksjon. Produksjonen ble skilt ut som en konkurranseutsatt virksomhet. Kraftprisen skulle bestemmes gjennom konkurranse mellom produsentene. På nettvirksomheten kunne det imidlertid ikke bli noen konkurranse. For å unngå monopolistisk prissetting, valgte man å innføre økonomisk regulering, gjerne kalt monopolregulering. Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) er ansvarlig for denne reguleringen. I Norge er det en arbeidsdeling på dette området. Konkurransetilsynet er ansvarlig for at det er effektiv konkurranse på produksjon og omsetning av elektrisitet mens NVE er ansvarlig for økonomisk regulering av monopoldelen av kraftforsyningen, dvs. nettet.

Et rørledningsnett for gass er også et naturlig monopol. Men så lenge vi ikke har noe distribusjonsnett

for gass eller noe åpent gassmarked (unntatt i svært beskjedent omfang) har det ikke vært nødvendig å ta hensyn til det. Dersom det skal bygges et distribusjonsnett for gass vil det bli nødvendig å utrede hvilke hensyn som må tas fordi:

1. Man får et naturlig monopol i tillegg til det man hadde fra før. Er det for eksempel riktig å etablere en monopolregulering av samme kategori som den man har for elnettet?
2. Man får konkurranse mellom to naturlige monopoler som begge distribuerer energi som delvis dekker de samme formål. Er det nødvendig å ta spesielle hensyn i den sammenheng?

På dette området er Norge egentlig nykommer. I andre land har man hatt parallelle el- og gassnett lenge. I USA ble gassmarkedet deregulert lenge før elmarkedet.

Dersom gassdistribusjon baseres på bil og båt, vil det ikke lengre være å betrakte som et naturlig monopol. Det kan riktignok diskuteres om denne typen gassdistribusjon har noen av de kostnadsegenskapene som karakteriserer et naturlig monopol (se neste avsnitt), men transport generelt, også transport av slike energibærere som olje og bensin, er hos oss gjenstand for konkurranse. Dette vil også høyst sannsynlig gjelde gass. I så fall blir ikke forholdene forskjellig fra det vi har hatt hele tiden med konkurranse mellom el på den ene siden og olje og andre brensler på den andre.

En ide er å etablere gassdistribusjonsselskap som naturlige monopoler med økonomiske rammevilkår basert på gassrør-distribusjon. Valget om bulktransport er mer lønnsomt kan overlates til slike selskap, der transporten kan ordnes med et time-charter lignende system.

Kostnadsforhold for naturlige monopol

Et naturlig monopol er i økonomisk forstand karakterisert ved at enhetskostnadene (eller "Average Total Cost" ATC) blir lavere jo mer som produseres i en bedrift. Det betyr at marginalkostnaden, MC, er lavere enn enhetskostnadene i det produksjonsintervallet vi betrakter. Situasjonen er illustrert på figur 4.7.

I en slik situasjon er det lett å innse at det koster mer å fordele en gitt produksjon på to bedrifter enn å produsere alt i én (i samme geografiske område). Det betyr altså at vi står overfor en situasjon der produksjonsforhold eller teknologiske forhold gjør det økonomisk fordelaktig å operere med et monopol i stedet for flere konkurrerende bedrifter.

Med monopolregulering er det underforstått at det dreier seg om regulering av naturlige monopoler. Myndighetene etablerer forskrifter og konsesjonsbetingelser for å redusere monopolbedriftenes mulighet til å utnytte sitt monopol. Dette kan bla. gjøres ved å sammenligne ulike selskap i forskjellige geografiske områder, og regulere tillatt inntekt slik at de mest ineffektive selskapene tillates lavest marginer inntil de eventuelt oppnår effektiv drift av sine anlegg.

Strengt tatt kan man tenke seg å regulere monopolbedrifter som ikke er naturlige monopoler, men det vil som regel være mer hensiktsmessig å legge opp til markedsmessig konkurranse.

Prissetting/tariffering for et naturlig monopol

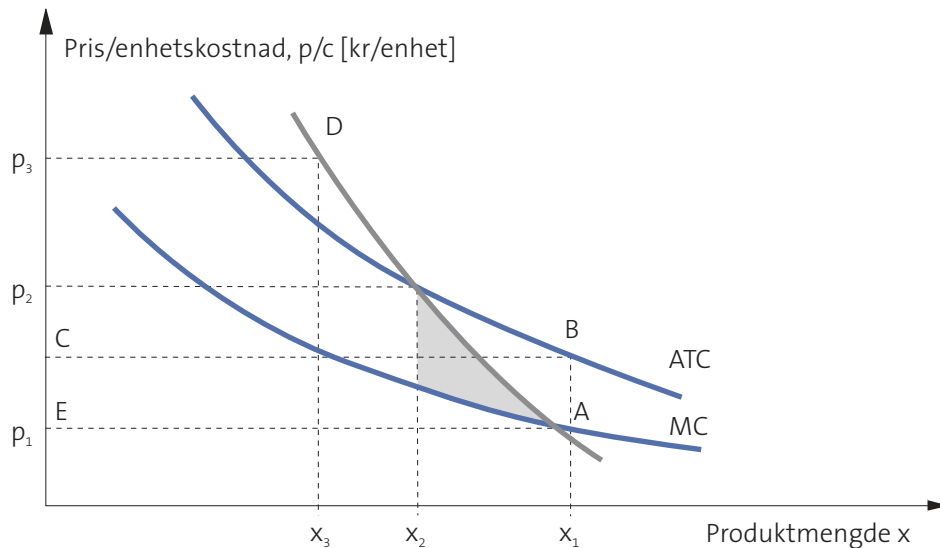
Som tidligere nevnt er kostnadene i et naturlig monopol karakterisert ved at marginalkostnaden er mindre enn gjennomsnittskostnaden. Det oppstår da spesielle problemer i forbindelse med prissettingen. Situasjonen er illustrert på figur 4.7.

Den viser etterspørselen D , marginalkostnaden MC og gjennomsnittskostnaden ATC . Dersom prisen settes lik marginalkostnaden p_1 , får man omsatt et kvantum x_1 . Problemet er da at man ikke får dekning for de samlede kostnader.

Man får et underskudd lik arealet $ABCE$. Dersom man skal få dekket kostnadene, må man sette prisen lik p_2 og får da omsatt bare x_2 enheter. Man går da glipp av et samfunnsøkonomisk overskudd som er lik det skraverte arealet på figuren.

Kostnadsforhold av denne type er vanlige innenfor f.eks. transportsektoren. Det koster som regel lite å ta med en ekstra passasjer dersom flyet eller toget allikevel går, dvs. alle de faste kostnader er dekket. Det samme gjelder distribusjon av elektrisitet. Marginalkostnaden er langt lavere enn gjennomsnittskostnaden.

² En grov form for Ramsey-prissetting praktiseres i Norge i form av egen prissetting for utkoblbar kraft. Utkoblbart forbruk som må betraktes som spesielt priselastisk, har en spesiell nett-tariff som ligger nærmere marginalkostnaden enn den tariffen som gjelder for annet forbruk



Figur 4.7: Prissetting for et naturlig monopol.

Det fins forskjellige måter å løse problemet på. En mulighet er å la det offentlige betale underskuddet. En annen mulighet er å differensiere markedet dersom det lar seg gjøre. På figuren er det indikert at man lar de mest betalingsvillige betale en høy pris p_3 . Man kan da få balanse i regnskapet selv om de minst betalingsvillige tilbys en pris lik marginalkostnad. Slik prisdiskriminering er det vanskelig å gjennomføre i praksis.

Ramsey-prissetting er en måte å fastsette priser slik at det samfunnsøkonomiske tapet ved å avvike fra marginalkostnadsprissetting minimaliseres. Ett av problemene med slik prissetting er at det krever mye kunnskap om kundene.

En annen mulighet er å spille på de forskjellige leddene i en tariff-struktur. Et høyt fastledd og lave forbruksavhengige ledd er gunstig med sikte på å få en pris (eller egentlig et forbruksavhengig tariffledd) som ligger nær marginalkostnaden. En konsekvens av en mer kostnadsriktig tariffing av transportkostnaden fører altså til lavere enhetskostnader for bruk, og vil altså virke demotiverende med tanke på å redusere energiforbruk.

4.5 Valg av transportløsninger

Valg av transportløsninger

Avsnitt 4.1 og 4.2 dokumenterer flere distribusjonsmåter for naturgass; rørtransport med ulikt trykknivå og tre alternativer for bulktransport. Valg av distribusjonsløsninger innebærer valg langs hele transportkjeden fra felt til sluttbruker. For å gjøre optimale valg er det viktig at distribusjonskjeden sees som en helhet.

Fra samfunnets side er det ønskelig å velge løsninger som i størst mulig grad møter de utfordringer vi står overfor, det vil si reduserer miljøbelastninger og dekker underskudd på energi, til minimale kostnader. Finansdepartementets veiledning i samfunnsøkonomiske analyser [1] diskuterer i hvilken grad samfunnsøkonomisk analyse i tradisjonell forstand er egnet til å belyse denne typen problemstilling. Men systematisk kartlegging og vurdering av aktuelle løsninger er nødvendig for å etablere et best mulig beslutningsgrunnlag – uansett analysemetode.

Spekteret med ulike distribusjonsløsninger for deler av transportkjeden gir mange alternativer for total

løsning. Med utgangspunkt i gitte rammebetingelser og lokale forhold er det viktig å:

- beskrive alle relevante alternativer
- identifisere alle relevante virkninger (som kostnader, energieffektivitet, miljø, nye muligheter...)
- vurdere muligheten for fleksible løsninger og tidspunkt for gjennomføring av utbyggingen

For å sikre en fullstendig gjennomgang av alle aktuelle løsninger for gassdistribusjon er det hensiktsmessig å etablere en systematikk for kartleggingsprosessen. Når de alternative distribusjonsløsninger med tilhørende konsekvenser er karakterisert ut fra definerte parametere kan de sammenlignes og prioriteres. Resultatet vil være:

- Alle parametere som influerer valg av løsning (kvantitative og kvalitative) identifiseres og synliggjøres
- Systematisk dokumentasjon av distribusjonsalternativer
- Identifikasjon av en eller noen få alternative løsninger for gassdistribusjon fra felt til sluttbruker som er optimale mht. krav/nytte, kostnader og realistisk timeplan for utbygging.
- Grunnlag for å etablere en modell for de mest aktuelle distribusjonssystemer. Når analysemodell for multiple energibærere er tilgjengelig (neste kapittel), kan energiforsyning basert på gass sammenholdes med alternative energibærere og en optimal totalløsning for energiforsyning til en region kan utarbeides.

En absolutt rammebetingelse for utbygging av gassdistribusjonssystem er et reelt kundegrunnlag. Samfunnets motivasjon for å ta i bruk naturgass som energibærer er i første rekke å redusere miljøbelastninger. I tillegg kan naturgass bidra til å avhjelpe underskudd på energi og kapasitetsproblemer i nettet. Det siste punktet forutsetter en politisk beslutning vedrørende bruk av gass og som i stor grad definerer omfanget på det aktuelle kundegrunnlaget. Politiske føringer som ledsages av økonomiske støtteordninger vil også kunne påvirke kundegrunnlaget. Aktuelle kunders motivasjon for å ta i bruk naturgass er i hovedsak å dekke behov for varme og elektrisitet på rimeligste måte.

Kundegrunnlag kan karakteriseres ut fra:

- **Mengde energi**
Hvilke kunder er aktuelle i en definert region og hva er deres totale behov som er aktuelt å dekke ved hjelp av naturgass
- **Form/fase**
Hva er aktuelle anvendelse av naturgass og i hvilken grad stiller dette krav til den tilstand naturgassen bør leveres i (naturgass i rør, LNG, CNG)
- **Geografi**
Geografiske avstander og terreng

Basert på kundegrunnlag, tilgang på naturgass, tekniske muligheter, kostnader og miljøkonsekvenser kan man diskutere hvilke elementer et distribusjonssystemet bør bestå av. I de fleste tilfeller vil flere løsninger være aktuelle.

Figur 4.8 illustrerer mange av de valgmulighetene man faktisk har når det gjelder distribusjon av naturgass. Hele kjeden fra gassfelt til gassprodukt som leveres til sluttbruker (LNG, CNG og rørgass (NG)) er representert. Figuren viser ikke fysisk avstand mellom komponentene, men illustrerer rekkefølge for komponenter i ulike distribusjonskjeder.

Ilandføring

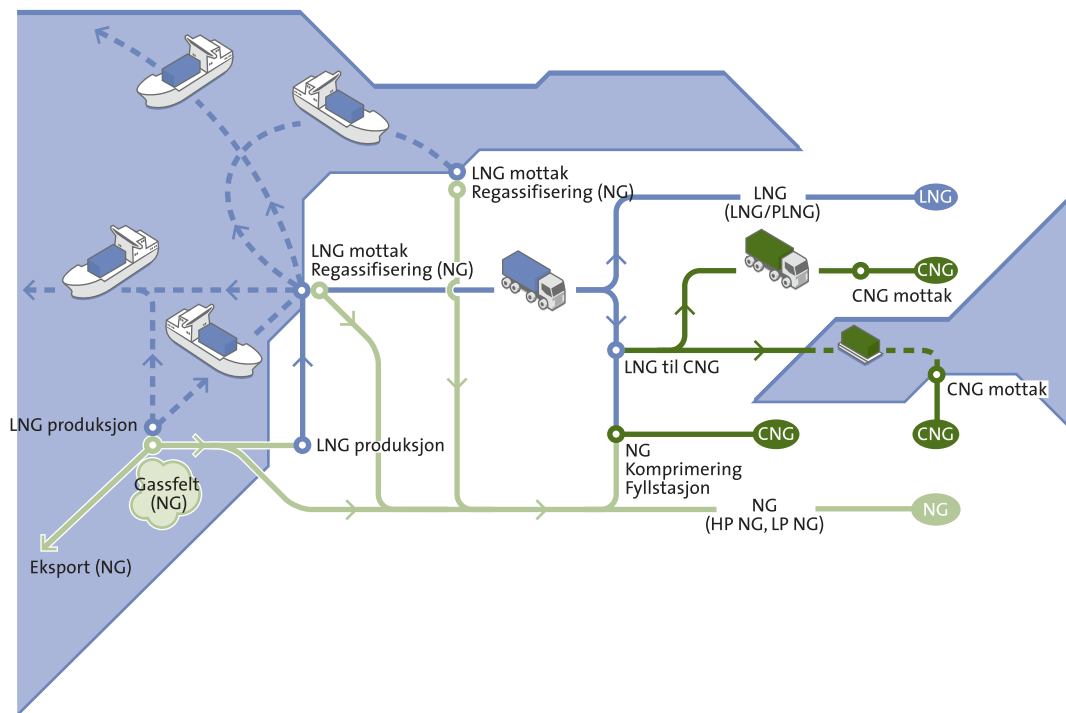
Naturgassen kan transporteres til land enten som LNG (produsert på feltet) på skip eller i gassform. Dersom den ilandføres i gassform kan LNG produseres på land i et eget produksjonsanlegg.

Regional og lokal distribusjon

Dersom naturgassen er tilgjengelig på land i gassform kan den transporteres videre i rørsystem. Trykket vil reduseres langsetter distribusjonskjeden. Dersom gassen er tilgjengelig som LNG kan den enten transporteres videre i bulk (tankbil, kystgass). LNG kan også regassifiseres og videre transport går da i rør.

LNG kan distribueres i bulk helt frem til sluttbruker. LNG kan konverteres til CNG (LCNG) til bruk i fyllstasjoner i transportsektoren.

Rørgass kan konverteres til CNG og distribueres videre til fyllstasjoner i bulk (tankbil, lektre). Rørgass kan også føres helt frem til sluttbruker for direkte bruk.



Figur 4.8: Distribusjonsløsninger for landbasert bruk av naturgass

For å definere og analysere alternative distribusjonskjeder kan det være hensiktsmessig med et enkelt verktøy, hvor predefinerte komponenter kan plukkes og settes sammen til en kjede. Dersom disse komponentene har kostnadsoverslag knyttet til deg kan man enkelt få et estimat av de totale kostnadene ved en mulig distribusjonsløsning.

4.6 Analysemodell for energitransportsystemer

Ved SINTEF Energiforskning utvikles det for tiden en metodikk for å analysere transportsystemer med multiple energibærere. Modellen skal kunne benyttes for generelle problemstillinger, både på nasjonalt nivå, regionalt nivå og lokalt nivå [33].

For å konkretisere bruken av metodikken som er skissert, kan et realistisk problemstilling hentes fra dagens situasjon i Norge. Utenfor Nord-Norge fins det store naturgassreserver. Som et eksempel kan vi tenke oss at naturgassen fra Snøhvit-feltet skal utnyttes (se figur 4.9). Den energimengden som denne gassen representerer, må i hovedsak transporteres sørover

for anvendelse, og man står overfor et valg mellom i hovedsak tre energibærere:

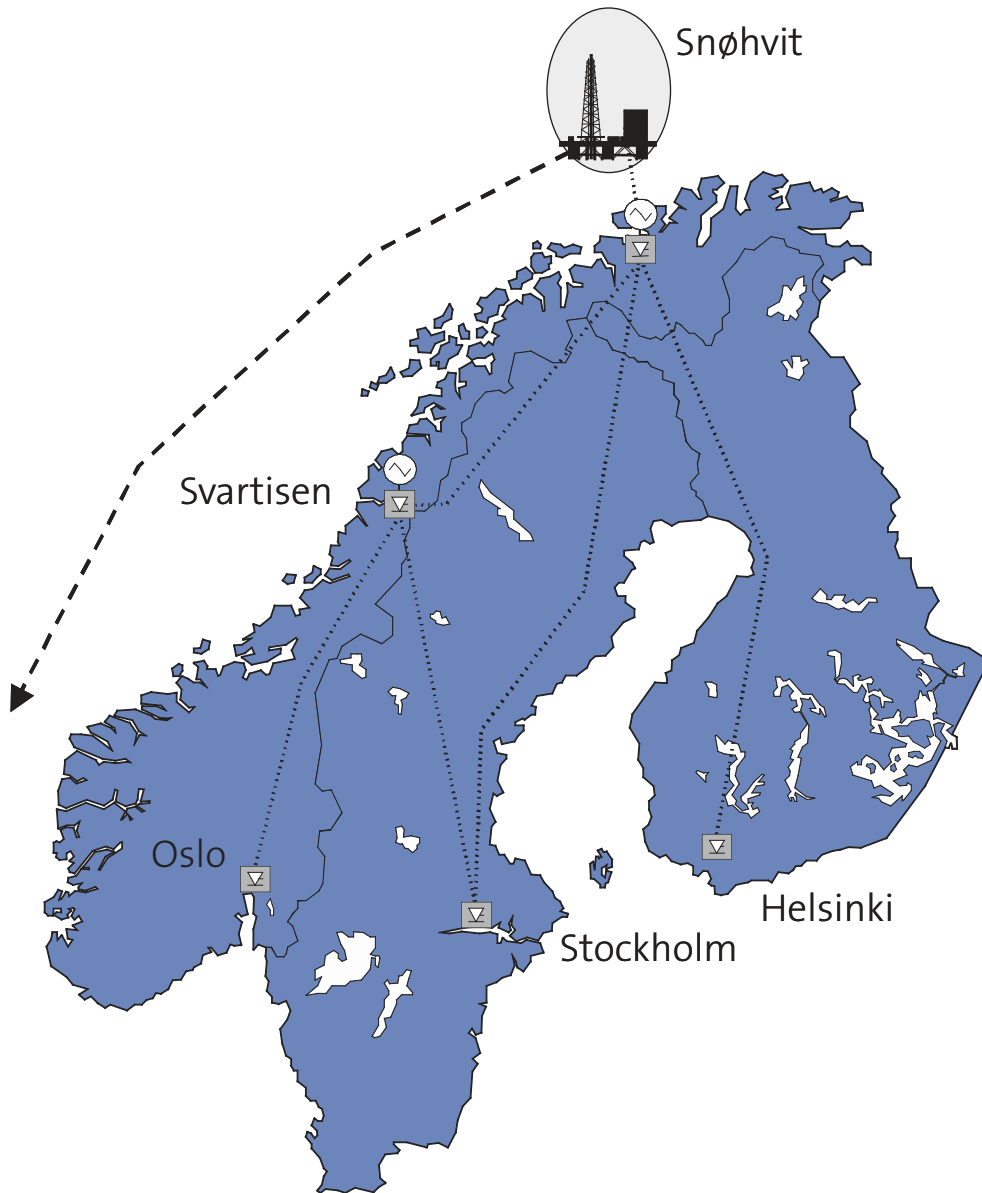
- Gassrørledning over land eller eventuelt i sjø i Nordsjøen
- Konvertering til LNG og transport på skip
- Gasskraftverk og HVDC-overføring (High Voltage Direct Current = likestrøm) til en eller flere av de største forbrukssentrene i Norden (Oslo, Stockholm, Helsinki), eventuelt direkte tilkobling til det nordiske elnettet

Samtidig foreligger planer om utbygging av vannkraft i Nordland. Stor vannkraftutbygging vil medføre behov for økt overføringskapasitet i det norske elnettet.

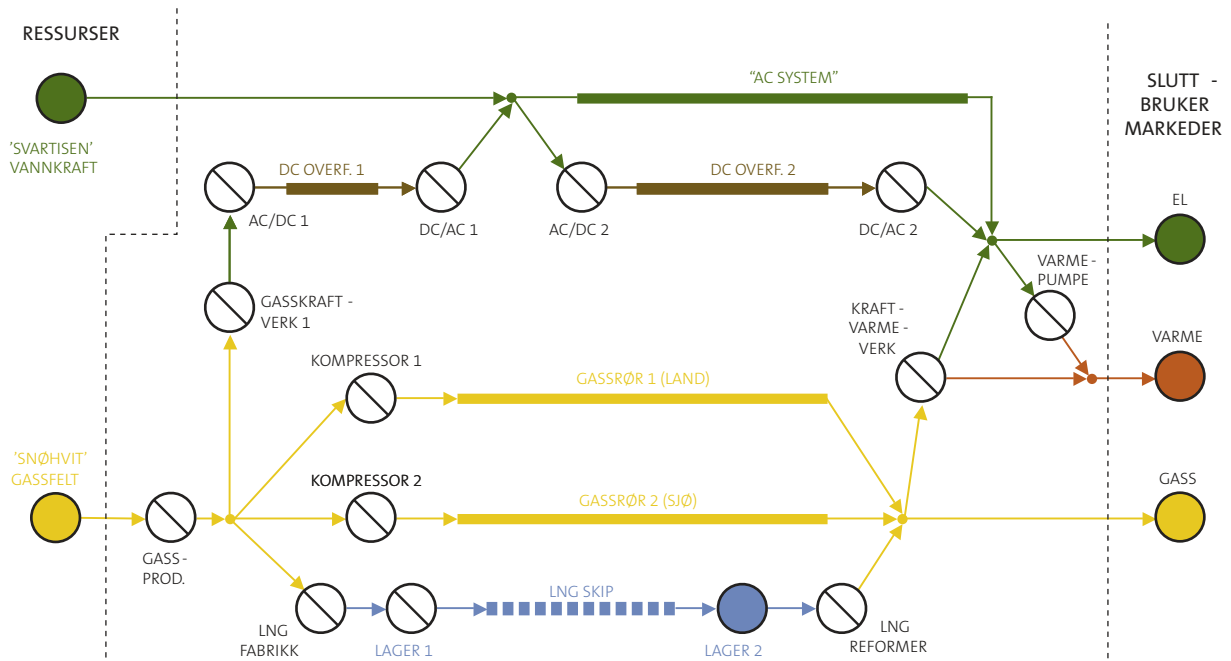
Tradisjonelt ville disse to prosjektene blitt analysert helt uavhengig av hverandre. Men ved å se dem i sammenheng, kan man tenke seg en HVDC-utbygging der gasskraft fra Snøhvit og vannkraft fra Svartisen II mates inn på den samme HVDC-overføringen. Muligheten for å kombinere disse to prosjektene vil gi et helt annet kostnads- og lønnsomhetsbilde enn tradisjonelle separate analyser, og gir også større fleksibilitet når det gjelder å ta hensyn til miljøkonsekvenser.

Ved å forenkle problemstillingen til ett sluttbrukermarked som etterspør tre energibærere, kan en systemmodell for dette problemet bygges opp som vist

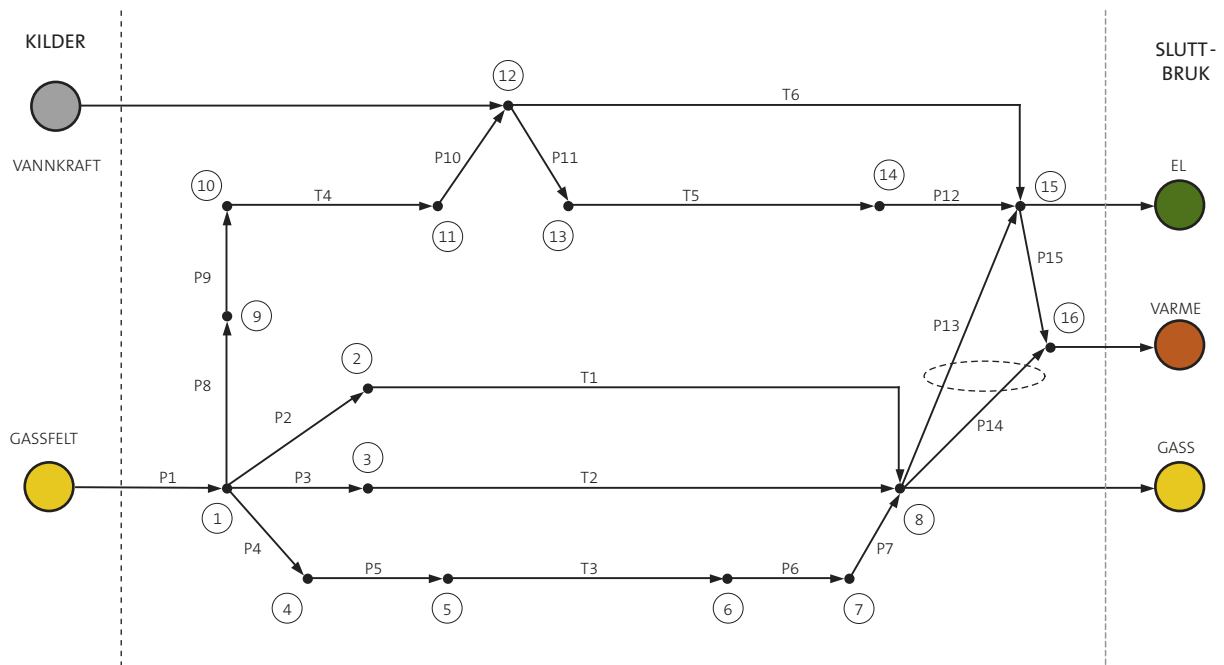
i figur 4.10. Denne systemmodellen vil videre bli generalisert til nettverksmodellen i figur 4-5 før optimaliseringen gjennomføres.



Figur 4.9: Kart som viser energikilder, store forbrukssentre, og alternative transportløsninger



Figur 4.10: Problemstilling illustrert som en systemmodell



Figur 4.11: Nettverksmodell som illustrerer alternative transport-, konverterings- og lagringsmuligheter

Den samme metodikken kan også benyttes for regionale eller lokale problemstillinger.

5. Eksempler (case-studier)

5.1 Trøndelag

I forbindelse med Industrikraft Midt-Norges (IMN) gasskraftverk i tilknytning til Norske Skogs anlegg på Skogn, utredes mulige grenrør fra Trønderpipe – stamrøret fra Tjeldbergodden til Skogn. IMN har levert Plan for Anlegg og Drift (PAD), der stamrøret er dimensjonert for 1 500 mill Sm³/år, mens behovet i Skogn er 1 150 mill Sm³/år. Det er altså planlagt mulighet for overføring av 350 mill Sm³/år ekstra.

Det er lansert ide om tilknytning av grenrør, og ilandføring/videreføring av grenrør til Hitra, Brekstad-Bjugn, Orkanger, Trondheim, Stjørdal, Frosta, Leksvik, Levanger, Verdal, Inderøy, Steinkjer.

Eksisterende planer

I dette avsnittet er det vist en oversikt over hvilke prognoser som kan finnes i offentlige planer for kommuner rundt Trondheimsfjorden. Vi har her kun tatt for oss kommuner som grenser mot Trondheimsfjorden. Det finnes imidlertid nabokommuner som kan være av interesse pga. et høyt energiforbruk, som for eksempel Meråker. Tabell 5.1 viser hvilke planer det har vært mulig å få tak i fra kommunene og fylkeskommunen, enten på Internett eller ved direkte henvendelse til plansjef eller teknisk sjef i kommunene. Det må bemerkes at det kan være noe forskjellig navn på dokumentene mellom kommunene. Eksempelvis kalles "Næringsplan" ofte "Strategisk næringsplan". I andre tilfeller kan "Kommuneplan"

og "Arealplan" være ett dokument. Planenes omfang varierer fra noen få sider til omfattende rapporter. Det må imidlertid understrekes at i forbindelse med lokal energiplanlegging, er det nødvendig med lokal kunnskap om store energiforbrukere og andre forhold som ikke nødvendigvis kan leses ut av offentlige planer eller modellberegninger. Ved at planleggingen foregår på lokalt nivå, kan man korrigere for slike forhold.

Når det gjelder befolkningsprognoser ser det ut til at de fleste benytter SSB's prognoser. Det kan da være mer effektivt å innhente disse direkte fra SSB. Man må imidlertid være oppmerksom på at byrået oppgir flere scenarier. Dersom det skal kombineres med mange antall scenarier for andre forutsetninger, kan man fort komme opp i et stort antall scenarier for energijetterspørselen. Selv om scenarier gir en god illustrasjon av usikkerheten knyttet til problemet med å prognosere energijetterspørselen framover i tid, er hvert scenario å betrakte som en deterministisk størrelse. Den mest korrekte metoden å håndtere usikkerhet er å betrakte etterspørselen som en stokastisk størrelse, dvs. at prognosene også har en gitt sannsynlighet for å inntreffe. På nåværende tidspunkt har vi ingen modeller som kan håndtere dette, slik vi for eksempel håndterer usikkerhet i produksjonssystemet, som følge av store variasjoner i nedbør/tilsig.

Hvilke opplysninger som kan finnes i de kommunale og fylkeskommunale planene er vist i tabell 5.1.

Dokument Kommune	Kommune- (fylkes)plan	Arealplan ^{a)}	Næringsplan	Energi- og miljøplan	Kraftsystemplan	Annet
Steinkjer	2000-2012	26.09.01 +kart	Arena 2017			
Inderøy	1999-2011		1996-2000			
Verdal	30.05.01	22.01.96 +kart	2000-2010			3) 4)
Levanger	1998-2010	27.09.00	-> 2010	Versjon 16.11.01 + 15.05.01		12)
Frosta	1999-2011					
Stjørdal	2001-2012					
Leksvik	1998-2010	Kart				
Mosvik	1998-2010		Øk.plan			
Malvik		-2012(2050) - 2013(2050)				2)
Trondheim	2001-2012	2001-2012	2000-2010			1) 9)
Klæbu			-2020			
Melhus						
Skaun	2001-2012	8.11.200				15)
Orkdal		10)	2000-2003			11)
Hitra		Kart	-2004			
Agdenes						
Bjugn			2001-2004			
Ørland		Kart	2001-2012			
Rissa			-2012			13) 14)
Nord-Trøndelag				8)	1998-2008	
Sør-Trøndelag	2000-2003			8)	1999-2010	5) 6) 7)

Tabell 5.1: Oversikt over offentlige planer for kommuner langs Trondheimsfjorden

- a) Arealplan for hele kommunen dersom den er skilt ut fra kommuneplanen
- 1) Miljøstatus i Trondheim
- 2) Malvik: Overordnede mål og strategier
- 3) Nyskappings- og utviklingsplan for Verdal. 2002 - 2007
- 4) Naturgassbasert industri i Verdal (2 powerpoint-presentasjoner)
- 5) Årsmelding for 2000. Olje- og energipolitisk utvalg i STF.
- 6) Regionalt utviklingsprogram for 2000
- 7) Befolkningsutvikling og nærings- og sysselsetningsstruktur
- 8) STEA: Strategisk klima- og energiplan for Trøndelag
- 9) Grønn kommunedelplan
- 10) Landbruksplan + kart
- 11) Prosjektrapport + presentasjon: Naturgass til Orkdal
- 12) Datablad (til klima- og energiplan)
- 13) Felles planforutsetninger
- 14) Boligsosial handlingsplan
- 15) Tomte og boligplan 12.12.2001

Prognoser	Befolkning	Boligbygging	Botetthet	Sysselsetting (tjenesteytende sektor)	Nybygging (tjenesteytende sektor)	Bruttoproduksjonsverdi (industri)	Bruttoproduksjonsverdi (primær)	Transportmengder	Energi-prognoser
Kommune									
Steinkjer	SSB			← Satsningsområder →					
Inderøy	1997-2010			1996-2000		Sysselsetting			
Verdal						← Scenarier, strategier etc. →			
Levanger	-2010	-2010		← Satsningsområder →					Stasjonært, mobilt, ENØK, utslipp
Frosta	-2020 (SSB)								
Stjørdal	-2020 (SSB)			← Egen analyse →					
Leksvik	-2020 (SSB)								
Mosvik	-2020 (SSB)								
Malvik*	Begrensning	Begrensning		← Tomteareal →					
Trondheim	-2020**	-2012	Anslag		Tomteareal	-2010 ***			
Klæbu				← Satsningsområder →					
Melhus									
Skaun	2001-2012			2001-2012		Sysselsetting			
Orkdal				← Status, trender →					
Hitra	-2004								
Agdenes									
Bjugn*	-2020 (SSB)			-2004		Sysselsetting			
Ørland	2001-2012			← Satsningsområder →					
Rissa	-2012**	-2012**				Sysselsetting			
Nord-Trøndelag									Elektrisitet
Sør-Trøndelag									Elektrisitet

* Inneholder en svært interessant beskrivelse av forholdet mellom sentral, regional og lokal planlegging

** SSB/NORGIT, 3 scenarier

*** Verdiskapning i region

Tabell 5.2: Relevant innhold i offentlige planer

Som vi ser, har de fleste kommuner oppgitt at de benytter SSB sine befolkningsprognoser, evt. korrigert v.h.j.a. KOMPAS. Få har oppgitt prognoser for boligbygging. Ingen har oppgitt prognoser for bruttoproduksjonsverdi, men flere har oppgitt sysselsettingsprognoser. Sysselsettingsprognosene er som regel ikke fordelt på undersektorer. Kun Levanger har utarbeidet Energi- og klimaplan. Stjørdal skal utarbeide en slik i løpet av 2002. Der slike planer foreligger er det naturlig å benytte disse fremfor å lage nye prognoser.

Energistatistikk og –prognoser

Ut fra kommunefordelt energistatistikk og industristatistikk (SSB), kan oversikt over energiforbruk i de aktuelle kommuner regnes ut som vist i tabell 5.3 og tabell 5.4 for hhv. nyttiggjort energi (GWh) og tilført

energi (mill Sm³). Den nyeste statistikken som er tilgjengelig, er for året 1999. Kommunefordelt energistatistikk inneholder ikke forbruk av elektrisitet, fordi denne er utarbeidet med tanke på å beregne utslipp av klimagasser. For industri finnes forbruk av elektrisitet og andre energibærere som ikke gir utslipp av klimagasser i kommunefordelt industristatistikk. For andre sektorer er det nødvendig å hente inn opplysninger om forbruk av elektrisitet etc. fra andre kilder. Primært bør slik informasjon hentes fra primærkilder. Pga. tidsnød er forbruk av elektrisitet utenom industriktorene hentet fra [37]. Fordi energistatistikken ikke inneholder opplysninger om fjernvarme og gratisvarme (varmepumper), har det vært nødvendig å anslå verdier for disse. For fjernvarme er det antatt lik fordeling på tjenesteytende sektor og boligsektor slik

at samlet forbruk inkl. industri blir ca. 400 GWh (TEV). For gratisvarme er det antatt at 10 % av landets ”forbruk” er å finne langs Trondheimsfjorden.

SSB påpeker at det er betydelig usikkerhet i kommunefordelt energistatistikk. I motsetning til annen statistikk som hovedsakelig er basert på innsamlede oppgaver, er den kommunefordelte statistikken utarbeidet på grunnlag av beregninger, og er en så ”fersk” statistikk at det kan være rom for forbedringer. I denne analysen har vi brukt 25 % virkningsgrad for gass til transportformål.

Tabell 5.5 og tabell 5.6 viser prognose for nyttiggjort og tilført energi, stadium 2010. Fordi det innenfor dette prosjektet ikke er avsatt ressurser til å lage

energiprognoser på kommunenivå, har vi benyttet gjeldende fylkesprognoser [36] for etterspørsel etter elektrisk energi. Etterspørsel etter andre energibærere er antatt uendret fra 1999-nivå. Selv om nyetableringer og sanering av næringsvirksomheter og bygninger i prinsippet er inkludert i prognosen, vil for et såpass lite geografisk område store nyetableringer kunne utgjøre en så stor forskjell at det ikke fanges opp av modeller basert på trendframskrivninger. Det er heller ikke tatt hensyn til at naturgass kan benyttes ”industri-politisk” for å etablere ny energiintensiv industri i området. Prognosen er å oppfatte som en basisprognose, som er forventet utvikling dersom naturgass ikke gjøres tilgjengelig eller andre tiltak settes i verk for å påvirke utviklingen på etterspørsels- eller tilgangssiden.

1999 KILDE	Kull/koks	Ved, treavfall, avlut	Naturgass	Annen gass, inkl. LPG	Bensin	Parafin	Autodiesel	Marine brennstoff	Fyringsolje 1&2	Spesialdestillat, tungolje og spesialavfall	Elektrisitet (inkl. uprior.)	Fjernvarme	Damp	Varmepumpe	Sum
0 SUM (uten utenriks sjø- og luftfart)	23	317	29	66	219	93	352	15	389	166	6922	403	617	400	9611
1 STASJONÆR FORBRENNING	23	317	29	66	0	68	2	2	387	156	6862	403	617	400	8932
11 Industri	23	162	29	36	0	0	0	0	162	142	2998	23	617	0	4190
12 Offentlig tjenesteyting	0	0	0	0	0	0	0	0	73	5	1599	190	0	200	1867
13 Privat tjenesteyting	0	1	0	11	0	2	2	2	98	10	0	0	0	0	127
14 Primærnæringer	0	0	0	0	0	1	0	0	14	0	0	0	0	0	15
15 Private husholdninger	0	154	0	3	0	64	0	0	40	0	2265	190	0	200	2717
16 Forbrenning avfall og deponigass	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16
3 MOBILE KILDER	0	0	0	0	219	25	351	13	1	10	60	0	0	0	679
31 Veitrafikk	0	0	0	0	215	0	285	0	0	0					500
33 Motorredskap	0	0	0	0	3	0	49	0	1	0					53
34 Jernbane	0	0	0	0	0	0	16	0	0	0	60				76
35 Luftfart under 100 m	0	0	0	0	0	25	0	0	0	0					25
36 Skip og båter	0	0	0	0	1	0	1	13	0	10					25

Tabell 5.3: Nyttiggjort energi ref. forbruker [GWh] for kommuner langs Trondheimsfjorden, år 1999. Kilde SSB m.m.

1999 KILDE	Kull/koks	Ved, treavfall, avlut	Naturgass	Annen gass, inkl. LPG	Bensin	Parafin	Autodiesel	Marine brennstoff	Fyringsolje 1&2	Spesialdestillat, tungolje og spesialavfall	Elektrisitet (inkl. uprior.)	Fjernvarme	Damp	Varmepumpe	Sum
0 SUM (uten utenriks sjø- og luftfart)	2	25	2	5	66	13	106	4	31	15	550	32	49	32	902
1 STASJONÆR FORBRENNING	2	25	2	5	0	5	0	0	31	12	546	32	49	32	710
11 Industri	2	13	2	3	0	0	0	0	13	11	238	2	49	0	333
12 Offentlig tjenesteyting	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	127	15	0	16	148
13 Privat tjenesteyting	0	0	0	1	0	0	0	0	8	1	-	-	-	-	10
14 Primærnæringer	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	-	-	-	-	1
15 Private husholdninger	0	12	0	0	0	5	0	0	3	0	180	15	0	16	216
16 Forbrenning avfall og deponigass	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	1
3 MOBILE KILDER	0	0	0	0	66	7	106	4	0	3	5	0	0	0	192
31 Veitrafikk	0	0	0	0	65	0	86	0	0	0					151
33 Motorredskap	0	0	0	0	1	0	15	0	0	0					16
34 Jernbane	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	5				10
35 Luftfart under 100 m	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0					7
36 Skip og båter	0	0	0	0	0	0	0	4	0	3					7

Tabell 5.4: Tilført energi ref. naturgassenheter [mill. Sm³] for kommuner langs Trondheimsfjorden, år 1999. Kilde SSB m.m.

2010 KILDE	Kull/koks	Ved, treavfall, avlut	Naturgass	Annen gass, inkl. LPG	Bensin	Parafin	Autodiesel	Marine brennstoff	Fyringsolje 1&2	Spesialdestillat, tungolje og spesialavfall	Elektrisitet (inkl. uprior.)	Fjernvarme	Damp	Varmepumpe	Sum
0 SUM (uten utenriks sjø- og luftfart)	23	317	29	66	219	93	352	15	389	166	7331	403	617	500	10020
1 STASJONÆR FORBRENNING	23	317	29	66	0	68	2	2	387	156	7271	403	617	500	9341
11 Industri	23	162	29	36	0	0	0	0	162	142	3122	23	617	0	4315
12 Offentlig tjenesteyting	0	0	0	0	0	0	0	0	73	5	1717	190	0	250	1985
13 Privat tjenesteyting	0	1	0	11	0	2	2	2	98	10	0	0	0	0	127
14 Primærnæringer	0	0	0	0	0	1	0	0	14	0	0	0	0	0	15
15 Private husholdninger	0	154	0	3	0	64	0	0	40	0	2432	190	0	250	2884
16 Forbrenning avfall og deponigass	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16
3 MOBILE KILDER	0	0	0	0	219	25	351	13	1	10	60	0	0	0	679
31 Veitrafikk	0	0	0	0	215	0	285	0	0	0					500
33 Motorredskap	0	0	0	0	3	0	49	0	1	0					53
34 Jernbane	0	0	0	0	0	0	16	0	0	0	60				76
35 Luftfart under 100 m	0	0	0	0	0	25	0	0	0	0					25
36 Skip og båter	0	0	0	0	1	0	1	13	0	10					25

Tabell 5.5: Prognose for nyttiggjort energi ref. forbruker [GWh] for kommuner langs Trondheimsfjorden, stadium 2010.

2010 KILDE	Kull/koks	Ved, treavfall, avlut	Naturgass	Annen gass, inkl. LPG	Bensin	Parafin	Autodiesel	Marine brennstoff	Fyringsolje 1&2	Spesialdestillat, tungolje og spesialavfall	Elektrisitet (inkl. uprior.)	Fjernvarme	Damp	Varmepumpe	Sum
0 SUM (uten utenriks sjø- og luftfart)	2	25	2	5	66	13	106	4	31	15	583	32	49	40	935
1 STASJONÆR FORBRENNING	2	25	2	5	0	5	0	0	31	12	578	32	49	40	743
11 Industri	2	13	2	3	0	0	0	0	13	11	248	2	49	0	343
12 Offentlig tjenesteyting	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	137	15	0	20	158
13 Privat tjenesteyting	0	0	0	1	0	0	0	0	8	1	-	-	-	-	10
14 Primærnæringer	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	-	-	-	-	1
15 Private husholdninger	0	12	0	0	0	5	0	0	3	0	193	15	0	20	229
16 Forbrenning avfall og deponigass	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	1
3 MOBILE KILDER	0	0	0	0	66	7	106	4	0	3	5	0	0	0	192
31 Veitrafikk	0	0	0	0	65	0	86	0	0	0					151
33 Motorredskap	0	0	0	0	1	0	15	0	0	0					16
34 Jernbane	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	5				10
35 Luftfart under 100 m	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0					7
36 Skip og båter	0	0	0	0	0	0	0	4	0	3					7

Tabell 5.6: Prognose for tilført energi ref. naturgassenheter [mill. Sm³] for kommuner langs Trondheimsfjorden, stadium 2010.

Potensialet for bruk av naturgass i Trøndelag

I det følgende er forutsetninger for kommunene langs Trondheimsfjorden, hvor ilandføring av naturgass er aktuelt, og resultatet av analysene beskrevet. Analysene er foretatt på aggregert nivå, dvs. alle kommuner summert.

Forutsetninger for scenariene

Dette avsnittet diskuterer forutsetningene som er gjort for ulike tidshorisonter framover i tid og noen utvalgte scenarier med gassdistribusjon langs Trondheimsfjorden:

- Lavt scenario: Liten utbredelse av naturgass til transportformål, og fjernvarme opprettholdes i Trondheim
- Middelsscenario: Stor utbredelse av naturgass til transportformål, men fjernvarme opprettholdes i Trondheim
- Høyt scenario: Stor utbredelse av naturgass til transportformål, og fjernvarme i Trondheim erstattes med naturgass

De ulike tidshorisonter, som brukes i forbindelse med prognosering, er ikke klart definert eller avgrenset.

Man kan imidlertid trekke noe paralleller ut fra registrert historisk utvikling. Det første eksemplet er overgang fra vedfyring til oljefyring, som var på det høyeste på midten av 70-tallet, foregikk over (grovt sett) 15 – 20 år. Det samme kan man påstå om overgangen fra oljefyring til elektrisitet som fulgte etterpå.

Lang tidshorizont er derfor anslått til mer enn 20 år. Mellomlang sikt er definert som mellom 10 og 20 år. Kort sikt er definert som kortere enn 10 år.

Det må understrekes at år 0 er det siste året med tilgjengelig statistikk, her 1999. I analysen forutsettes det at naturgass er tilgjengelig for sluttbrukere i en viss utstrekning i løpet av kort tid. Dersom utbyggingen av nett for gassdistribusjon tar lengre tid, vil utviklingen forskyves i tid.

Utvikling uten gassdistribusjon

Det er en viss etterspørsel etter naturgass i basisåret. Det er grunn til å anta at dette vil øke fordi oljeselskaper

vil tilby lokal forsyning av naturgass i for eksempel nye boligfelt eller yrkesbygg.

Utvikling med gassdistribusjon på kort sikt

På kort sikt vil det være mest aktuelt å substituere det stasjonære forbruket av lette fyringsoljer og fyringsparafin. Andelen av befolkningen som bor i tettbygde strøk, hvor det er naturlig å legge rør for distribusjon av naturgass, er 76 % for de kommunene som er inkludert i analysen [kilde SSB]. Dersom vi trekker fra Trondheim, som allerede har fjernvarme (evt. naturgass til produksjon av fjernvarme faller utenfor denne analysen), er andelen 25% av befolkningen. Det antas at energiforbruket er proporsjonalt med folketallet i denne analysen.

Utvikling med gassdistribusjon på mellomlang sikt

Dersom naturgass blir konkurransedyktig på mellomlang sikt, kan tyngre fyringsoljer erstattes. Dette kan bli tilfellet dersom for eksempel prisene på elektrisitet øker som følge av økende energi- og effektmangel i det nordiske energisystemet.

Samtidig kan drivstoff til transport gradvis erstattes av naturgass, dersom forholdene legges til rette. Det er imidlertid et faktum at kjøretøy har en lav utskiftingstakt her i landet, og andre konkurrerende teknologier som for eksempel brenselceller er under utvikling. Eventuell naturgass som benyttes for produksjon av hydrogen inngår heller ikke i denne analysen. Hvor stor andel av drivstofforbruket i transportsektor som kan dekkes av naturgass er derfor svært usikkert. Selv om det satses sterkt på naturgass til transportformål, vil en viss andel, anslagsvis 10 til 20 % av forbrukerne aldri konvertere, noe som begrenser potensialet til maksimalt 80 til 90 % av det totale potensialet innenfor transport. En viss andel er allerede konvertert til naturgass ved at busser er bygd om til naturgass. Dersom all busstransport konverteres til naturgass, utgjør det et potensial i størrelsesorden 5 til 10% av forbruket. I denne analysen er det antatt at drivstoff for luftfart, jernbane og motorredskap ikke kan substitueres.

Utvikling med gassdistribusjon på lang sikt

På lang sikt kan, i tillegg til det som er nevnt ovenfor, elektrisitet til romoppvarming, ventilasjon og varmt

vann erstattes av naturgass. For yrkesbygg varierer det fleksible forbruket mellom 10 og 90 % av det totale energiforbruket, avhengig av type virksomhet [38]. I gjennomsnitt antas 50 % for tjenesteytende sektor. Det samme antas for boligsektor. For industri er det fleksible forbruket vesentlig lavere, anslagsvis 10%.

Potensialet for etterspørsel etter naturgass

Ut fra tabell 5.5 og tabell 5.6 er det mulig å anslå potensialer for bruk av naturgass på hhv. kort og lang sikt. Anslaget blir svært usikkert fordi vi ikke har modellberegninger å ta utgangspunkt i, og fordi energistatistikken ikke er tilstrekkelig kvalitetssikret. Anslagene gir imidlertid en pekepinn på hvor stort potensialet kan være.

Etterspørsel etter naturgass uten gassdistribusjon

Etterspørselen etter naturgass i basisåret er 2,3 mill. Sm³. Det er ikke gjort noe anslag over hvor mye denne vil øke som følge av en "naturlig" utvikling.

Potensialet for naturgass på kort sikt

På kort sikt kan fyringsparafin og lette fyringsoljer til stasjonære formål substitueres med naturgass:

- Hele området: 36,2 mill. Sm³
- Tettbebyggelse med Trondheim: 27,5 ≈ 30 mill. Sm³
- Tettbebyggelse utenom Trondheim: 9,0 ≈ 10 Sm³

Potensialet for naturgass på mellomlang sikt Stasjonære formål

På mellomlang sikt kan også tunge fyringsoljer substitueres med naturgass:

- Hele området: 12,5 mill. Sm³
- Tettbebyggelse med Trondheim: 9,5 ≈ 10 mill. Sm³
- Tettbebyggelse utenom Trondheim: 3,1 ≈ 3 Sm³

Transportsektoren

Samlet energietterspørsel etter drivstoff til transportformål er:

- Transport utenom luftfart, jernbane og motorredskap: 163,6 mill. Sm³
- Stor substitusjon: 139,4 140 Sm³
- Middels substitusjon: ≈ 80 Sm³
- Liten substitusjon: 8,2 ≈ 10 mill. Sm³

Potensialet for naturgass på lang sikt

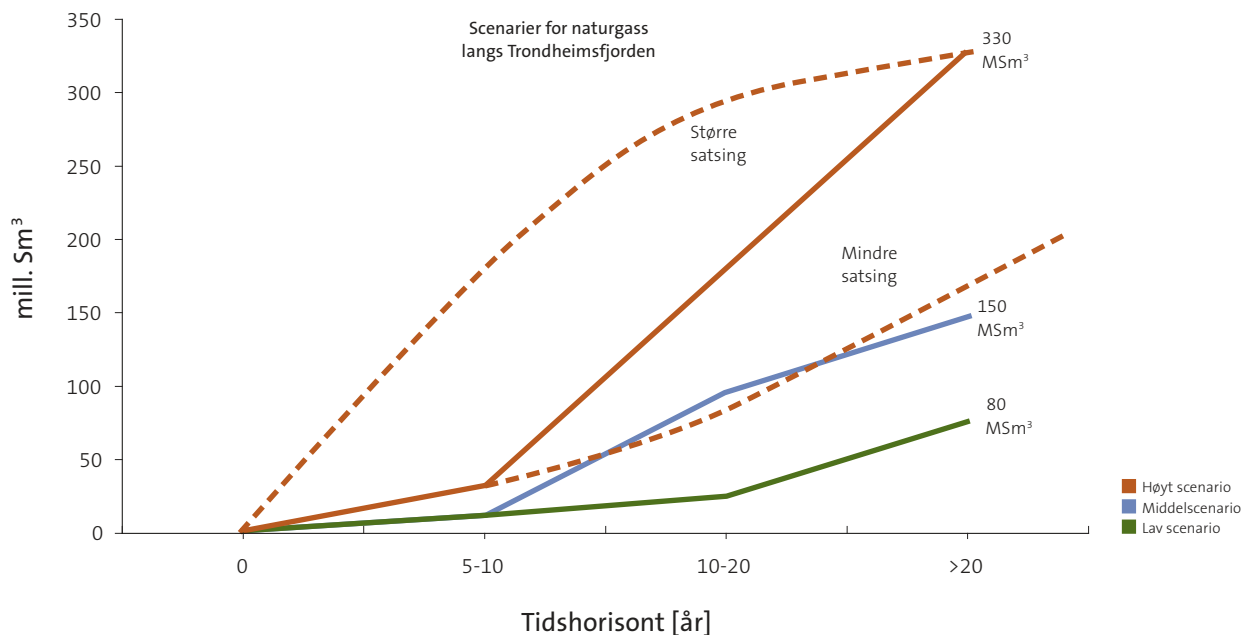
På lang sikt kan elektrisitet til fleksible formål substitueres med naturgass:

- Hele området: 189,9 mill. Sm³
- Tettbebyggelse med Trondheim: 144,3 ≈ 145 mill. Sm³
- Tettbebyggelse utenom Trondheim: 47,5 ≈ 50 Sm³

Sammenlagt for alle tidshorisonter, får vi ut et potensial for naturgass utenom energisektorene mellom 80 og 330 mill. Sm³. Eventuell naturgass brukt for produksjon av elektrisitet (Skogn) eller fjernvarme (Trondheim), eller spesielt med tanke på industrietablering (Verdal) kommer i tillegg. Tabell 5.7 og figur 5.1 viser det langsiktige potensialet for naturgass for de definerte scenariene og tidshorisontene.

Scenario	Høyt	Middels	Lavt
Tidshorizont	mill. Sm ³		
År 0	2	2	2
Kort sikt			
* All tettbebyggelse	30		
* Utenom Trondheim		10	10
Mellomlang sikt			
* All tettbebyggelse	10		
* Utenom Trondheim		3	3
Transport			
* Stor substitusjon	140		
* Middels substitusjon		80	
* Liten substitusjon			10
Lang sikt			
* All tettbebyggelse	145		
* Utenom Trondheim		50	50
Sum	327	145	75
	≈ 330	≈ 150	≈ 80

Tabell 5.7: Scenarier for bruk av naturgass langs Trondheimsfjorden.



Figur 5.1: Scenarier for bruk av naturgass langs Trondheimsfjorden.

Diskusjon av resultater

Figur 5.1 illustrerer noe av den usikkerhet som er forbundet med å analysere utviklingen framover i tid. Usikkerheten øker med tidshorizonten. I figuren er det også illustrert hvordan beslutningstakere og aktører på gassmarkedet kan påvirke utviklingen (stiplede kurver), slik at man for eksempel ved en større satsning på naturgass, raskere kan nå opp på et nivå hvor en større investering kan forsvares. Tilsvarende kan utviklingen trekke lenger ut i tid dersom ikke riktige beslutninger fattes.

Stabile rammebetingelser er også viktig for at utviklingen skal gå i ønsket retning, uten å avvike for mye fra en stabil trend (over i en periode, under i neste periode, deretter over o.s.v), med fare for at man til slutt bommer på målet (over eller under). Slike forhold kan analyseres med beslutningstøtteverktøyet Powersim, ref vedlegg V1-2.

Analysen av potensialet for substitusjon av andre energibærere med naturgass er foretatt uten å ta med investeringskostnader for gassdistribusjonsnett, eller gasspris fra leverandør og/eller nettleie for gass. Det er heller ikke tatt hensyn til priser på konkurrerende energibærere, eller pris på forbruksutstyr for gass sammenlignet med elektrisitet. Alle tall ovenfor er maksimale potensialer for bruk av naturgass. Hvor stor andel av potensialet som virkelig blir realisert, vil avhenge av konkurranseforholdet mellom ulike energibærere.

Foreliggende analyse er, som tidligere nevnt, foretatt på aggregert nivå for alle kommuner som ligger ved Trondheimsfjorden. En analyse på mer detaljert nivå enn den aggregerte analysen som her er gjennomført, ville sannsynligvis vist en utvikling av alle typer som er illustrert i figuren ovenfor. I en slik analyse kan man også vurdere mellomløsninger som for eksempel transport av naturgass med tankbil inntil et distribusjonssystem for naturgass er ferdig utbygd.

5.2 Haugalandet/Nord-Jæren

Ut fra erfaringer som en gjør for Trøndelag, kan man anta at det sannsynligvis ikke har noen hensikt å samle inn eller gå gjennom de offentlige planene

som finnes for kommunene som er aktuelle for naturgass i området. På den annen side har Haugaland ENØK m.fl. foretatt en grundig analyse i forbindelse med sin regionale energiplan [39]. I fylkesplanen for Rogaland er det et mål å utnytte fylkets fortrinn innen bruk av naturgass. I energiplanen er dette konkretisert til 22% av regionens totale energibehov (utenom storindustri og transport) fram mot år 2010. Forbruket av naturgass er prognosert til å øke fra 34 til 80 mill. Sm³.

Prognosen er basert på en trendanalyse, nasjonale prognoser for økonomisk vekst, samt befolkningsprognoser. Det antas samme fordeling mellom sektorene som i basisåret. Det antas at det ikke introduseres nye energikilder før år 2010.

Rapporten påpeker den samme usikkerhet i datagrunnlaget fra SSB som gjelder for Trøndelag. For å gjennomføre analysen er en metode utviklet av SFT benyttet som utgangspunkt, men modifisert for å kunne ta hensyn til utslipp av alle typer klimagasser.

5.3 Grenland/Oslofjord-området

Mens prosjektet pågikk ble det bestemt også å besøke E-CO Energi AS som har fått utført en studie av naturgass til Oslofjord-området, og å besøke Naturgass Grenland, et nyopprettet selskap der Statoil, Gasnor, Hydro og Skagerak Energi er medeiere.

E-CO Energi (tidligere Oslo Energi Holding) har samarbeidet med TotalFinaElf, Hafslund og Sydgas. Markedet ble anslått til i underkant av 1 mrd Sm³/år, med de tyngste forbrukerne i Grenlandsområdet, søndre Østfold og eventuelt fjernvarme i Oslo. Med gitte forutsetninger, bl a gasspris ved Kårstø lik 45 øre/Sm³ ble utbygging av infrastruktur til naturgass distribusjon funnet lønnsom. Utbyggingen baserer seg på 300 km rør, til en investeringskostnad på 2,3 mrd NOK. Distribusjonsnettet dekker da Grenland, Østfold, Oslo og områdene vest for Oslo.

E-CO Energi har også vurdert gasskraftverk på Østlandet. Plasseres et gasskraftverk i nærheten av de store dampbrukerne i søndre Østfold, vil det meste av varmeproduksjonen kunne utnyttes hele året, og

dermed føre til økt energiutnyttelse. Et gasskraftverk på Østlandet vil også virke gunstig for kraftnettet som forsyner Oslofjord-området med kraft. I høylastperioder kan det oppstå flaskehalsen som begrenser overføringskapasiteten i det eksisterende systemet.

I Grenland foreligger det en forstudie som omtaler naturgassleveranser til Porsgrunn og Skien, og

eventuelt Norcem i Brevik. Man ser for seg at et distribusjonsnett kan etableres og mates med LNG inntil et grennrør fra en eventuell gassrørledning til Polen eller Sverige kan tilknyttes, tidligst i 2008. Markedet er estimert til 17 mill Sm³/år i et område med ca 100 000 innbyggere. Dette er tenkt forsynt med et 24 km langt distribusjonssystem til en kostnad på ca 60 – 70 mill NOK.

6. Strategiske konsekvenser

Med utgangspunkt i studiens formål å danne et grunnlag for Enovas strategi relatert til miljøvennlig introduksjon av naturgass til stasjonært bruk i Norge, har den gitt noen klare føringer. Noen av hovedelementene er relatert til det potensielle marked for bruk av naturgass og dets fragmenterte fordeling over landet og i hovedsak lokalisert i relativt kort avstand til sjø. Store deler av det potensielle markedet er konvertering av bruk av oljeprodukter til naturgass. Dette til industrielt bruk, næringsbygg og i eksisterende nær- og fjernvarmeinstallasjoner. På kort sikt er det et relativt lite marked for varmedimensjonerte kraftvarmeverk i størrelse fra noen hundre kW opp til 10 MW.

Rapporten viser at det er relativt få steder i Norge som har et grunnlag for tilførsel av naturgass via hovedrørledninger fra gassfelt eller via ilandføringssteder. Få av disse stedene har per dato bygget opp et marked for bruk av naturgass, og gir dermed et svært lite tilfredsstillende grunnlag for økonomisk drift av en hovedrørledning. Sett i lys av dette faktum vil alternativet med distribusjon av naturgassen i flytende form (LNG) ved hjelp av LNG skip, være den økonomisk beste løsning for en introduksjonsperiode som kan strekke seg over 8 til 15 år. Hoved forutsetningene for en slik løsning er at det bygges opp et marked for bruk av naturgass basert på LNG distribusjon på flere steder langs kysten samtidig, og som totalt utgjør det volum som kreves for lønnsom drift.

Distribusjon og introduksjon av naturgass via en LNG kjede vil danne grunnlag for miljøvennlig bruk. Det danner grunnlag for småskala bruk, konverteringsløsninger fra tungolje/lettolje/diesel til naturgass for et totalt sett større marked. Lavtrykks sprednett fra LNG mottaksanlegg på land kan utvikles lokalt og danne grunnlag for sammenknytting til større nett etter som markedet utvikles. På de få stedene som har markedsgrunnlag for tilknytning til et hovedrør,

så danner dette grunnlag for at et hovedrør kan utbygges og introduseres ved det tidspunktet en oppnår lønnsomt omsetningsvolum.

Et viktig element i en strategi basert på LNG distribusjon er tilgang på LNG. Det bygges nå ut to nye anlegg for LNG produksjon på Vestlandet, samt at det forventes at LNG-anlegget på Melkeøya ved Hammerfest blir realisert.

6.1 Praktiske konsekvenser for Enovas strategi

I oppbygging av infrastruktur for et miljøvennlig marked for naturgass er det en del elementer som i startfasen vil kreve investeringer som ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme. Dog vil disse investeringene være av en helt annen størrelsesorden enn for utbygging av infrastruktur basert på tilførsel via hovedrørledninger. Elementer som Enova bør vurdere å etablere støtteordninger for er relatert til:

- Mottaksanlegg
 - der LNG blir levert fra skip til landanlegg for videre distribusjon av naturgass via lokalt rørrnett eller via LNG-tankbil
 - mottaksanlegg kan være tilpasset både store punktbrukere for industrielle prosesser eller tilpasset flere "storbrukere". Storbrukere kan også være energitilførsel til fjernvarmeanlegg i utgangspunktet basert på andre former for energi
- Varmedimensjonert kraftvarmeverk basert på naturgass
 - oppbygging av varmedimensjonert kraftvarmeverk basert på naturgass
 - kraftvarmeverk basert på naturgass som støtte til "problematisk" radialer i el-forsyningen

- Distribusjon
 - utbygging av lokale distribusjonssystemer basert på lavtrykksrørnett
 - vurdere lavtrykksprede-nett for husholdninger sett i sammenheng med bruk av elektrisk energi eller vannbåren varme
- Konverteringsutstyr
 - støtte til investeringer knyttet til konvertering fra bruk av oljeprodukter til naturgass

Alle elementer her vil være relatert til en total energi-forståelse og lokale forutsetninger for en balansert tilførsel og bruk av energi. Konsekvensen av dette er at eventuell investeringstøtte må vurderes individuelt fra prosjekt til prosjekt.

7. Referanser og litteratur

1. Finansdepartementet: "Veiledning i samfunnsøkonomiske analyser"; Statens forvaltningstjeneste; ISBN 82-91092-24-9, Oslo 2000
2. Interconsult Forstudie: (kortversjon)"Naturgass-distribusjon i Grenland", November 2001.
3. Statoil: Jærgass. Naturgass til Nord-Jæren – Miljøvurderinger og miljøregnskap, Januar 2001
4. Lyse Gass AS: Gasstilførsels- og gassdistribusjons-system på Nord-Jæren. Melding med forslag til utrednings program. Desember 2001.
5. Gasnor, Haugaland ENØK, Haugaland Kraft, Haugesund kommune: "Energiforsyning Skårødal – vurdering av alternative energikilder", 1998 (?)
6. LO/Arbeiderpartiet: "Ta naturgassen i bruk", juli 2001
7. Gassteknologiutvalget: Gassteknologi, miljø og verdiskapning (NOU ??, 2002), mars 2002
8. Henning, D: "Optimisation of Local and National Energy Systems. Development and Use of the MODEST Model," Dr. avhandling, Linköpings universitet, 1999
9. Henning, D: "MODEST – An Energy-System Optimisation Model Applicable to Local Utilities and Countries," Energy – The International Journal, Vol. 22, No. 12, pp. 1135-1150, Nov. 1997
10. Henning, D: "Cost Minimization for a Local Utility through CHP, Heat Storage and Load Management," International Journal of Energy Research, Vol. 22, No. 8, pp. 691-713, June 1998
11. "Energy Planning and the Development of Carbon Mitigation Strategies", International Resources Group, Washington DC, April 2001
12. ETSAP homepage: www.ecn.nl/unit_bs/etsap/main.html
13. GERAD Research Center's Extended MARKAL web page: www.crt.umontreal.ca/~amit/emg/js_mt.htm
14. GAMS homepage: www.gams.com/
15. Powersim homepage: www.powersim.no/
16. Beller, M: "The Applications of Energy Systems Analysis to Policy and Technology Studies", Energy Systems Analysis Int. Conf., Dublin, Ireland, Oct. 1979
17. Nilsson, T: "Plant Management System for Production of District Heating in Gothenburg", 5th Int. Symp. Automation of District Heating Systems, Espoo, Finland, August 1995
18. Hjemmesidene til EnergiVision: www.energivision.com/
19. Hüvel, B: "Energy Management to Optimize the Electricity and District Heating Supply for a Large City", 5th Int. Symp. Automation of District Heating Systems, Espoo, Finland, August 1995
20. Hüvel, B: "Rechnergestützte Betriebsdatenerfassung und Energie-Management auf einer gemeinsamen Plattform", VDI-Berichte 1226: Fortschrittlicher Rechnereinsatz in der Kommunalen Energieversorgung, Nürnberg, Desember 1995, pp 1-21

21. Maubach et.al: "Rechnergestützte Energieeinstanzoptimierung als Planungs- und Betriebs-führungswerkzeug in einem Querverbundunternehmen", VDI-Berichte 1226: Fortschrittlicher Rechnereinsatz in der Kommunalen Energieversorgung, Nürnberg, Desember 1995, pp 23-37
22. Küppers, P, Kirner, W: "Netzführungssystem für den Querverbund der Stadtwerke Rottweil", VDI-Berichte 1226: Fortschrittlicher Rechnereinsatz in der Kommunalen Energieversorgung, Nürnberg, Desember 1995, pp 87-111
23. "Energimodeller i Sverige – Datorprogram och IT-verktøy for energi 1999/2000", Chalmers Tekniska Högskola, Avd. Energisystemteknik, Profu i Göteborg AB, Januar 2000
24. Styczynski, Z.A: "Distribution Planning with Energy Storage", Stockholm PowerTech Conference, Stockholm, Sweden, June 18-22, 1995
25. Chirico, D, Mehta, H: "Application of Mathematical Optimization Techniques to the Analysis, Design and Operation of Central Utilities Plants and Distribution Systems"; 86th annual conf. of the International District Energy Association, Indianapolis, IN, June 1995
26. Liu, G, Sasaki, H, Yorino, N: "Application of network topology to long range composite expansion planning of generation and transmission lines", Electric Power Systems Research 57 (2001) pp 157-162
27. Climaco, J, Gomes Martins, A, De Almeida, A : "On the use of multicriteria optimization for electric energy planning", Int. Journal of Global Energy Issues, Vol. 1, No. 3, 1990, pp 194-203
28. Ludwig, B: "Optimization of Energy Systems under the Aspect of Sustainability", Proc. of the 32nd Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, Honolulu, HI, July 27 – Aug. 2, 1997, pp 2070-2075
29. Cutri, V, von Spakovsky, M, Favrat, D: "An environmental approach for the modeling and optimization of a district heating network based on centralized and decentralized heat pumps, cogeneration and/or gas furnace. Part I: Methodology", Int. J. Therm. Sci. (2000) 39, 721-730
30. Cutri, V, Favrat, D, von Spakovsky, M: "An environmental approach for the modeling and optimization of a district heating network based on centralized and decentralized heat pumps, cogeneration and/or gas furnace. Part II: Application", Int. J. Therm. Sci. (2000) 39, 731-741
31. US Dept of Energy's hjemmesider: www.albany.edu/cpr/sds/DL-IntroSysDyn/index.html
32. Botterud, A, Korpås, M, Vogstad, K: "En lang-siktig systemdynamisk kraftmarkedsmodell", Proceedings fra NEF Teknisk møte, Trondheim, Nov. 2000, pp. 157-165
33. Bakken, B m.fl.: Spesifikasjon av analyseverktøy for transport med multiple energibærere. Teknisk rapport - SINTEF TR A5575. Januar 2002.
34. Transport-prosjektet på Internett: www.energy.sintef.no/avd/Energisystemer/no_9.asp og <http://www.energy.sintef.no/publ/xergi/99/2/art-2.htm>
35. Vogstad, K. m.fl. "The transition from fossil fuelled to a renewable power supply in a deregulated electricity market". System Dynamics yearly conference, Palermo, Italia, 28.jul-1.aug, 2002.
36. Grinden, B. m.fl. "Prognoser for etterspørsel etter elektrisk energi og effekt på lands- og fylkesnivå fram til år 2025". EFI TR A4450. Trondheim, september 1996
37. Nesbø, O.T. m.fl. "Potensiale for bruk av naturgass langs traséen for Trønderpipe". Cap Gemini Ernst & Young. Trondheim 12.12.2001.
38. Søggen, O-G. "Modellbyggprosjektet. Måling av formålsfordelt energiforbruk i 26 bygninger". Enovas byggoperatør. April 2002.
39. Hanto, K. m.fl. "Regional energiplan for Haugesund, Tysvær, Karmøy" Sekretæriat: Haugaland ENØK.

7.1 Internett-referanser

Faktaheftet 2002 Norsk Petroleumsvirksomhet:
<http://odin.dep.no/oed/norsk/publ/veiledninger/026031-120007/index-dok000-b-n-a.html>

Gasnor Websider (www.gasnor.no)

Gassenteret Websider (www.gass.no)

Gassmagasinet (www.gassmagasinet.no)

Industrikraft Midt-Norge (www.industrikraft.no)

MidGas (www.midgas.no)

Naturgass Vest (www.naturgass.no)

Gassco (www.gassco.no)

Enova SF eies av Olje- og energidepartementet og er etablert for å ta initiativ til og fremme en miljøvennlig omlegging av energibruk og energiproduksjon i Norge. Vi har som mål at det skal bli lettere for både husholdninger, næringslivet og offentlige virksomheter å velge enkle, energieffektive og miljøriktige løsninger.

Alle Enovas rapporter finnes på www.enova.no under publikasjoner. Ønsker du mer informasjon om rapportene kontakt Svartjenesten tlf. 08049 svartjenesten@enova.no

Enovarapport 2003:3
ISBN 82-92502-11-4
ISSN 1503-4534

Enova SF
Abels gate 5
NO-7030 Trondheim

