STATLIG ENGASJEMENT VED UTBYGGING AV GASSINFRASTRUKTUR I NORGE

UTREDNING

TIL

OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

12. DESEMBER 2003

KanEnergi SCHJØDT joule as energy economics

Innholdsfortegnelse

SAMMENDRAG 4

1. INNLEDNING 9

1.1 Mandat 9
1.2 Bakgrunn 9
1.3 Vektlegging av arbeidet 10

2. MODELLER FOR STATLIG EIERSKAP OG FINANSIERING AV INFRASTRUKTUR 12

2.1 Avgrensning av infrastrukturbegrepet 12
2.2 Bredden i mulige eierskapsformer 12
2.2.1 Innledning 12
2.2.2 Eierskap og finansiering 13
2.3 Generelle finansieringsordninger for infrastruktur 15
2.3.1 Innledning 15
2.3.2 Hovedalternativer for offentlig bistand, regulering 16
2.4 Norsk praksis 16
2.4.1 Kraftoverføring 16
2.4.2 Gardermoen-prosjektet 19
2.4.3 Elektronisk kommunikasjon i Norge 20
2.5 Internasjonale eksempler 21
2.5.1 Naturgassinfrastruktur 21
2.5.2 Annen infrastruktur 27
2.6 Utviklingstrekk for etablering av ny infrastruktur 30
2.7 Andre infrastrukturprosjekters relevans til statlig engasjement i gassinfrastrukturutbygging i Norge 33

3. GENERELLE FORDELER OG ULEMPER VED ULIKE EIERSKAPS- OG FINANSIERINGSFORMER 36

3.1 Privat eierskap 36
3.2 Offentlig eierskap 37
3.3 Delt modell 38
3.3.1 Joint Venture 39
3.3.2 Privat eierskap og statlig drift, jf. Gassco 39
3.3.3 Statlig eierskap og privat drift, jf. OPS 39
3.3.4 Tjenesteutsetting 40
3.4 Oppsummering 40
3.5 Generelle fordeler og ulemper ved ulike finansieringsmodeller 40

4. SCENARIOER FOR NATURGASS-INFRASTRUKTUR I NORGE 43

4.1 Hvilke typer infrastruktur for naturgass finnes? 43

4.2 Beskrivelse av scenarioene ... 44
4.2.1 Utgangspunkt ... 44
4.2.2 Utviklingen til nå. ... 44
4.2.3 Utvikling av markeder for naturgass innenlands ... 45
4.2.4 Scenario 1: Storskala rør ... 47
4.2.5 Scenario 2: Storskala LNG ... 48
4.2.6 Scenario 3: Status quo ... 50

5. RETTSLIGE RAMMEBETINGELSER FOR STATLIG ENGASJEMENT ... 52

5.1 Innledning ... 52
5.2 Generelt om EØS-avtalens forhold til eierskap, enerett og særrett ... 52
5.2.1 Eierskap ... 52
5.2.2 Eneretter og særretter ... 52
5.3 Statsstøtteregelverket ... 53
5.3.1 Innledning og problemstillinger ... 53
5.3.2 Artikkel 61(1) EØS ... 54
5.3.3 Artikkel 59(2) EØS ... 57
5.3.4 Artikkel 61(3) EØS ... 59
5.3.5 Særlig om driftsstøtte ... 64
5.4 Gassmarkedsdirektivet ... 64
5.4.1 Innledning ... 64
5.4.2 Særlig om det norske gassmarkedets forhold til direktivet ... 65
5.4.3 Autorisasjon ... 65
5.4.4 Pålegg av tjenesteforpliktelser ... 65
5.4.5 Organisatoriske tiltak ... 66
5.4.6 Adgang til systemet. ... 66
5.4.7 Direktivets gjennomføring i norsk lov ... 67
5.5 Konklusjoner ... 68

6. DISKUSJON AV HENSYN AV BETYDNING FOR VALG AV EIERSKAPS- OG FINANSIERINGSFORM ... 70

6.1 Innledning ... 70
6.2 Økonomiske karakteristika ved gassinfrastrukturinvesteringer ... 71
6.3 Ulike former for statlig engasjement ... 73
6.3.1 Målgruppe for økonomisk engasjement ... 73
6.3.2 Aktuelle virkemidler ... 75
6.3.3 Mulige virkemidler i de tre scenarioene ... 76
6.4 Avkastningskrav for gassinfrastrukturinvesteringer ... 79
6.5 Hensynet til en optimal infrastrukturutvikling ... 83
6.6 Hensynet til energiforsyningssikkerhet ... 86
6.7 Hensynet til kostnadseffektivitet ... 87
6.8 Hensynet til hensiktsmessig fordeling av risiko ... 88
6.9 Hensynet til næringsutvikling ... 90

6.10 Hensynet til omfang og varighet av et statlig engasjement 92
6.11 Miljøhensyn 93
6.12 Andre hensyn 94
6.13 Oppsummering og veien videre 94

7. PRESENTASJON AV AKTUELLE MODELLER 97

7.1 Innledning 97
7.2 Modell 1: Statlig infrastrukturselskap 98
7.3 Modell 2: Privat infrastrukturselskap med statlig investeringsstøtte 101
7.4 Modell 3: Privat infrastrukturselskap med sluttbrukerstøtte 102

8. DISKUSJON AV MODELLER – ANBEFALINGER 104

8.1 Scenario 1 – Storskala rør 104
8.2 Scenario 2 – Storskala LNG 107
8.3 Scenario 3 – Status quo 108
8.4 Samlet vurdering 109

9. REFERANSER 112

VEDLEGG 1 OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTETS ANBUDSINNBYDELSE AV 08.08.03 113

SAMMENDRAG

Utredningen drøfter ulike finansieringsformer for investeringer i infrastruktur for naturgass i Norge. Særlig fokus er lagt på en mulig statlig medvirkning på forskjellige måter. *Første del* av utredningen (kapitlene 1 til 3) inneholder en beskrivelse av mulige finansierings- og eierskapsformer for infrastruktur *generelt*, samt en drøftelse av generelle fordeler og ulemper ved disse. *Andre del* er mer direkte innrettet mot naturgassektoren, og drøfter først (kapitlene 4 til 6) de forhold som kan påvirke valget av finansierings- og eierform ved etablering av infrastrukturen, og gir deretter (kapitlene 7 og 8) enkelte anbefalinger.

I kapittel 1 beskrives oppdraget og bakgrunnen for oppdraget nærmere. Bakgrunnen for oppdraget er målsetningen om å legge til rette for at naturgass tas i bruk innenlands, først og fremst som en alternativ energibærer, slik det er beskrevet i St. meld. nr. 9 (2002-2003), Gassmeldningen, og Innst. S. 167 (2002-2003).

I kapittel 2 behandles på generelt grunnlag de former for eierskap og finansiering av infrastruktur som anses mulige. Bredden av *eierskapsformer* går fra fullt statlig eierskap til fullt privat eierskap, innbefattet en god del mellomformer, herunder modeller for offentlig privat samarbeid (OPS). Eierskap kjennetegnes ved allokering av styringsmuligheter og risiko, sistnevnte oppdelt i tilgjengelighetsrisiko (risiko for bygging og vedlikehold), operatørrisiko (risiko for gjennomføring av transporten) og markedsrisiko (risiko for omfang av og priser på trafikken over infrastrukturen). Ulike mellomformer av eierskap har den egenskap at disse risiki kan fordeles på forskjellige måter mellom staten og private aktører. Når det gjelder bredden i *finansieringsformer* kan det skilles mellom tiltak som regulerer kontantstrømmen (tariffregulering, tiltak som øker etterspørselen, mv) og kapitaltilskudd. Staten kan yte kapitaltilskudd i form av egenkapital som gir eierskap, fremmedkapital (lån/garantier) som skal betjenes av prosjektets kontantstrøm og statstøtte som verken gir eierskap eller skal betjenes. Statstøtte kan ytes til aktører på ulike trinn i kjeden, og dersom den ytes til utbygging av infrastruktur, kan det ytes som investeringsstøtte eller driftsstøtte.

I kapittel 2 gis videre en empirisk oversikt over ulike måter tung infrastruktur har vært eiet og finansiert i så vel Norge som andre land. Undersøkelsen viser at infrastruktur i mange tilfelle som utgangspunkt er blitt etablert i privat regi basert på ny teknologi, for så senere å bli nasjonalisert. Typiske eksempler er jernbanen i Tyskland og telefoni i Norge. Infrastrukturen har gjerne blitt bygget ut og drevet med hjelp av forskjellige virkemidler, slik som enerettigheter, kryssubsidiering, innelåsing av sluttbrukere, ulike mer eller mindre synlige teknikker for finansiering, mv. I løpet av de siste 10 til 15 år har det imidlertid i mange sektorer skjedd store endringer i rammebetingelsene , kjennetegnet særlig av liberalisering (markedsåpning), reregulering og i en del utstrekning privatisering, ofte drevet igjennom av ny rettslig regulering på EU-nivå. EU-/EØS-regelverket begrenser også statenes muligheter til å subsidiere og støtte forretningsmessig virksomhet. I dagens markedsregime er derfor mange av de virkemidlene som har blitt benyttet i tidligere tider, for eksempel ved utbygging av gassinfrastruktur i Danmark, ikke lenger tilgjengelige. Mye infrastrukturutbygging,

for eksempel i telesektoren og langt på vei også i energisektorene, skjer i dag hovedsakelig i privat regi på kommersielle vilkår etter konsesjon fra myndighetene. *Konklusjonen* er derfor at det foreligger få – om noen – historiske eksempler som gir særlig veiledning for hvordan utbygging av innenlandsk gassinfrastruktur bør organiseres i Norge i dag, gitt dagens rettslige rammebetingelser og det faktum at lønnsomheten vil være svak.

I kapittel 3 drøftes generelle fordeler og ulemper ved ulike eierskaps- og finansieringsformer. Det private eierskap fremheves som velegnet fremfor offentlig eierskap for å sikre bedrifts-økonomisk lønnsomhet, typisk ved å sikre stram kostnadskontroll og markedsutvikling (skape trafikk). På den annen side vil private eiere gjerne ha et kortere tidsperspektiv på sine investeringer enn offentlige eiere ofte har, hvilket gir seg utslag i høyere avkastningskrav, særlig hvis markedsrisikoen er høy. Offentlige eiere vil også lettere kunne ta i betraktning et bredere spekter av samfunnsmessige hensyn og derved ha lettere for å realisere samfunns-økonomisk ønskelige prosjekter. I tillegg kommer at ved etablering av ny infrastruktur hvor markedet ennå ikke er etablert, kan sterk offentlig deltakelse – for eksempel gjennom eierskap – vise seg nødvendig for å få realisert prosjekter. Et stykke på vei kan imidlertid statsstøtte fungere som tilstrekkelig "fødselshjelp".

Når det gjelder generelle fordeler og ulemper ved ulike former for *delt* ansvar/eierskap, for eksempel ved offentlig privat samarbeid (OPS), fremheves at disse har den fordel at man både kan skape konkurranse mellom ulike private aktører om å påta seg tilgjengelighets- og operatørrisiko, samtidig som staten av forskjellige grunner sitter på markedsrisiko. Å allokere markedsrisiko til staten kan være rasjonelt i tilfelle private aktører antas å ha liten evne til å påvirke trafikkutviklingen slik at de vil kreve høy risikopremie som staten i tilfelle må finansiere gjennom støtte. Slike OPS-løsninger har blitt valgt for enkelte veiprosjekter hvor private aktører gjennomgående ikke kan påvirke etterspørselen til veien i særlig grad.

I kapittel 4 gjennomgås nærmere tre ulike scenarioer for naturgassinfrastruktur i Norge. Scenarioene tar utgangspunkt i utviklingen i gassmarkedene og relevant teknologi. *Scenario 1* består av *storskala rør*, og innebærer utbygging av ett eller flere overføringsrør til de største byene og befolkningssentraene. Dette er eksemplifisert med rørforbindelse til Østlandet og/eller Trondheimsregionen, og vil innebære investeringer på flere milliarder kroner. *Scenario 2* består av *storskala LNG* og innebærer en tilsvarende betydelig utbygging, dog basert på LNG-infrastruktur. Her er det antatt et investeringsbehov på 2-3 milliarder kroner for et antall skip og mottaksterminaler langs kysten, avhengig av utbyggingsgrad. *Scenario 3* er en *status quo* løsning og innebærer en videre moderat utbygging etter det mønster vi ser i dag, med både LNG-anlegg og noen mindre rørforbindelser.

I kapittel 5 drøftes de EØS-rettslige rammebetingelser for et statlig engasjement ved utbygging av gassinfrastruktur. Konklusjonene er at det ikke foreligger rettslige hindringer for statlig eierskap til gassinfrastruktur, men EØS-avtalen bygger på en forutsetning om likebehandling av private og offentlige foretak. EØS-avtalen tillater at særrettigheter og

enerettigheter tildeles foretak som pålegges å utføre tjenester av allmenn økonomisk betydning i den utstrekning dette er nødvendig for å utføre oppgaven, jf. EØS-avtalen artikkel 59(2). Denne adgangen gjelder både overfor offentlige og private foretak, og vil i henhold til Gassdirektivet også kunne anvendes på gassektoren. Gassdirektivet stiller krav om tredjepartsadgang til infrastrukturen, herunder til LNG-anlegg, og direktivet vil også etter hvert kreve at infrastrukturforetak er selskapsmessig separert fra aktører som opptrer andre steder i gasskjeden.

Statstøtte kan på nærmere vilkår tildeles både offentlige og private foretak etter de samme regler, jf EØS-avtalen artikkel 61. Statsstøtte til infrastrukturutbyggere vil innebære en sektorstøtte som trolig kan oppnå unntak etter EØS-avtalen artikkel 59(2). Forutsetningen er at utbyggeren ikke overkompenseres, hvilket kan sikres gjennom anvendelse av anbud. Støtte til utbyggere kan imidlertid også, på grunn av overveltningseffekter, anses å utgjøre en støtte til sluttbrukere. Støtte til sluttbrukere ut over deminimis begrensningen (100 000 Euro over tre år til hvert foretak), vil som utgangspunkt måtte anses som meldepliktig statsstøtte i forhold til EØS-avtalen artikkel 61, forutsatt at mottakeren potensielt opptrer i nasjonal og internasjonal konkurranse. Men dersom infrastrukturutbyggingen forutsettes å bli så vesentlig på nasjonal basis at den anses som en *generell ordning* som tilkommer i prinsippet alle, vil det ikke foreligge sluttbrukerstøtte som kan sies å gi fordeler til spesifikke sluttbrukerforetak, jf. EØS-avtalen artikkel 61. I motsatt fall kan støtte til sluttbrukere godkjennes av ESA bare der dette hjemles i ESAs særlige retningslinjer som blant annet gir adgang til på visse vilkår å støtte små og mellomstore bedrifter, yte regionalstøtte og yte støtte til energisparing. *Konklusjonen* blir da at en statlig støtteordning overfor gassinfrastrukturforetak langt på vei er avhengig av at staten tar mål av seg til en bred utbygging på nasjonal basis.

I kapittel 6 diskuteres hvordan sentrale hensyn blir ivaretatt ved ulike eierskaps- og finansieringsformer for gassinfrastruktur i Norge. Først gjennomgås viktige økonomiske kjennetegn ved gassinfrastruktur og tilgjengelige former for statlig engasjement på ulike ledd i forsyningskjeden under de ulike scenarioene. Deretter drøftes sentrale hensyn som vil være fremtredende når valgene skal treffes. Det dreier seg om hensynet til ulikheter i avkastningskrav, til optimal infrastrukturutvikling, til energiforsyningssikkerhet, til kostnadseffektivitet, til hensiktsmessig fordeling av risiko, til næringsutvikling, til omfang og varighet av statens engasjement, til fordelingshensyn og til miljøhensyn.

Gjennomgående viser det seg at de fleste hensyn i og for seg kan tilgodeses innenfor et bredt spekter av organisatoriske modeller. Hensynet til effektiv *sentral styring* av energisektoren kan kanskje isolert sett tale for at staten skaffer seg en "arm" inn i gasstransportmarkedet, for eksempel gjennom et statlig infrastrukturselskap, men mye kan uansett styres godt gjennom tradisjonell og aktiv myndighetsstyring av private aktører. Tilsvarende kan hensynet til *kostnadseffektivitet* tilgodeses på omtrent like god måte uavhengig av om staten tar en selvstendig rolle i utbyggingen eller ikke. Anbudsprosesser bør brukes aktivt i alle fall, og

konkurransen fra andre energiformer vil uansett anspore til sterkt kostnadsbevissthet blant utbyggere av gassinfrastruktur. Hensynet til en målrettet *næringspolitikk* samt *miljøhensyn* kan isolert sett trekke i retning av utstrakt bruk av sluttbrukerstøtte som virkemiddel for å sikre målrettet konvertering til gass, men de rettslige begrensningene i statstøtteregelverket gjør det tvilsomt om sluttbrukerstøtte vil være et tilstrekkelig virkemiddel for å utløse ny infrastruktur.

Tilbake som sentrale hensyn synes derfor først og fremst å stå overveielser knyttet til *risiko, risikofordeling og avkastningskrav* for ulike utbyggere av infrastruktur. En konklusjon er at private aktører (entreprenører og andre) anses å være best i stand til å håndtere og minimere *tilgjengelighetsrisiko*. Av den grunn anbefales ikke staten å påta seg tilgjengelighetsrisiko ved bygging av gassinfrastruktur. Mer komplisert og kontroversielt er spørsmålet hvem som bør påta seg *markedsrisikoen* knyttet til gassinfrastruktur. Svaret vil henge sammen med hvilke avkastningskrav som ulike aktører vil stille infrastrukturinvesteringene, se kapittel 6.4, som igjen delvis henger sammen med hvem som har best forutsetninger for å påvirke etterspørselen. Det antydes at staten kan være nærmest til å påta seg markedsrisikoen for store og langsiktige investeringsprosjekter (store rør) dersom markedsusikkerheten er stor, mens dette stiller seg annerledes for mindre og mer oversiktlige prosjekter.

I kapittel 7 presenteres tre modeller for eierskap og finansiering av gassinfrastruktur i Norge. Modellene fremstår som de mest aktuelle å velge blant i lys av drøftelsene så langt. Modellene som godt kan varieres og kombineres, er disse:

- *Modell 1, Statlig infrastrukturselskap*: Det statlige selskapet[1] skaffer seg gjennom anbudsinnbydelse en privat partner som bygger, finansierer og driver infrastrukturen mot årlig leiebetaling fra staten i driftsperioden. Det statlige selskapets inntekter kommer fra salg av kapasitet i infrastrukturen. På denne måte har den private aktør tilgjengelighetsrisikoen, mens den statlige aktør har markedsrisikoen. Modellen har klare likheter med OPS-modeller brukt i andre sektorer.

- *Modell 2, Privat infrastrukturselskap med statlig investeringsstøtte*: Private aktører utfører alle oppgaver og har all risiko knyttet til bygging og drift av infrastrukturen, men mottar statlig støtte som bidrag til finansieringen. Støtten tildeles fortrinnsvis etter anbud.

- *Modell 3, Privat infrastrukturselskap med sluttbrukerstøtte*: Som modell 2, men slik at statsstøtten utbetales til sluttbrukerne i stede for til infrastrukturutbyggeren. Støtten bidrar til økt gassanvendelse som gir grunnlag for bygging av infrastruktur.

[1] Staten kan velge å opprette et aksjeselskap eller et statsforetak for formålet, eller velge å legge aktiviteten inn i et eksisterende foretak, for eksempel Statnett eller Gassco.

Alle modellene er vurdert rettslig. Modellene 1 og 2 inneholder elementer av statstøtte som vil være lovlig dersom infrastrukturutbyggingen forutsettes å bli så vesentlig på nasjonal basis at den anses som en *generell ordning* som i prinsippet tilkommer alle, jf. kapittel 5. Modell 3 inneholder også statstøtte som vil være lovlig å yte til aktører som ikke opererer i potensiell nasjonal og internasjonal konkurranse. For øvrig kan man imidlertid ikke påregne å få godkjent støtten.

I kapittel 8 diskuteres nærmere hvilken modell som bør velges under de ulike scenarioene.

I *scenario 1 (storskala rør)* anses modell 3 som mindre aktuell fordi den neppe vil virke tilstrekkelig utløsende for prosjektene. Avgjørende for valget mellom modellene 1 og 2, hvor forskjellen først og fremst består i om staten eller private bør påta seg markedsrisikoen, vil være om det anses ønskelig at utviklingen og beslutningene i hovedsak er kommersielt motiverte, og om man mener private eller staten er best egnet til å påvirke den fremtidige inntektsstrømmen. Dersom det kreves relativt sett betydelig støtte for å gjøre en utbygging lønnsom, konkluderes det med at modell 1 bør velges.

I *scenario 2 (storskala LNG)* ligger det bedre til rette for private løsninger (modellene 2 og 3) fordi investeringsbehovet for hvert enkelt prosjekt er lavere, og prosjektdimensjoneringen er mer fleksibel og lettere å tilpasse markedsutviklingen. For å sikre at virkemidlene skal virke tilstrekkelig utløsende for et antall LNG-prosjekter, synes det nødvendig å benytte seg av investeringsstøtte. Dette trekker i retning av modell 2 under dette scenarioet.

I *scenario 3 (status quo)* synes de støtteordninger som forutsettes i modellene 1 og 2 i liten grad å være tilgjengelig rettslig sett. Når utbyggingsambisjonene er beskjedne vil den utbygging som finner sted lett bli oppfattet som ulovlig sluttbrukerstøtte til de aktører som nyter godt av utbyggingen. Antakeligvis vil man her være henvist til et lappeteppe av virkemidler, kanskje dominert av sluttbrukerstøtte til de mindre aktørene (modell 3).

Samlet sett synes det på denne bakgrunn å tegne seg et bilde hvor de beste grunner taler for at staten bør gå inn å ta sentrale markedsposisjoner i forbindelse med store, investeringstunge utbygginger med stor markedsrisiko. I mindre prosjekter hvor markedsrisikoen er bedre håndterbar synes det å være grunnlag for større innslag av private utbygginger med bidrag fra statlig investeringsstøtte.

1. INNLEDNING

1.1 Mandat

Olje- og energidepartementet utlyste en åpen anbudsinnbydelse for utredninger av ulike finansieringsformer med mulig statlig deltakelse for investeringer i infrastruktur for naturgass i forbindelse med oppfølgingen av St.meld. nr. 9 (2002-2003). Utlysningen spesifiserte to delutredninger, hvorav den første skulle gi oversikt over aktuelle finansierings- og eierskapsformer, vurdere disse og beskrive hvordan stor infrastruktur vanligvis har blitt finansiert i Europa. Den andre delutredningen skulle drøfte hva som kan være hensiktsmessig finansierings- og eierform for etablering av infrastruktur for naturgass i Norge. Departementet har angitt tre ulike utviklingsscenarier for denne drøftingen. Det er videre bedt om en vurdering av hvilke begrensninger EØS-regelverket gir.

Parallelt utreder Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) hvordan naturgass kan føres frem til forbrukere. Deres utredning vil dermed vurdere konkurranseforholdet mellom naturgass og andre energikilder, markedspotensial osv. Departementet har på denne bakgrunn understreket at de to utredningene bør være utfyllende.

Advokatfirmaet Schjødt AS, KanEnergi AS og Joule AS tilbød å utføre utredningene i fellesskap, basert på utfyllende kompetanse. Oppdraget ble gitt 28.08.03 i form av ett oppdrag for begge delutredningene. Foreliggende rapport er resultatet av arbeidet.

Prosjektgruppen har bestått av:

Advokatfirmaet Schjødt AS:	Ingvald Falch, prosjektleder
	Knut Almestad
KanEnergi AS:	Olav Isachsen
	Lars Bugge
Joule AS:	Kjell Olav Kristiansen

1.2 Bakgrunn

Bakgrunnen for å vurdere mulighetene for naturgass i det innenlandske markedet er beskrevet i St.meld. nr. 9 (2002-2003) Om innenlands bruk av naturgass mv. Stortinget har behandlet meldingen med utgangspunkt i Innst. S. nr. 167 (2002-2003) fra energi- og miljøkomiteen. Her legges det noen rammer for Regjeringens videre arbeid.

Ovennevnte dokumenter gir en beskrivelse som langt på vei fortsatt er dekkende for innenlandsk bruk av naturgass. Det skal her bare trekkes frem noen forhold som gir en viktig ramme for drøftingen av fremtidig infrastruktur og finansieringen av denne.

Selv om det også i Norge har vært brukt bygass som energikilde, så er naturgass i dag å anse som en ny energibærer i den innenlandske energiforsyningen. Den utvikling som har skjedd over de siste 10 år i tilknytning til ilandføringsstedene og enkelte forsøksprosjekter vil etter all sannsynlighet bli utvidet, men den er fortsatt av beskjedent omfang både geografisk og volummessig. Mens naturgass i noen grad er tilgjengelig i de fleste europeiske land, vil det i Norge kreves oppbygging av infrastruktur for at gassen skal kunne få økt anvendelse. Denne infrastrukturen skal finne sin plass parallelt med og i konkurranse med annen infrastruktur, som kraftnett og lokalt fjernvarmenett.

Drivkreftene for å ta i bruk naturgass innenlands, og å bygge opp en infrastruktur med tanke på dette, er flere. For det første har det i lang tid vært en politisk utfordring å legge til rette for økt foredling av norske naturressurser, herunder naturgass som i praksis produseres utelukkende for eksport. Både forskning, plassering av ilandføringssteder og forsøk med bruk av naturgass har for en stor del vært rettet inn mot dette. Det er knyttet store politiske forhåpninger til at naturgass skal gi grunnlag for ny næringsutvikling, både gjennom gass som råvare, gass som energibærer og gjennom leverandører av nye produkter til "gass-markedet".

I en situasjon med tilstramming i kraftmarkedet, hvor produksjonen ikke øker like raskt som etterspørselen, er naturgass også en interessant mulighet. Gjennom gasskraft kan kraft-produksjonen økes, og gjennom substitusjon kan naturgass redusere etterspørselen etter elektrisitet og redusere behovet for nye investeringer i kraftnettet. Store gassforbrukere som kraftverk kan i enkelte tilfeller være avgjørende for å få til lønnsom utbygging av infra-struktur. Det er samtidig lagt klare betingelser for utslipp for at det skal gis nye konsesjoner for gasskraftverk.

Også miljøhensyn kan tale for økt anvendelse av naturgass. Generelt er naturgass en miljøvennlig energikilde dersom man legger til grunn at kraftimport basert på kullkraft er alternativet. Mer spesielt kan overgang til naturgass f.eks. i skipsfarten være et virkemiddel til å redusere utslipp av NO_x. Man ser i dag at investeringer i slik omlegging vurderes som interessant for å oppfylle utslippsforpliktelser.

1.3 Vektlegging av arbeidet

Statlig støtte i en eller annen form synes å være nødvendig i mange scenarier for økt innen-landsk anvendelse av naturgass. *Behovet og omfanget* for slik støtte er et sentralt politisk spørsmål basert på vurderingen av fremtidig markedsutvikling. De parallelle utredningene i regi av NVE forventes å beskrive dette.

Formen for støtte reiser også en rekke viktige spørsmål som vil bli drøftet i foreliggende rapport. Gitt en politisk vilje til å gi statlig støtte til naturgassinfrastruktur, vil det likevel være viktig å finne en måte å gjøre dette på som i størst mulig grad bidrar til å nå de

forskjellige mål som er satt, og som i minst mulig grad gir uønskede effekter i markedet. Sentrale spørsmål blir derfor om støtten:

- Er i tråd med internasjonale forpliktelser, jf. bl.a. EØS-avtalen.
- Gir incentiver til private investeringer og kostnadseffektiv adferd
- Er robust mot endringer i rammebetingelser.
- Reduserer uønskede vridninger i markedet.
- Legger til rette for optimal utnyttelse av samfunnets samlede infrastrukturinvesteringer.

I disponeringen av arbeidet har prosjektgruppen lagt stor vekt på beskrivelsen i anbudsinnbydelsen. Det er derfor lagt opp til at kapitlene 1 - 3 vil dekke det som er kalt delutredning 1 i anbudsinvitasjonen. I disse kapitlene gis det en generell vurdering av mulige former for statlig finansiering og eierskapsformer for samfunnsmessig infrastruktur. Selv om dette drøftes for infrastruktur generelt og i flere land, så er det i drøftingen og i valg av eksempler lagt vekt på at drøftingen skal ha relevans for utbyggingen av naturgassinfrastruktur i Norge.

I kapitlene 4 – 8 gis det en konkret drøfting av mulighetene i forhold til naturgass i Norge. Her tas det utgangspunkt i de tre scenariene som departementet har beskrevet, og de ulike formene for støtte og eierskap blir drøftet i forhold til relevante vurderingskriterier. Denne drøftingen anses som et selvstendig resultat av arbeidet, og presenteres i kapitlene 5 – 7. I tillegg har departementet bedt om en anbefaling innenfor scenariene. Avsluttende vurdering og anbefalinger gis i det avsluttende kapittel 8.

2. MODELLER FOR STATLIG EIERSKAP OG FINANSIERING AV INFRASTRUKTUR

2.1 Avgrensning av infrastrukturbegrepet

Med infrastruktur menes som regel fysiske systemer som skal legge til rette for økonomisk og velstandsmessig utvikling i samfunnet. Infrastruktur har også en ikke-fysisk fortolkning i form av samfunnets organisasjons- og systemmessige tilbud som f.eks. utdanningssystemet, rettsvesenet, finansmarkedet og internett.

Tradisjonelt kjennetegnes fysisk infrastruktur av at det kun finnes ett system eller type utbygging som dekker alle aktører; personer, bedrifter osv. Vei, jernbane, telenett, vann- og avløpsnett er alle eksempler på slik infrastruktur. Fysiske nett kjennetegnes også ofte ved at det kreves store initielle investeringer og av "economies of scale", dvs. fallende gjennomsnittlige enhetskostnader i forhold til kapasitetsinstallasjon og kapasitetsutnyttelse.

Et viktig kjennetegn er at slik grunnleggende infrastruktur ofte eies og drives av myndighetene, eller at disse funksjonene ivaretas av selskaper i naturlig monopolstilling som er regulert av myndighetene.

Det finnes også anlegg som kan kalles infrastruktur, men der eierskapet ligger hos private eller offentlig eide aktører som i større eller mindre grad er styrt av myndigheter. Eksempler på dette kan være mobiltelefonnett, havner, fergeterminaler, mfl. Et kjennetegn kan være at aktørene har bygget infrastrukturen på grunnlag av konsesjoner eller spesielle tillatelser fra myndigheter. I noen tilfeller er statlig engasjement i denne type infrastruktur begrunnet med vanskelighetene med å oppnå tilstrekkelig lønnsomhet, eller for å ivareta spesielle samfunnshensyn, f.eks. knyttet til forsvars- og beredskapsbehov.

En rekke viktige funksjoner i samfunnet, som vi gjerne oppfatter som infrastruktur, styres likevel helt og holdent av aktører som i utgangspunktet opptrer på bedriftsøkonomisk grunnlag. Eksempler kan være distribusjonsanlegg for olje og LPG, foredlingsanlegg i landbruket (Tine, Gilde), kraftstasjoner, godsterminaler, mfl.

2.2 Bredden i mulige eierskapsformer

2.2.1 Innledning

Før vi går videre og behandler spørsmål om hvilke eierskaps- og finansieringsformer som kan være *ønskelige*, vil vi i dette kapitlet beskrive hvilke modeller som er *mulige*. Formålet er å klargjøre nærmere hvilke modeller som det kan velges blant når beslutning om finansiering av gassinfrastruktur skal treffes.

I punktene 2.2 og 2.3 gis en teoretisk oversikt over ulike alternative modeller. Fordi formålet på dette stadium er å skaffe seg oversikt over alternativene, er fremstillingen gitt i skisseform uten noen nærmere beskrivelse av de juridiske og finansielle enkelthetene.

I pkt. 2.4 følgende vil det blir gitt en beskrivelse av henholdsvis norsk og internasjonal *praksis*. Fremstillingen er delt mellom generelle observasjoner av oversiktsmessig karakter og beskrivelse av visse konkrete infrastrukturer. Den konkrete beskrivelsen vil særlig omhandle organisering av større infrastrukturutbyggingsprosjekter, samt organisering av gassinfrastruktur internasjonalt.

2.2.2 Eierskap og finansiering

Grunnleggende sett kan det skilles mellom det tilfelle at *private* bygger, eier og driver infrastrukturen (privat eierskap) eller det tilfelle at *staten* gjør dette (statlig eierskap).

Det *private eierskap* vil være kjennetegnet av at den statlige medvirkningen ytes som offentlig støtte – enten i form av investeringsstøtte, driftsstøtte eller sluttbrukerstøtte (se punkt 2.3 nedenfor) – som verken gir eierandel i prosjektet eller noen annen form for avkastning. De private aktørene (eventuelt også kommuner) påtar seg all risiko,[2] herunder markedsrisikoen.[3]

Det fulle *statlige eierskap* er kjennetegnet av at staten (en statlig enhet) både bygger, eier og driver infrastrukturen. Private aktører er ikke involvert på annen måte enn som tradisjonelle leverandører av varer og tjenester. Staten påtar seg all risiko knyttet til utbygging og drift av infrastrukturen, herunder markedsrisikoen. De(n) statlige enhet(er) som utfører oppgaven kan i praksis organiseres som aksjeselskap (jf. Avinor AS), statsforetak (jf. Statnett SF) eller forvaltningsorgan/-bedrift (jf. Jernbaneverket). Finansiering må skje gjennom offentlige bevilgninger som kan ytes som egenkapital og gjeld i enheten (eventuelt med lavt avkastningskrav) og/eller som ren støtte.

I tillegg finnes det ulike *mellomformer hvor staten og private samarbeider* om utbygging, drift og/eller eierskap. Slikt samarbeid kan anta mange former. Nedenfor antydes fire slike alternativer:

Det første alternativ er ulike former for *joint ventures* hvor staten og private eier hver sin andel av det aktuelle infrastrukturforetaket. Oppgaven som skal løses blir felles, og all risiko er delt forholdsmessig etter eierandel. Finansiering vil måtte skje ved at hver part skyter inn egenkapital. Ytterligere statlig medvirkning må da bestå av ulike former for støtte etter samme regler som for prosjekter under privat eierskap.

---

[2] Med risiko forstås gjerne ansvaret for å bære finansielle konsekvenser av uforutsette hendelser.

[3] Markedsrisikoen kan beskrives som risikoen for at omfanget av og prisen på trafikken over infrastrukturen blir annerledes enn antatt, også kalt volumrisiko eller trafikkrisiko nedenfor.

Det andre alternativet er et funksjonelt samarbeid som går ut på at private aktører finansierer, bygger og eier infrastrukturen, mens *staten driver* den (jf. Gassled/Gassco-konstruksjonen). Statens risiko er her begrenset til selve gjennomføringen av operatørrollen. Staten vil derfor måtte yte eventuell investeringsstøtte til den private aktøren i samme grad som om prosjektet var fullt ut privat eid.

Det tredje alternativ er at private aktører finansierer, bygger og driver, mens *staten eier eller på et tidspunkt overtar eierskapet* til infrastrukturen (jf. OPS-prosjekter bl.a. i vegsektoren, se omtale i 2.5.2.1).[4] Under dette alternativet har den private aktøren risikoen for å gjøre infrastrukturen løpende tilgjengelig, mens staten normalt påtar seg markedsrisikoen. Denne risikoen kan staten også påta seg gjennom å kjøpe/leie kapasiteten i infrastrukturen uten formelt å overta eierskapet til den. Dersom infrastrukturen blir dyrere enn trafikken kan bære, må staten under dette alternativet dekke mellomlegget gjennom bevilgninger.

Det fjerde alternativ er at private aktører bygger og driver, mens *staten finansierer og eier* infrastrukturen. Likheten med foregående alternativ er at staten også her har markedsrisikoen. Forskjellen er særlig at i dette tilfellet finansierer staten infrastrukturen. Likevel går samarbeidet lengre i retning av partnerskap enn ordinære anbudsutsettinger, først og fremst fordi kontraktsstyringen her vil være mer fleksibel og målorientert. Staten vil normalt overføre det vesentligste av tilgjengelighets- og operatørrisikoen til de(n) private part(er) gjennom kontrakter. Med et stikkord kan dette kalles tjenesteutsettingskontrakter.

Av disse alternativene legger vi allerede på dette stadium til grunn at det for ny innenlandsk gassinfrastruktur er mindre aktuelt å velge det alternativet som går ut på at staten opererer den infrastruktur private har full risiko for (Gassled/Gassco-konstruksjonen). Årsaken er at det behovet for samordning og optimalisering av infrastrukturutnyttelsen som begrunner dette alternativet neppe vil være fremtredende for gassinfrastruktur nedstrøms, i alle fall ikke på kort sikt.

På det grunnlag står vi stikkordsmessig igjen med følgende fem alternative måter å organisere det statlige engasjement i gassinfrastruktur nedstrøms i Norge:

A. *Statlig* eierskap
B. *Privat* eierskap med statlig støtte
C. *Joint venture* (delt eierskap mellom private og staten)

[4] For en generell beskrivelse av OPS-prosjekter av ulik karakter, se KPMGs rapport til Nærings- og handelsdepartementet, mars 2003, www.odin.dep.no/nhd. OPS er der definert så vidt som *"[e]n offentlig tjeneste som utvikles og/eller drives av private (eller i samarbeid med det offentlige) der risiko fordeles mellom privat og offentlig sektor"*. Vi bruker imidlertid begrepet snevrere, bare omfattende den varianten at prosjektet drives av privat sektor i en kontraktsperiode før fasiliteten normalt (men ikke alltid) overføres til det offentlige. Dette finnes det flere eksempler på fra riksvegsektoren.

D. *OPS* (private bygger og driver, staten har markedsrisiko f eks gjennom eierskap)
E. *Statlig tjenesteutsetting*

De ulike alternativene medfører at risikoen mellom staten og de private aktørene fordeles på forskjellig måte. Oppsummeringsvis påtar staten seg risiki på følgende måte:

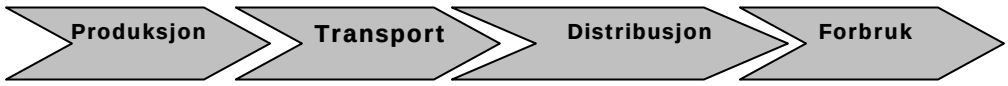
- *Tilgjengelighetsrisikoen*[5] og o*peratørrisikoen*[6] påtar staten seg bare under alternativ A og delvis C.
- *Markedsrisikoen* påtar staten seg under alle alternativene unntatt alternativ B og delvis C.

2.3 Generelle finansieringsordninger for infrastruktur

2.3.1 Innledning

Ulike former for eierskap kan kombineres med alternative finansieringsmodeller. Det foretas derfor innledningsvis en separat presentasjon av alternative modeller for finansiering.

Finansiering av infrastruktur kan ikke diskuteres atskilt fra totaløkonomien i forsynings-kjeden, herunder økonomiske forhold for alle aktører i systemet.



I prinsippet kan offentlig støtte rettes mot produsent, transportør, detaljist eller forbruker eventuelt kombinasjoner av disse. Dersom støttetiltakene rettes mot brukerne av infrastrukturen påvirkes betalingsviljen for infrastrukturtjenesten positivt (f.eks. behovsprøvet støtte til kjøp av gass/infrastrukturtjenester). Valg av leveringsmekanisme samt størrelsen på støtten til infrastruktur vil derfor avhenge av økonomiske forhold og rammevilkår både på produksjons- og forbruksområdet.

I denne rapporten vil en fokusere på finansiering av selve infrastrukturtjenesten. Det skilles mellom normal kapitalisering av selskaper og forskjellige leveringsmekanismer for offentlig finansiell bistand til infrastruktur. Med normal egenkapital menes kapitalinnskudd i selskapet fra eiere som skal betjenes over prosjektets levetid i henhold til eiernes avkastningskrav. Med normal fremmedkapital mens ved lån, prosjektfinansiering, leverandørkreditter etc. som skal betjenes fra prosjektets kontantstrøm.

[5] Med det menes risikoen for at infrastrukturen til en hver tid er tilgjengelig, hvilket innebærer at aktøren må løse oppgaver knyttet til bygging, vedlikehold m.v. av infrastrukturen.
[6] Med det menes risikoen for at driften av infrastrukturen er tilfredsstillende slik at naturgassen kan transporteres som ønsket.

2.3.2 Hovedalternativer for offentlig bistand, regulering

Det finnes et utall av leveringsmekanismer for statlig eller offentlig støtte til næringsvirksomhet. Her nevnes noen hovedkategorier:

- Statlige "soft loans" med fleksible vilkår, eksv. ansvarlige lån med tidsbestemt rente- og avdragsfrihet - konvertibilitet til aksjekapital
- Statlige garantier overfor långivere eller overfor investorene
- Investeringstilskudd – engangsytelse til infrastrukturselskapet til dekning av andel av initielle kapitalkostnader
- Driftsstøtte over hele eller deler av infrastrukturens levetid. Løpende tilskudd pr. levert enhet infrastrukturtjeneste eller i forhold til andre avtalte parametere. Mange ulike varianter av driftsstøtte.
- Regulering av tariffinntekter. Begrensninger og muligheter i forhold til prisdifferensiering (kryss-subsidiering), monopolprising osv. Behandling av kaptive kundegrupper, tilknytningsplikt etc.

De ulike tilskuddsformene kan utformes som rettigheter med fastsatte satser eller det kan etableres en konkurransesituasjon om den offentlige støtten mellom ulike aktører og løsninger. Dette kan som eksempel gjøres gjennom anbudskonkurranse der en velger de mest kostnadseffektive aktørene eller løsningene, det vil si de som krever minst støtte for å realisere et tiltak.

I flere eksempler på offentlig infrastruktur som er beskrevet i rapporten kan en se en historisk utvikling som går fra finansiering integrert i offentlige budsjetter via offentlige selskaper med fremmedfinansiering mot offentlige garantier, til privatiserte infrastruktur-selskaper som støtter seg mot tariffbaserte finansieringsmodeller eller som mottar direkte offentlig støtte.

2.4 Norsk praksis

Nedenfor beskrives noen eksempler på hvordan infrastruktur har blitt utviklet i Norge, med vekt på eierskap og statlig finansiering.

2.4.1 Kraftoverføring

Historikk[7]
Drivkraften i utviklingen av kraftsystemet i Norge fra århundreskiftet var næringsutvikling i nærhet av vannfallressursene. Energitilgangen lokket utenlandsk privat kapital til industri- og kraftutbygging.

[7] Kilde: Statkraft SF og NVE

I utgangspunktet var forsyningssystemet i Norge basert på bedriftsinterne og lokale nettverk. Som et eksempel utviklet elforsyningen på Østlandet seg fra små lokale til større regionale nettverk som krysset både kommune- og fylkesgrenser. Allerede under første verdenskrig var kraftforbruket her kommet opp på et nivå som gjorde det nødvendig å bygge ut større vannfall enn kommuner og fylker kunne påta seg på egen hånd. Staten fikk derfor allerede i 20-årene en viktig rolle i utbygging av kraftproduksjon og overføring mot Østlandet.

Stortinget bevilget lenge penger til elektrifisering av landet. Før annen verdenskrig hadde ca. 75 prosent av befolkningen i landet fått ordnet elforsyning. Det var vesentlig grisgrendte distrikter med dårlig økonomi som ikke hadde tilfredsstillende dekning. Det ble etter hvert et politisk krav at elektrisitet skulle føres fram til alle. I perioden fram til midten av 1960-årene sikret statsstønaden elforsyning til resten av landet. Senere er stønaden gått til å forsterke kraftnettet og sikre forsyningen i de samme områdene.

De regionale nettverkene utviklet seg gradvis til nasjonale nettverk med internasjonale forgreninger, fortsatt basert på stor grad av offentlig finansiering eller garantier. Etter hvert som man fikk bedre overføringsteknologi, måtte byggingen av kraftlinjer mellom landsdelene organiseres. I 1994 ble hele landet en del av samkjøringsnettet i og med at det ble bygd en kraftledning gjennom Nordland i forbindelse med Svartisen kraftanlegg.

Kraftnettet i Norge
I Norge er ledningsnettet inndelt i tre nivåer; det landsdekkende sentralnettet (riksveiene i strømforsyningen) som overfører strøm fra ett område av landet til et annet, regionalnettene (kraftforsyningens "fylkesveier" som fører strøm fra sentralnettet og fram til de lokale områdene) og de lokale distribusjonsnettene ("kommunale veier") som fordeler strømmen ut den siste strekningen fram til forbrukerne.

Statsforetaket Statnett eier 84 prosent av ledningene, transformatorene og koblingsanleggene i sentralnettet. Resten eies av 20-30 offentlige eller privateide selskaper. Alle "transport-anleggene" i sentralnettet inngår imidlertid i en felles oppgjørsordning som Statnett administrerer. Statnett og de andre som eier slike sentralnettanlegg, leier ut ledninger og stasjoner til sentralnettordningen.

Alle som leverer strøm inn eller tar strøm ut av sentralnettet betaler en transportpris til ordningen. Dette er et landsdekkende transportsystem, som gir et felles prissystem (tariff) for bruk av dette overordnede transportnettet. Sentralnettordningen skal gå i null over tid. Dersom tariffinntektene blir høyere enn leiekostnadene, betales dette tilbake i form av lavere transportpriser senere år. Og omvendt skulle ordningen gå i minus, tas dette igjen gjennom høyere tariffer senere.

Investeringer innenfor de maskete deler av transportnettet vil ofte tjene alle brukerne av nettet og vil normalt kunne belastes de generelle tariffer. Radialer eller forsterkninger i nett som kan henføres til spesifikke brukeres behov (f.eks. tilknytning av et produksjonsanlegg) vil kunne forlanges helt eller delvis finansiert gjennom anleggsbidrag fra brukeren. Dette vil i størst mulig grad plassere kostnader ved nettiltak på de som kan nyttiggjøre seg investeringene.

Som naturlige monopoler, er nettselskapene i utgangspunktet i posisjon til å sikre lønnsomheten av investeringer gjennom overveltning av kostnader på tariffene. Regulatoren NVE skal imidlertid gjennom sin reguleringsmodell stimulere til at effektiviteten i drift og investeringer er god. Dette gjøres hovedsakelig ved å kontrollere at de samlede inntekter fra overføringstariffene holdes innenfor nærmere definert rammer.

Kraftkabler for utveksling med utlandet kommer i en særstilling i forhold til finansiering og tariffering. Noen utvekslingsforbindelser vil kunne innlemmes i sentralnettet slik som Skagerrakkablene, mens andre kabler som de planlagte forbindelsene til Tyskland, Nederland og UK, var tenkt etablert utenfor sentralnettsordningen.

Slike internasjonale forbindelser har en analogi i den sammenkopling av regionale over- og underskuddsområder på kraft som representerte starten på et godt utbygd sentralnett for kraftoverføring i Norge. Mye av denne infrastrukturen er utbygd i statlig regi over statsbudsjettet og med nedbetaling over tariffene. Erfaringer har imidlertid vist at kabelforbindelser i dagens situasjon ikke lar seg gjennomføre på bedriftsøkonomiske kriterier og at samfunnsøkonomien også er skjør. Slik sett kan de organiserings- og finansieringsmodeller som har vært utredet for kraftkabler gi interessante erfaringer i samband med etablering av gassrørledninger som også vil ha diskutabel samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Case. North Sea Interconnector (NSI) [8]Ved planleggingen av en kabel fra Norge til Storbritannia (NSI) ble det forutsatt at kabelen skulle eies i fellesskap (Joint Venture) mellom det norske statlige foretaket Statnett SF og det private britiske sentralnettselskapet National Grid Transco. Mye av trafikk- eller inntektsrisikoen i prosjektet ble flyttet til kjøpere av langsiktige avtaler for kapasitet. På norsk side var dette tenkt å være Statnett med mulighet til overveltning av inntektsrisikoen mot sentralnettstariffen. Summen av garanterte kapasitetskjøpsavtaler fra norsk og britisk side samt egenkapitalinnskuddene fra eierne ble ansett tilstrekkelig for at eierselskapet kunne prosjektfinansiere kabelen.

Det grunnleggende inntektspotensialet for kabler ligger i handelsgevinster som oppstår fordi retningen i kraftflyten følger prisforskjeller mellom de to markedsområdene. Skipere av kraft ville tilført kapasitetseierne en vesentlig andel av denne handelsgevinsten gjennom en løpende auksjonsprosess i et annenhåndsmarked for kapasitet.

[8] NSI-kabelen har ikke fått konsesjon fra Olje- og energidepartementet på grunn av usikker samfunnsøkonomi og prosjektet er skrinlagt.

Inntektene fra disse auksjonene ble imidlertid ikke ansett tilstrekkelige for å rettferdiggjøre kabelen bedriftsøkonomisk. På grunn av svak bedriftsøkonomi, høy risiko og at de samfunnsøkonomiske gevinster hovedsakelig var antatt å tilfalle norsk side, var det lagt til grunn en asymmetrisk kostnadsfordeling mellom norsk og britisk side i prosjektet. I tillegg til disse selskapskonstruksjonene og partene, var det tenkt etablert et separat teknisk operatørselskap for utbygging og drift av kabelen. Modellen som var langt utviklet kom imidlertid ikke til gjennomføring.

2.4.2 Gardermoen-prosjektet

Det største infrastrukturprosjektet på lang tid i Norge har vært utbyggingen av ny hovedflyplass på Gardermoen og tilhørende vei- og jernbaneprosjekter. I alt ble det investert i størrelsesorden 20 mrd. kr (1992). Bakgrunnen for vedtaket var et behov for å øke kapasiteten for flytrafikken i hovedstadsområdet. I tillegg var det betydelig oppmerksomhet om de næringsmessige virkningene av lokalisering av en, eventuell, ny flyplass.

I hovedplanfasen var intensjonen at utbyggingen ville skje i regi av tiltakshaverne NSB og Luftfartsverket. Men i Stortingets vedtak ble det bestemt at utbyggingen skulle skje i heleide datterselskaper av disse; OSL AS og Gardermobanen AS. Hele prosjektet, dvs. flyplass og jernbane ble presentert og vedtatt som bedriftsøkonomisk lønnsomme prosjekter, og som ikke ville belaste de fremtidige offentlige budsjetter. Begge prosjektene ble i Stortingets utbyggingsvedtak sikret finansiering ved statlige lån. Veiprosjektene og Forsvarets utbygginger ble belastet disse etatenes budsjetter. Etter at prosjektene er ferdigstilt har det vist seg at flyplassutbyggingen ble gjennomført innenfor budsjettet.

I evalueringen av hele prosjektet (NOU 1999:28) antas det at OSL AS kan oppnå den forespeilende avkastning på 7 % på de investerte midlene. For Gardermobanen er imidlertid konklusjonen at det er utelukket at prosjektet kan gi den forespeilte 8 % avkastning. Dette skyldes både budsjettoverskridelser, urealistiske trafikkprognoser og høyere driftskostnader m.m.

I evalueringen blir aksjeselskapsformen vurdert som vellykket med tanke på lånefinansiering og gjennomføring av utbyggingen. Evalueringen understreker også viktigheten av den koordineringsenhet som ble etablert i Samferdselsdepartementet (GARPRO), men de peker samtidig på at denne enheten skapte en komplisert struktur og i praksis reduserte aksjeselskapenes egen styrings- og beslutningsfunksjon.

En annen ulempe ved aksjeselskapsformen var at utbyggerne kunne anklages for å "bruke det beste fra to verdener", dvs. å opptre som offentlig etat eller privat selskap etter hva som måtte passe best.

Gardermoen-utbyggingen har flere paralleller til en mulig utbygging av naturgassinfrastruktur. Myndighetene gjorde et bevisst valg med å bygge opp ny infrastruktur i et marked hvor det var etterspørsel, men hvor det også fantes annen infrastruktur tilgjengelig. Selv om det fantes forvaltningsorganer hvor utbyggingsansvaret kunne plasseres, så ble det valgt å opprette egne aksjeselskaper for utbygging og drift. Med forventningen om bedriftsøkonomisk lønnsomhet, var ikke offentlig finansiering noe viktig tema i beslutningen. For Gardermobanen har dette spørsmålet kommet opp i ettertid og ført til at gjeld er sanert, at infrastrukturen er overført Jernbaneverket BA og at Flytoget AS er et rent driftsselskap (2000).

2.4.3 Elektronisk kommunikasjon i Norge

De første *telegraf*linjer i Norge ble bygget ut i samband med byggingen av Hovedbanen Oslo – Eidsvoll og ble mest brukt til jernbanens eget formål. Begge deler var privat finansiert. Det offentlige engasjement startet med opprettelsen av Telegrafverket i 1855 og en linje fra Oslo til Drammen. Utbyggingen av telegrafnettet gikk relativt fort. De første internasjonale kablene ble lagt i 1860-årene, og de innenlandske linjene nådde frem til Vardø i 1870.

Telefonen kom først til Arendal og Tvedestrand i 1887 på grunnlag av et privat initiativ. International Bell åpnet i 1880 for trafikk i Oslo. Få år senere gikk dette selskap sammen med norske interesser i Christiania Telefonkompani, og i 1890-årene ble de første internasjonale linjer tatt i bruk.

Telegrafverket kom inn på telefonsektoren først i 1901 med overtakelsen av Christiania Telefonkompani. Dette gav startskuddet til bygging av rikslinjer, men det besto fortsatt mange private telefonselskaper i byer og tettsteder. Det siste private selskapet ble overtatt så sent som i 1974 av Televerket, som siden 1969 var blitt betegnelsen på Telegrafverket.

Konkurranseåpningen av markedet for terminalutstyr (apparater m.v.) i 1988 innledet en periode med sterk liberalisering av telesektoren i EU som Norge tilpasset seg, siden 1994 på grunnlag av EØS-avtalen. Liberaliseringen medførte omgripende omstruktureringer i alle land på området. Televerket ble omdannet til et statsforetak i 1994 og endret året etter navnet til Telenor AS. Foretaket ble delvis privatisert i 2000 og børsnotert. Konsernet er aktivt i de fleste segmenter av det norske elektroniske kommunikasjonsmarkedet og eier en stor del av infrastrukturen i Norge, inklusive betydelig satellittkapasitet. Det har også et betydelig internasjonalt engasjement.

Privat *kringkasting* startet på forskjellige steder i landet i 1920-årene. Telegrafverket sto for teknisk drift og vedlikehold. Inntektene kom fra reklame, men det ble også innført en stempelavgift på apparater og deler, og en lytteravgift. Avgiftene ble fordelt med 80 % til selskapet og 20 % til Telegrafverket.

Telegrafverket var en betydelig drivkraft da det største av disse selskapene, Kringkastingsselskapet AS i Oslo, i 1933 ble omdannet til Norsk Rikskringkasting. Telegrafverket ønsket utbygging av et riksnett etter samme prinsipper som lå til grunn for byggingen av telefoninettene, nemlig at de befolkningsrike områdene gjennom avgiftene i realiteten subsidierte utbyggingen til utkantene. Reklame var fortsatt en inntektskilde inntil den ble stoppet av okkupasjonsmakten under andre verdenskrig. Utbyggingen av overføringssystemene forble en offentlig oppgave også da *fjernsynet* ble en del av NRK i 1960.

Konkurranse i eteren oppsto på nytt i 1981 da en rekke nærradioer fikk konsesjon. Den første konsesjon på landsbasis til en privat reklamefinansiert kanal ble gitt i 1991. Liberaliseringen omfatter nå også fjernsyn.

Den fremtidige utbygging av elektronisk kommunikasjon i Norge drives frem av digitaliseringsprosessen som muliggjør *konvergering* av overføringen av tale, bilder og data. Infrastrukturutbyggingen beveger seg langs tre linjer: bredbåndsnett, tredjegenerasjons mobilnett og bakkebasert digitalt fjernsyn som etterhånden kan gi tilgang til Internett og e-post.

Aktuell politikk er at denne utbygging skal skje uten statlig finansiering. Statlige institusjoners og foretaks deltakelse skjer på kommersielle vilkår, jf. f.eks. St.meld. nr.32 (2001-2002) Om situasjonen i det norske mobilmarkedet.

2.5 Internasjonale eksempler

Internasjonale erfaringer og modeller for finansiering av infrastruktur, og spesielt naturgass, er av interesse når man skal vurdere alternative muligheter i Norge.

2.5.1 Naturgassinfrastruktur

2.5.1.1 Danmark

Etter at naturgass ble introdusert på det danske marked i begynnelsen av 80-årene, har forbruket økt sterkt og utgjorde i 2001 23 % av det danske energiforbruk. Gassen kommer fra den danske del av Nordsjøen som i sin helhet avtas av DONG Naturgas A/S, et 100 % statseid selskap. DONG selger både til det innenlandske marked og til utlandet.

Innføringen av naturgass i det danske energisystemet må ses på bakgrunn av "oljekrisen" på 70-tallet og funnene av naturgass på dansk sokkel. Det danske "Naturgassprosjektet" ble vedtatt i Folketinget i 1979, sammen med varmeforsyningsloven. Prosjektet involverte både statlige og kommunale aktører, og var basert på overordnet samfunnsmessig planlegging og virkemiddelbruk for å ta i bruk naturgassressursen innenlands i stedet for eksport. I tillegg til økonomiske overføringer til eierne av infrastrukturen (se nedenfor) har den danske

energipolitikken brukt avgifter, tilknytningsplikt og andre reguleringer på brukersiden – både ut fra miljøhensyn og for å legge til rette for bruk av naturgass.

Innenlandsk salg ble inntil nylig ivaretatt i hovedsak av fem regionale og regionalt/kommunalt eide gasselskaper, og disses marked var skjermet for konkurranse fra fjernvarme og vise versa. Infrastrukturen var blitt utviklet etter ønske fra statlige og kommunale myndigheter og finansiert gjennom lån. Dette førte til stor gjeldsbelastning for gasselskapene. De har over tid mottatt statlige subsidier gjennom prisregulering og avgiftsfritak. I alt ble dette i 1996 anslått til en effektiv årlig subsidie på 3 mrd. DKK (IEA, 1999).

De regionale selskapenes økonomiske problemer har ført til at de har inngått samarbeidsavtaler eller blitt kjøpt av DONG Naturgas. I tillegg kommer at EUs gassmarkedsdirektiv ville sette en stopper for den type markedsdeling som var grunnlaget for disse selskapene. Resultatet er en styrking av DONGs posisjon i det danske markedet. Selskapet er vertikalt integrert og dominerer det danske gassmarkedet fullstendig gjennom eierskap både til overføringsnett, lagre og distribusjonsnett. Distribusjonsselskapene har fått en mer kommersiell struktur. Teoretisk kan de drive kommersiell handel med gass, men dette begrenser seg foreløpig til de kunder som etter Gassdirektivet har markedsadgang. Fra 2004 vil samtlige naturgassbrukere ha rett til å velge sin leverandør.

Den danske regjering har planer om å privatisere DONG, men det er politisk enighet om at overføringsnettet, systemansvaret og naturgasslagrene skal skilles fra produksjon og salg gjennom opprettelsen av et nytt selskap med ansvar for overføring av både elektrisitet og gass. Selskapet skal være uavhengig av kommersielle interesser. Det anses likevel ikke å være en offentlig oppgave å *drive* infrastrukturen.

Private selskaper skal også kunne eie og drive infrastruktur. Det anses at krav om offentlig eierskap til ny infrastruktur ikke er i samsvar med EU-retten.

Med gjennomføringen av gassdirektivet vil myndighetenes rolle begrenses til tiltak med tanke på konkurransetilsyn, forsyningssikkerhet, miljøhensyn og forbrukeraspekter. Utbyggingen av infrastruktur er i stor grad tilbakelagt. Det danske "naturgassprosjektet" er den største enkeltinvestering i Danmark. Teknisk sett har det vært vellykket, men det har vært økonomiske problemer, bl.a. på bakgrunn av fallende energipriser og redusert etterspørsel. Det offentliges rolle i prosjektets utvikling kan karakteriseres som å ha gått fra offentlig planlegging til offentlig kontroll.

2.5.1.2 Sverige

I Sverige dekkes bare 2 % av energiforsyningen med naturgass, men i de områder på syd- og vestkysten der infrastruktur og distribusjonsnett er relativt godt utbygget, utgjør naturgass 20 % av forsyningen. Flere aktører utreder mulighetene for utbygging av infrastruktur i andre områder av Sverige.

På grunnlag av politiske retningslinjer fra Riksdagen siden 1988, er prinsippet for utbygging av naturgassinfrastruktur i Sverige at det skal skje ut fra naturgassens egen markedskraft og innen kommersielle selskaper. Statsstøtte til utbyggingen skal således ikke gis. I motsetning til i Danmark har utbyggingen dermed skjedd gradvis og i langt mindre omfang.

Naturgassen kommer i dag utelukkende fra danske felt og transporteres gjennom Danmark. Stamledningene i Syd- og Vest-Sverige eies av Nova Naturgas som står for import og transport både til egen distribusjon og til andre foretak. Sydgas AB driver avgreningene i Syd-Sverige. Nova Naturgas er en etterfølger av Vattenfall Naturgas som ble opprettet da Vattenfall solgte sine andeler til de øvrige eiere. Disse er Ruhrgas, Statoil, DONG og Fortum.

2.5.1.3 Finland

Det eksisterende finske gassnettet er bygget ut for utnyttelse av naturgass fra Russland. Det dekker den sydøstre og den sydlige del av landet der naturgass utgjør om lag 30 % av brenselet i kraftverk og i produksjon av kombinert kraft og varme. Naturgass står for 11 % av energiforsyningen i Finland som helhet.

Myndighetene fører en bevisst politikk for ytterligere utbygging med den doble målsetting å gjøre nye importforbindelser lønnsomme og samtidig bidra til å oppfylle klimagassforpliktelsene. Utbygging i vestre Finland skal være neste etappe.

Foretaket Gasum Oy eier og driver overføringssystemet og leverer til vel 40 lokale distribusjonsselskaper. Foretaket er organisert som et aksjeselskap der den finske stat eier 24 % pluss en såkalt K-aksje, og det statskontrollerte energikonsern Fortum 25 %. Gazprom og Ruhrgas er andre store eiere med henholdsvis 25 og 20 %.

2.5.1.4 UK

Naturgassmarkedet i Storbritannia var dominert av det statlige monopolselskapet British Gas. Selskapet ble privatisert i 1986 og de første uavhengige gassleverandørene var på markedet tidlig på 1990-tallet. Transco ble i 2000 fusjonert ut av British Gas-gruppen og står som eier og operatør av nasjonale og regionale gassnett. Transco er pålagt ansvar for forsyningssikkerhet og er underlagt offentlig prisregulering gjennom pristak. De ulike gasselskapene selger gass til ulike kunder og utnytter Transcos nett for å føre gassen frem. Med denne rendyrkingen av transportfunksjonen har UK gått lenger enn andre land. Det er likevel kun i lokal distribusjon at det er definert monopol. Loven åpner for at andre transportører kan få konsesjon over tid.

Det statlige naturgassregimet ble etablert i en situasjon med godt utbygd infrastruktur. Utbyggingen må antas å ha skjedd gjennom betydelig kryss-subsidiering innen BG-gruppen. Det er erkjent at det er flaskehalser under utvikling i det innenlandske transportsystemet og

dets forbindelse med ilandføringen i St. Fergus. På 90-tallet var myndighetene en sterk pådriver for etableringen av en gassforbindelse mellom UK og Belgia (Interconnector). Prosjektet ble imidlertid gjennomført, finansiert og drevet av private selskaper.

Det er også stilt spørsmål ved om Transco har de nødvendige incentiver til å investere i utvidelse av kapasiteten. I IEAs landhøring (2002) anbefales det å gjennomgå selskapets incentiver med det første, samtidig som forsyningsforpliktelsene anbefales flyttet til gassleverandørene.

2.5.1.5 Frankrike

Det franske gassmarked- og elektrisitetsmarked har parallelle utviklingstrekk. Gassmarkedet utviklet seg i utgangspunktet om lag på samme måte som i andre sentrale land i Europa, gjennom etablering av lokale distribusjonsselskaper med utgangspunkt i lokal produksjon eller bygass-systemer. Elektrisitetsmarkedet var særdeles fragmentert, og selv om det var tilløp til konsentrasjon i mellomkrigstiden, var det i Frankrike ved utbruddet av den annen verdenskrig ca. 2500 foretak i aktivitet, hvorav 1300 i distribusjon.

Situasjonen endret seg radikalt i 1946 da de franske myndigheter gjennomførte en meget omfattende samtidig nasjonalisering av både gass- og elektrisitetssektoren. Nasjonaliseringen omfattet både produksjon, overføring eller transport, distribusjon, eksport og import, Administrasjonen av disse oppgaver ble underlagt henholdsvis Électricité de France (EdF) og Gaz de France (GdF) som i dag fortsatt er rene statsforetak. På elektrisitetssektoren ble noen kraftprodusenter unntatt fra nasjonaliseringen, og det samme gjaldt de distribusjonsnett som lokale myndigheter opererte. EdF fikk imidlertid enerett til overføring.

I Frankrike har man utviklet et innenlandsk naturgassnett som når ut til en vesentlig del av det urbaniserte Frankrike. GdF er den prinsipale konsesjonær for overføring av gass i høytrykksnettene, men det eksisterer fortsatt to andre selskaper Gaz de Sud-ouest (GSO) og Compagnie Française de Méthane (CFM) som eier overføringsnett. GdF fikk i 2002 eierskapet til det ledningsnett som tidligere var blitt drevet på grunnlag av konsesjon.

GdF er den viktigste distributør av gass i Frankrike, og med sterk vertikal integrasjon. Men det eksisterer også et antall lokale distribusjonsselskaper, i hovedsak kommunalt eiet. Den del av elektrisitets- og gassmarkedet som ivaretas av uavhengige foretak utgjør imidlertid bare noen få prosent.

Det foregår fortsatt utvidelse av nettet, men i et saktere tempo enn tidligere. Naturgassen er i hovedsak importert gjennom rørledning fra Nordsjøen og LNG-havner ved Middelhavet og Atlanterhavet. Gaz de France (GdF) har hatt monopol på import av naturgass og har i praksis bygget opp infrastrukturen og markedet, i nært samarbeid med elektrisitetsselskapet EdF. Nye utbyggingsprosjekter har blitt vurdert i forhold til kravet om 8 % kalkulasjonsrente.

EdF og GdF står under tilsyn av Ministeriet for økonomi, finanser og industri på grunnlag av avtalemessige rammeverk som nå inngås for tre år ad gangen. Foretakene styres av administrasjonsråd som foruten statlig oppnevnte representanter også normalt omfatter personer i offentlige stillinger som fagkyndige medlemmer.

Begge foretak har i de seneste år økt sitt internasjonale engasjement i betydelig utstrekning. GdF er aktiv i leting og utvinning, også som operatør. Implementeringen av EUs gass-direktiv er vedtatt, men i mindre vidtrekkende form enn i de fleste andre land.

2.5.1.6 Nederland

Som i de fleste land på kontinentet eksisterte det i Nederland på et tidlig tidspunkt en betydelig produksjon av koksbasert gass fordelt på et relativt stort antall større og mindre produsenter med distribusjonsnett i større befolkningssentra.

Naturgass ble oppdaget i Nederland allerede i mellomkrigstiden, og Bataafsche Petroleum Maatschapij (BNP), et datterselskap av Shell, ble dannet i 1933 og fikk en eksklusiv, men tidsbegrenset rett til å lete etter hydrokarboner.

Større funn ble først gjort etter annen verdenskrig. I 1947 ble det private selskap Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM) opprettet, med BPM, Standard Oil og Esso som eiere. NAMs konsesjon forutsatte at all utvunnet gass skulle selges til den nederlandske stat. Transport og salg ble en oppgave for Rijksdienst Gasvoorziening, et underorgan av Økonomiministeriet. Denne oppgaven ble i 1957 overtatt av Statsgasbedrijf SGB.

I kraft av sin plikt til å avta bestemte andeler av gassreservene, ble den nederlandske stat etterhånden eier av betydelige mengder gass "under jorden". Disse mengder økte voldsomt etter Groningen-funnet. Avsetningen av gassen var imidlertid et problem.

På initiativ fra NAM ble i 1963 N.V Nederlandse Gasunie opprettet og overtok NAMs konsesjoner. I det nye selskap gikk Shell og Esso inn med 30 % hver, mens den nederlandske stat gikk inn med 40 % gjennom det tidligere forvaltningsforetaket Statsmijnen, som nå ble omdannet til et kommersielt foretak.

Gasunie fikk også ansvaret for transport og salg, og igangsatte en storstilt utbygging av infrastruktur med sammenknytning av eksisterende nett som på fastlandet var avsluttet ved utgangen av 1968. Nederland har dermed i dag et velutviklet system for distribusjon av naturgass. Utbyggingen har vært mulig gjennom prissetting basert på markedsverdi snarere enn kostnader og har dermed gitt mulighet for kryss-subsidiering.

Denne organisasjonsstrukturen besto i det vesentlige uendret frem til 2002. Som følge av tilpasningen til Gassdirektivet ble da transport- og handelsdivisjonen skilt ut av Gasunie

som selvstendige selskaper: Gastransport Services og Gasunie Trade & Supply. Det nederlandske gassmarkedet preges av modenhet. 97 % av husholdningene har nett-tilknytning.

N.V. Nederlandse Gasunie fremstår heretter som et rent holdingselskap der den nederlandske stat eier 40 % gjennom Energie Beheer Nederland B.V. og 10 % ved direkte eierskap. ExxonMobil Holding Company Holland Inc. og Shell Nederland B.V. eier 25 % hver.

Gasunie, med delvis statlig eierskap, har lenge hatt et de facto monopol på gasstransport i høytrykksledninger. Selskapets virksomhet, bl.a. prissetting for transport og pålegg om allmenn forsyning, reguleres gjennom en juridisk avtale med staten. Siden 1995 har man etablert noe konkurranse i gasstransport bl.a. gjennom tredjepartsadgang og adgang til å etablere konkurrerende overføringskapasitet. Mangfoldet av lokale distribusjonsselskaper er i dag vesentlig rasjonalisert, og man ser en utvikling mot integrasjon med annen type teknisk infrastruktur.

2.5.1.7 Tyskland

Den tyske gassektoren har også en lang forhistorie. Allerede på 1800-tallet startet private selskaper opp gassproduksjon på grunnlag av koks. Disse ble gradvis kjøpt opp av kommunene og dannet grunnlaget for kommunal gassforsyning. Regional gassforsyning oppsto først i mellomkrigstiden. Gassproduksjonen var for en stor del koksbasert og i stor industriell skala, men naturgassutvinning fra forekomster på land, særlig i Nord-Tyskland, kom også i stand.

Det tyske gassmarkedet ekspanderte sterkt da importert naturgass ble tilgjengelig i 80-årene. Egenprodusert gass utgjør fremdeles om lag 20 % av det tyske forbruket.

Gassektoren i Tyskland har en svært diversifisert eierstruktur, og det er i dag om lag 750 foretak virksomme i gassforsyningen. Forsyningsstrukturen lar seg grovt klassifisert inndele i tre nivåer med 5 dominerende importører på topp, om lag 30 regionale gassforsynings-foretak og ca. 700 lokale distributørselskaper. Grensene mellom disse tre nivåer er ikke klart trukket og det har vært betydelig vertikal integrasjon. Eierskapet til den tunge infrastrukturen er i hovedsak privat, men det har vært et betydelig kommunalt engasjement i utbyggingen av lokal infrastruktur som har medvirket sterkt til økningen av gassforbruket til oppvarming. De landsomfattende selskapene opererer i noen tilfeller parallelle rørledninger og i konkurranse.

Store lokale distributører er også virksomme regionalt, og importselskapene leverer også lokalt. Den vertikale integrasjon har øket etter fusjonen mellom Ruhrgas og E.ON. Fjernledningsnettet eies i hovedsak av fire selskaper (Ruhrgas, Thyssengas, BEB i Nieder-Sachsen og VNG i det tidligere Øst-Tyskland).

1998 var veiskillet i rammeverket for gassindustrien. Det ble da åpnet for fri etablering av overføringskapasitet og åpnet for tredjepartsadgang i innenlandske rørledninger. I praksis er det likevel mange hindringer mot full konkurranse. Myndighetene arbeider nå med utformingen av det fremtidige reguleringsregime for å sikre konkurranse iht. EUs gassdirektiv.

2.5.1.8 Hellas

Naturgass ble introdusert som en ny energibærer i Hellas i 1996. I 2000 stod gassen for 6,1 % av primær energiforsyning, og andelen forventes å stige ytterligere. Gassen importeres først og fremst gjennom rør fra Russland, og i noen grad som LNG fra Algerie.

Det greske offentlige gass-selskapet (DEPA) har en dominerende rolle i landets gassmarked og har vært ansvarlig for utbygging av infrastrukturen. Myndighetene har forpliktet seg til liberalisering i denne sektoren innen 2006 som del av oppfølgingen av EUs gassdirektiv.

2.5.1.9 USA

Naturgassinfrastrukturen i USA er i all hovedsak i privat eie. Unntaket er lokal distribusjon som i noen tilfeller er offentlig eiet. Gjennom det siste tiåret er det investert i betydelig økt kapasitet, spesielt for gasskraftproduksjon. Den nasjonale energiregulatoren (FERC) og statlige reguleringsmyndigheter fastsetter priser og regulerer kapasitetsutvidelser. Endringer i oppstrøms produksjonsmønster og et fremtidig importbehov gir behov for ytterligere investeringer i overføringskapasitet. Myndighetene vil vurdere incentivene for slike investeringer, men det er ingen interesse for at det offentlige skal engasjere seg i slike utbygginger.

2.5.2 Annen infrastruktur

2.5.2.1 Offentlig privat samarbeid

Samarbeid mellom offentlige og private interesser om finansiering av store utbygginger har fått økende interesse, ikke minst på grunn av problemer med å finansiere offentlig utbygginger. Når begrepet offentlig privat samarbeid brukes nå, gis det ofte en definisjon basert på det engelske uttrykket Public Private Partnership (PPP)[9], og litt snevrere enn det språklige innholdet: En *offentlig tjeneste som utvikles og/eller drives av private for det offentlige*.

Public Private Partnership (PPP) startet tidlig på 90-tallet i UK, bl.a. ut fra krav til slanking av offentlig sektor. Senere har denne samarbeidsformen fått økt utbredelse, og med sterkt

[9] I en utredning for Nærings- og handelsdepartementet (KPMG, mars 2003; http://odin.dep.no/nhd/norsk/publ/rapporter/) er det gitt en omfattende beskrivelse av OPS som konsept.

påtrykk fra Blair-regjeringen. I dag er formålet først og fremst fornyelse av offentlige tjenester og å gi grunnlag for innovasjon m.h.t. utbyggings- og driftsløsninger. Konseptet brukes først og fremst for infrastruktur som veier, og bygninger, hvor kontrakten omfatter både bygging og drift over en relativt lang periode. I UK er det inngått mer enn 530 OPS-kontrakter. Den største av dem er Channel Tunnel Rail link til 4 mrd. £. Ca. 100 sykehus er bygget etter OPS-modellen. Foreløpig inkluderer sykehuskontraktene teknisk drift, den neste utfordringen er å lage kontrakter som omfatter også den medisinske driften. Utfordringen er da kompleksiteten, og ressursene som må legges ned i tilbudsarbeidet. Allerede i dag er tilbudsarbeidet så ressurskrevende at det er begrenset hvor mange som kan delta i konkurransen.

Det som skiller OPS fra ordinære bygge- og tjenesteoppdrag er bl.a.:

- lang tidshorisont, som omfatter både utbyggings- og driftsfasen
- samarbeid basert på partnerskap og risikodeling

Det første norske eksempel på en slik OPS-kontrakt er Vegdirektoratet som har inngått kontrakt med Selmer Skanska om bygging og drift av veien mellom Klett og Orkdal for en periode på 25 år. Vegdirektoratet er trolig de som har arbeidet lengst med å ta i bruk dette konseptet. Men OPS har noen fordeler som gjør at konseptet kommer til å bli vurdert nøye bl.a. i kommunal sektor:

En OPS-kontrakt vil normalt innebære betaling i.h.t. levert tjeneste og på den måten unngår man noen av problemene som det offentlige kan ha med å skaffe investeringsmidler

Ved at utbygging og drift sees i sammenheng kan man legge til rette for mer langsiktige og samfunnsøkonomiske løsninger.

Det er ikke kjent at OPS-formen er brukt for naturgassinfrastruktur. Men det er heller ikke noe i veien for at det kan skje dersom det av andre grunner er ønskelig å definere infrastrukturen og distribusjonen som en offentlig tjeneste. Når man skal vurdere om OPS-kontrakt er hensiktsmessig, vil det legges vekt på:

- Potensialet for samfunnsøkonomisk gevinst ved at én part har ansvar for både utbygging og drift.
- Om den ansvarlige offentlige virksomhet har et finansieringsproblem.
- Om det er sannsynlig at private kan utnytte synergi mellom tjenesten og andre tjenester.
- Mulighetene for kostnadsreduksjon gjennom konkurranse.

OPS-kontrakter kan for øvrig ha stor variasjon når det gjelder risikofordeling, betalingsformer m.m.

2.5.2.2 Jernbane i Tyskland

I andre halvdel av 1800- tallet ble de største privateide jernbaneforetak nasjonalisert, sammenslått og organisert som "Länder"-jernbaner. Jernbanedrift var på denne tid en blomstrende forretning, og organisasjonsformen spilte mindre rolle. Jernbanene ble derfor – i tråd med det mest nærliggende etter datidens tenkning - organisert som offentlig myndighet. Denne hovedorganisasjonsmodell besto i hovedsak uendret frem til 1920 da "Länder"-jernbanene ble slått sammen til Deutsche Reichsbahn.

Deutsche Reichsbahn, som etter delingen av Tyskland også ble delt og i vest gikk over til å hete Deutsche Bundesbahn, sto overfor store vanskeligheter. Allerede i mellomkrigstiden hadde jernbanen begynt å miste markedsandeler innenfor godstransport. Dette fortsatte i etterkrigstiden. I tillegg til synkende markedsandeler på alle fronter, var investeringsbehovet etter krigsødeleggelser og krigserstatninger meget store. Etter gjenforeningen av Tyskland sto Deutsche Bundesbahn med en akkumulert gjeld i et omfang som gjorde den til en risikofaktor for balansen i Forbundsstatens budsjett.

Denne situasjonen utløste jernbanereformen i 1994. Deutsche Bundesbahn ble omdannet til et aksjeselskap og fritatt for ansvaret for infrastruktur og nærtrafikk av personer. I dette aksjeselskapet har Forbundsrepublikken skutt inn grunnkapitalen og sitter på alle aksjer. Selskapet er følgelig ikke børsnotert. Senere er selskapet blitt omdannet til et konsern med et antall underliggende produksjonsselskaper.

Ved omdanningen av Deutsche Bundesbahn til aksjeselskap overtok Forbundsrepublikken den akkumulerte gjeld som utgjorde 34 mrd €. Infrastrukturinvesteringene finansieres likeledes over Forbundsrepublikkens budsjett.

2.5.2.3 Elektrisitet i Tyskland

Den tyske elektrisitetsindustrien er på papiret sterkt diversifisert med om lag 100 aktører. Av disse har fremdeles en del lokale og regionale foretak offentlige eiere. Offentlige myndigheter har ofte aksjer eller eierandeler i større kommersielle konsentrasjoner som også kan være aktive i gassdistribusjon lokalt eller regionalt.

Markedet domineres imidlertid av fire store vertikalt integrerte aktører som til dels også er aktive i gassmarkedet og i andre former for økonomisk virksomhet. Dette er RWE, som med 33 % av markedet dekker de vestligste forbundsstater, E.ON, som har 26 % av markedet og dekker den midtre del av Tyskland fra nord til sør, samt Vattenfall Europe og EnBW, som hver med 14 % av markedet dekker henholdsvis Øst-Tyskland (med Berlin og Hamburg) og Baden-Württemberg.

Ett av trekkene i denne utvikling er en raskt økende utenlandsk deltakelse i eierskapet, som aksentueres ved Vattenfalls inntog i markedet, men som også gjør seg sterkt gjeldende i EnBW og E.ON. Samtidig er kommunalt eierskap på retur. Der hvor dette ennå holder stand på det sentrale plan er i RWE, som helt siden 1905 var dominert av en sammenslutning av kommunale andelshavere. Kommunale aksjonærer eier fremdeles 33 % av aksjene i RWE, og bare 15 % av aksjene er på utenlandske hender.

E.ON gir et eksempel på en konsentrasjon som har tatt opp i seg de betydeligste deler av statlig eierskap på elektrisitetssektoren. Starten på denne utvikling går helt tilbake til 1923 da Fristaten Preussen opprettet die Vereinigte Elektrizitäts- und Bergwerks-Aktiengesellschaft (VEBA) som en finansholding. Foretaket gikk i sin tid over til Det tyske rike og ble etter verdenskrigen Forbundsstaten Tysklands eiendom.

I 1965 gav Forbundsrepublikken majoritetsandelen av aksjekapitalen over til private hender, og i 1987 ble restandelen lagt ut på markedet. E.ON oppsto i 2000 ved en fusjon mellom VEBA og Vereinigte Industrie-Unternehmen Aktiengesellschaft (VIAG), som hadde en lignende forhistorie som VEBA.

E.ON opprettet samme år E.ON Energie ved en sammenslåing av Preussen-Elektra og Bayernwerk, og i 2001 overtok dette selskapet det store britiske elektrisitetsselskap Powergen, overtok kontrollen av det svenske foretak Sydkraft og ervervet 34 % av det finske Espoon Sähkö. Da E.ON i 2002 også overtok Ruhrgas oppsto en absolutt dominerende konsentrasjon i det tyske energimarkedet.

Forbundsrepublikkens og andre offentlige organers eierandeler i E.ON utgjorde i 2000 ikke mer en til sammen vel 8 % av aksjekapitalen, mens over 40 % var på utenlandske hender. Utbyggingen av kraftnettet er finansiert innenfor rammen av disse store og små kraft-selskaper, der aksjeselskaper har vært den foretrukne organisasjonsformen, også der offentlige myndigheter har stått som dominerende eiere.

2.6 Utviklingstrekk for etablering av ny infrastruktur

Utviklingen av tung infrastruktur av den type som denne studien beskriver (jernbane, telekommunikasjoner, elektrisitet og gass) har vært sterkt preget av politikk, samfunns-forhold og tilgang på naturressurser i det enkelte land. Samtidig finner en flere forhold som går igjen mer allment og som har styrt utviklingen, selv om løsningene varierer fra land til land.

Utgangspunktet for de tidlige utbygginger, der de startet på grunnlag av teknologiske nyvinninger, har nesten uten unntak vært private kapitalinteresser, med en utbyggingstakt som ble diktert av lønnsomhetshensyn. I den følgende fasen ser en nokså raskt tendenser til offentlig engasjement. Undertiden var dette motivert av ønsket om å øke det offentliges

inntekter, jf. jernbanene i Tyskland. I mindre land var offentlige investeringer nødvendige på grunn av mangel på privat kapital, eller fordi det av bredere samfunnsøkonomiske hensyn var ønskelig å foreta utbygginger som ikke var i stand til å tiltrekke seg privat kapital. Dette førte til at statlig organisasjon og eierskap av jernbane- og telekommunikasjonssektoren ble det dominerende trekk i Europa.

Også i Norge har private interesser, på 1800- og 1900-tallet, ofte vært pionérer i utbyggingen av infrastruktur. Eksempler på dette er kraftsektoren, telesektoren og bygass. Men statlige og kommunale myndigheter har også her kommet inn – av flere grunner. For det første er det vanskelig å bygge infrastruktur i et vidstrakt og grisgrendt land på kommersielle vilkår. For det andre har det ofte vært politiske mål om bredest mulig dekning knyttet til utbyggingen, enten det var snakk om telefonnett, elektrisitetsnett, veier e.l.

Infrastruktur av denne type karakteriseres av at overføringsstrekningene nesten alltid vil fremstå som et naturlig monopol, og av at lokal distribusjon oftest må være en særrett. Under disse forhold vil konsentrasjoner av eierskap og vertikal integrasjon skape særlig sterk markedsmakt, når den utøves på en så sentral samfunnssektor som energi. I mellomkrigstiden forsøkte de fleste store industriland å utøve en viss kontroll med elektrisitetssektoren. The Public Utility Holding Company Act av 1935 oppløste trustene i USA, i Storbritannia ble The Central Electricity Board opprettet i 1926 som en forløper for nasjonalisering av elektrisitetssektoren, mens Frankrike satte nettene under offentlig kontroll i 1935.

Militærstrategiske hensyn lå bak plasseringen av elektrisitets- og gass-sektoren i Tyskland under direkte statskontroll i 1930-årene. Tilsvarende årsaker lå til grunn for at Japan innførte et statlig elektrisitetsmonopol i 1937. Gjenreisningen i Europa etter den annen verdenskrig skapte grunnlag for nye statlige engasjementer på infrastrukturområdet, men på 70-tallet begynte markedsøkonomisk tenkning å gjøre seg sterkere gjeldende. På energiområdet ble liberaliseringstendensene imidlertid noe motvirket av oljeprissjokkene og beredskapshensyn. Den storstilte utbygging av atomkraftverk i Frankrike er ett av eksemplene på dette. Samtidig gav oljeprissjokkene støtet til en sterk utbygging av naturgassinfrastrukturen i Europa som i stor utstrekning skjedde på rent kommersielle vilkår og i betydelig grad med deltakelse av privat kapital.

En stor del av infrastrukturutbyggingen i Europa har skjedd i privat regi og på kommersielle vilkår. Likevel har det skjedd en vesentlig endring fra pionértiden for elektrisitet-, naturgass- og jernbanenettene, hvor myndighetenes rolle var minimal. Den senere private utbyggingen har i betydelig grad skjedd i ly av en eller annen form for monopol eller rettighet gitt av myndighetene. Det er dermed riktig å si at finansieringen har skjedd på kommersielle vilkår, men at utbyggingen har skjedd i et marked med liten eller ingen konkurranse.

Liberaliseringen av tjenestesektoren og av gass- og elektrisitetsmarkedet i EU, som begynte å skyte fart i 90-årene, har skapt en ny situasjon for organiseringen og finansieringen av

infrastrukturen i mange land. Prosessen har vært båret frem av krav fra forbrukerne om bedre og billigere leveranser eller tjenester, samt av behovet for å redusere belastningen på de offentlige budsjetter som gjennomføringen av prinsippet om universelle tjenester etterhånden har medført. Selv om det enkelte land har stor frihet til selv å definere omfanget av de universelle tjenester og å fravike konkurransereglene i denne sammenheng, pålegger reglene i stadig større utstrekning konkurranse om adgangen til å utøve en særrett.

Markedsåpningen i EU og EØS utsetter de tidligere monopolister for økende konkurranse på sine hjemmemarkeder, samtidig som liberaliseringen virker som en spore til etablering i andre land. Ønskeligheten av å kunne operere friere på kapitalmarkedene driver frem omorganisering av statsselskaper til mer kommersielle selskapsformer og til en struktur som er tilpasset internasjonal konkurranse. På flere sektorer skaper regulatoriske krav til organisatorisk skille mellom de faktiske monopoler på nettsiden, og de varer/tjenester som befordres over nettene, også en bølge av omorganiseringer, jf. EUs elektrisitets- og gass-direktiver.

Liberaliseringen har samtidig utløst et behov for å utvikle gode reguleringsregimer. EUs direktiver gir nasjonalstatene atskillig frihet til å velge form for dette regimet, basert på den struktur som er utviklet gjennom lang tid og nasjonal politikk. Målet om konkurranse kan dermed oppnås på flere måter. Der det ikke ligger til rette for konkurrerende infrastruktur, f.eks. parallelle gassrør, er tredjepartsadgang til infrastrukturen ansett som helt sentralt for å redusere de gamle monopolistenes markedsmakt.

I Norge førte liberaliseringen på 1990-tallet til markedsåpning av flere sektorer og til at eierskap ble overført til kommersielt organiserte selskaper, som i noen grad er blitt privatisert. Enten det er selskaper eller offentlige etater, har de ofte en enerett og en utbyggings- eller vedlikeholdsplikt knyttet til denne. Kraftnettselskapene har sine konsesjoner iht. energiloven, mens GSM og de kommende UMTS-systemene bygges ut av private på grunnlag av konsesjon. I privat fjernsyn og radio drives virksomhet som også er en form for infrastruktur, basert på konsesjon. I vei- og jernbanesektorene er det offentlige etater eller forvaltningsbedrifter som har ansvaret for utbygging, og de er i hovedsak finansiert over statlige budsjetter. Men i begge disse sektorene gjøres det forsøk med offentlig og privat samarbeid. Likeså er medfinansiering fra brukere (jf. bompenger) blitt vanlig. I utbyggingsprosjekter er det blitt vanlig å la private utbyggere ta ansvar for infrastrukturutbygging, først og fremst veier, gjennom utbyggingsavtaler.

Infrastrukturen for naturgass i andre industrialiserte land er bygget ut i varierende grad, men i de fleste europeiske land i langt større grad enn i Norge. Videre er denne infrastrukturen ofte bygget opp i regi av hel- eller halvstatlige selskaper, eller på annen måte i kraft av rettigheter de er tildelt. Det er særlig i løpet av 1990-tallet – og etter at betydelig gassinfrastruktur er bygget ut, at liberaliseringen i energimarkedet har skutt fart. Når det i Norge nå vurderes å etablere en innenlandsk infrastruktur fra grunnen av i en velutviklet

energiforsyning med flere meget konkurransedyktige energibærere, står en på svært mange måter i en helt annen situasjon enn i de fleste andre land.

Det er i etterhånd vanskelig å skaffe seg god oversikt over om det offentlige engasjement i infrastrukturutbygging har skjedd på utelukkende kommersielle vilkår, eller om etablering og drift av infrastrukturen har nytt godt av spesielle fordeler fra offentlig hånd, for eksempel i form av gunstige kapitaltilførsler, garantier eller skattebetingelser, eller ved generøs tariffsetting og mulighet for kryssubsidiering i en monopolsituasjon.

Etter den liberaliseringsprosess som er beskrevet ovenfor er situasjonen mer oversiktlig, samtidig som de offentlige intervensjonsmuligheter er kommet under overvåkning og kontroll. I EU-kommisjonens overvåking av gassmarkedet og statlig støtte på sektoren, blir støtte til infrastruktur fremdeles fremhevet som den viktigste støtteformen, i tillegg til støtte til leting og produksjon, FoU og støtte til forbrukerne av naturgass. Statlig støtte til utvikling av infrastruktur registreres imidlertid nå først og fremst som støtte til økonomisk svake regioner eller regioner uten gassinfrastruktur, dvs. som tillatte former for regionalstøtte. Støttenivåene varierer også betydelig, men sjelden over 50 % av investeringskostnadene.

I tillegg til statlig støtte gir EU selv støtte på markedsvilkår til såkalte transeuropeiske energinettverk (TEN). I hovedsak er dette støtte til internasjonale prosjekter, men det er også gitt støtte til infrastruktur for å nå nye regioner innen Spania, Portugal og Hellas. Utover støtte til infrastrukturutbygging i støtteberettigede områder, kan en derfor si at gassnettene i EU i dag finansieres på kommersielle vilkår.

Det sterke fokus som i flere år har vært på markedsreformer har nå aktualisert spørsmålet om sikkerhet i forsyningskjeden – ikke bare for naturgass. For det første konstateres det at det liberaliserte markedet i seg selv ikke gir tilstrekkelig signaler til nye investeringer i gassproduksjon og overføringskapasitet. For det andre spørres det om hvordan man skal sikre en utbygging av infrastrukturen som møter etterspørselen i tid og rom. Problemet oppstår fordi det sjelden er konkurranse på infrastrukturleddet; det kan derfor bare løses ved offentlige reguleringstiltak.

2.7 Andre infrastrukturprosjekters relevans til statlig engasjement i gassinfrastrukturutbygging i Norge

Gjennomgangen av eksempler på større infrastrukturprosjekter, og statens engasjement i disse, har gitt svært få med relevans til en foreliggende gassinfrastrukturutbygging i Norge. Interessante paralleller ville være preget av:

- forestående kapitalkrevende investeringer
- etterspørsel som ikke kan forsvare storskala utbygging på kommersielle vilkår

- utbygging av infrastruktur i et marked hvor det allerede finnes tilbud av produkter som i noen grad kan erstatte det nye produktet
- politisk interesse for å gjennomføre prosjektet
- konkurranserettslige forpliktelser som reduserer myndighetenes frihetsgrader i valg av støtteform.

I naturgasshistorien er trolig de danske erfaringene de mest relevante, særlig ved at myndighetene definerte innenlandsk naturgassforsyning som et mål. Men det danske naturgassprosjektet ble etablert, og langt på vei gjennomført, før liberaliseringen i energimarkedene skjøt fart. Selv om denne utbyggingen ikke har vært økonomisk vellykket, så stod myndighetene atskillig friere til å sette rammebetingelser som muliggjorde utbyggingen. Mange av aktørene i utbyggingen var offentlig eide selskaper, eller selskaper som var strengt regulert av myndighetene.

I UK har myndighetene gått lenger enn de fleste i å legge til rette for konkurranse i gassmarkedet, og i å skille overføring fra produksjon og salg. Dette eksemplet skiller seg også vesentlig fra Norge, ved at man over lang tid hadde bygget opp en innenlandsk infrastruktur – og ved at etterspørselen etter energi var betydelig mer konsentrert.

I andre land har naturgass i større grad blitt bygget ut basert på private interesser. Men offentlige aktører har i mange tilfeller hatt en viktig rolle, eller utbyggingen har skjedd i ly av tildelte eller de facto særretter som har gitt muligheter til monopolinntekter eller kryssubsidiering fra inntekter fra gassalg.

I Hellas skjer det for tiden en utbygging av den innenlandske naturgassforsyning. Imidlertid synes organiseringen og det statlige engasjementet å finne sted under økonomiske og samfunnsmessige forhold som gjør dette eksemplet mindre relevant for Norge.

I kraftsektoren er det betydelig erfaringer knyttet til kraftnettet, regulering av dette og offentlig engasjement. Både erfaringene og de etablerte institusjonene kan utnyttes også i forhold til gassinfrastruktur. Det er likevel en vesentlig forskjell i viktighet mellom å videreutvikle det landsomfattende kraftsystemet i forhold til å innføre en konkurrerende energibærer.

Utenfor naturgass-sektoren kan flyplassprosjektet på Gardermoen sees på som et stort infrastrukturprosjekt basert på offentlige prioriteringer. Både flyplassen og Gardermobanen ble imidlertid vedtatt som bedriftsøkonomiske prosjekter, en forutsetning som ikke er naturlig for storskala naturgassinfrastruktur. At Gardermobanen ikke ble noe lønnsomt prosjekt fikk konsekvenser i ettertid, særlig for staten som hadde lånt penger til prosjektet.

Innen IT- og telesektoren har det skjedd store omveltninger, med utgangspunkt i ny teknologi og liberalisering av markedene. Ny utbygging av infrastruktur skjer i stor grad på

kommersielle vilkår eller fullt ut i privat regi, men basert på konsesjon fra myndighetene. Selskaper med offentlig eierskap, som ofte eier store deler av eksisterende infrastruktur og dermed har betydelige muligheter til å kryss-subsidiere, er ofte tungt inne i disse prosjektene. På det regulatoriske plan går utviklingen mot etablering av stadig mer ordinære konkurransesituasjoner.

3. GENERELLE FORDELER OG ULEMPER VED ULIKE EIERSKAPS- OG FINANSIERINGSFORMER

Utredningens fokus er ulike former for statlig engasjement i infrastrukturutbygging. De viktigste dimensjonene ved dette er eierskap og finansiering. I tillegg til de generelle rammebetingelsene, vil staten under visse forutsetninger kunne ta en direkte rolle gjennom finansiell støtte eller om nødvendig også ved eierskap. Staten vil naturlig ha en rekke roller som også er relevante for utbyggingssituasjonene. Dette rommer bl.a.:

- Tilsyn med konkurranse, sikkerhet osv.
- Planlegging av arealer og samfunnet som helhet
- Miljøkrav gjennom konsesjoner o.l.

I disse rollene er likevel staten en nøytral aktør i forhold til aktørene i markedet. Oppdragets mandat representerer en implisitt premiss om at lønnsomhet og risiko knyttet til utbyggingen gjør at et statlig engasjement er nødvendig for å realisere denne, eller nødvendig for å realisere den i den form som myndighetene ønsker.

Eksemplene i kap.2 viser en historisk utvikling hvor staten ofte fikk og tok en viktig rolle utover på 1900-tallet. Markedsåpningen fra 1990-tallet og fremover har åpnet for flere typer statlig engasjement, men med sterke begrensninger ut fra bl.a. konkurransehensyn. Det er denne situasjonen, og den utvikling som tegner seg fremover, som må legges til grunn for vurderingen av mulige løsninger for gassinfrastruktur i Norge. I det følgende gis en oppsummering av fordeler og ulemper for de ulike eierskapsformene og i noen grad tilhørende finansieringsformer.

3.1 Privat eierskap

Privat eierskap er generelt hensiktsmessig for konkurranseutsatt virksomhet, bedriftsøkonomisk lønnsomme tiltak eller tiltak der de private eiere bærer hovedparten av markedsrisikoen forbundet med tiltaket. Privat eierskap vil være særpreget av hensynet til bedriftsøkonomisk lønnsomhet dvs. effektiv og lønnsom utbygging og drift, og lønnsomhetskravet vil normalt være definert av alternative investeringsmuligheter.

I forhold til offentlig eierskap vil det derfor i praksis være større alvor og konsekvens i forhold til å utforme og drive prosjektet økonomisk. Gjennom det private eierskap utfoldes sterkere og mer profittorienterte drivkrefter, noe som bl.a. vil gi seg utslag i en bedre evne til å utvikle forretningsvirksomheten i en lønnsom retning. For infrastruktur vil dette bl.a. kunne gjøre seg gjeldende ved en større evne til å utvikle markedet og dermed skape trafikk eller kapasitetsutnyttelse i infrastruktursystemet.

Privat eierskap vil ofte innebære et noe kortere tidsperspektiv på investeringer enn det offentlige eiere har. Dette gir seg ofte utslag i et høyere avkastningskrav. Et utslag av dette vil være at utformingen av et anlegg optimaliseres etter kortsiktige kontantstrømhensyn. I infrastrukturprosjekter kan dette medføre at kapasitet og andre tekniske egenskaper ved anlegget ikke blir samfunnsøkonomisk optimalt fastsatt.

Det offentlige kan likevel yte tilskudd til private eiere for å få et tiltak realisert eller for å påvirke utformingen av tiltaket slik at det ivaretar bredere interesser. Privat eierskap kombinert med et investeringstilskudd eller lignende vil dermed kunne avgrense og kontrollere statens engasjement tidsmessig og størrelsesmessig, samtidig som det kan utløse, i privat regi, samfunnsmessig ønskede løsninger som ellers ikke ville ha kommet.

I private prosjekter vil risiko, risikopremier og avkastningskrav være nøye knyttet sammen. Høy markedsrisiko fører til høye finansieringskostnader og høyt avkastningskrav til prosjektet. Risiko som vanskelig kan kontrolleres av det private selskapet, så som politisk risiko som påvirker kapasitetsutnyttelsen, vil kunne føre til høye avkastningskrav med tilhørende behov for større offentlig støtte.

Infrastruktur, med de økonomiske kjennetegn som særpreger denne, vil ofte ikke kunne realiseres med privat eierskap med mindre eier samtidig får eksklusive rettigheter, eksempelvis monopolroller som sikrer en tilfredsstillende framtidig kontantstrøm. Privat eierskap kan derfor føre til større behov for offentlig regulering og påpasselighet i forhold til bestemmelser om tredjepartsadgang og andre konkurranseregulerende problemstillinger.

En privat løsning vil kunne føre til en i samfunnsøkonomisk forstand suboptimal løsning for det energisystemet som utvikles, f.eks. ved at kapasiteten blir for liten eller ved at løsningen virker uheldig i forhold til optimal fordeling blant energibærere. Slike hensyn kan imidlertid til en viss grad ivaretas ved konsesjonskrav.

3.2 Offentlig eierskap

Offentlig eierskap til forretningsmessig virksomhet har noen ulemper som kan påvirke resultatene. Eierstyringen er mindre profesjonell og kan være påvirket av kortsiktige politiske hensyn. Når dette sies på prinsipielt grunnlag, så hører det også med at det skjer en stadig profesjonalisering av, og debatt om, det statlige eierskap i Norge. Det er imidlertid utstrakt empiri som underbygger at det er forskjell å forvalte "egne penger" i forhold til å forvalte "andres penger", med mindre forvaltningen kan stimuleres med ulike insentivmekanismer som det er liten tradisjon og aksept for innenfor offentlig sektor.

En annen ulempe er at større prosjekter vil kunne kreve lang politisk behandling i form av bevilgningsvedtak og senere tidkrevende politisk behandling av viktige strategiske tilpassninger som kan bli nødvendige i løpet av levetiden.

På den annen side kan det offentlige legge til grunn et lengre tidsperspektiv og videre samfunnsmessige hensyn på investeringstidspunktet enn det private eiere normalt gjør. Løsninger som er samfunnsøkonomisk riktigere utformet kan også utløses som følge av mer moderate lønnsomhetskrav fra det statlige eierskapet.

Infrastruktur har økonomiske egenskaper som ofte forutsetter offentlig finansielt engasjement i en tidlig fase. Ved etablering av ny infrastruktur står en ofte overfor en situasjon der det er behov for en utløsende rolle. "Høna og egget "– situasjonen er typisk, dvs. det er liten etterspørsel før det finnes et tilbud, og det etableres ikke tilbud i mangel av etterspørsel. Offentlig engasjement, eventuelt eierskap i en eller annen form, kan derfor være avgjørende for å realisere infrastruktur på en samfunnsmessig riktig måte, dvs. sted, tid, kapasitet, utforming og bruksmuligheter. Spesielt vil dette være best ivaretatt der det skal utvikles et større nasjonalt infrastrukturtilbud som skal fases inn over tid.

Dersom infrastruktur gir adgang til kaptive forbrukere, dvs. forbrukere som blir avhengig av en leveringskanal, vil investeringer kunne forrentes over tariffen eller ved ulike former for kryssubsidiering. Tildeling av slike eksklusive rettigheter til private selskaper er etter hvert blitt komplisert av internasjonalt og nasjonalt regelverk. Privat eierskap vil imidlertid også være vanskelig der ny infrastruktur er "konkurranseutsatt". Konkurransepolitiske hensyn vil derfor som oftest være bedre ivaretatt gjennom offentlig eierskap fordi det da oppstår mindre grunn til å mistenke infrastrukturselskaper for å favorisere særskilte brukere.

Offentlig eierskap eller engasjement i infrastruktur kan virke risikostabiliserende ved at forutsetningen for lønnsom drift tilrettelegges av det offentlige gjennom utøvelse av annen regulering eller forvaltning. Slik sammenblanding av eierskap og regulatorfunksjoner kan skape flere uheldige situasjoner i den grad den utøves på en konkurransevridende måte. Offentlig eierskap eller deleierskap kan imidlertid bidra til å håndtere den politiske risiko noe bedre enn rent privat eierskap vil kunne oppnå.

Endelig har offentlig eierskap bedre forutsetninger for å sikre finansiering av utbyggingsprosjekter enn private eiere. Enten finansieringen skjer som statlige lån eller ved hjelp av statlige garantier, så vil resultatet normalt være gunstigere enn privat finansiering. Selv uten statlig finansiering, må man anta at et statseid selskap som er engasjert i en anerkjent samfunnsoppgave vil ha fordeler i finansmarkedet i forhold til en privat aktør. Private finansieringsløsninger kan imidlertid bli gjort relativt konkurransedyktige dersom det ligger inne en implisitt statlig garanti ved eksempelvis en langsiktig statlig leieavtale eller lignende.

3.3 Delt modell

Gjennom ulike former for samarbeid mellom offentlige og privat eierskap kan det etableres modeller som bygger bro mellom de fordeler og ulemper som modellene ovenfor har.

3.3.1 Joint Venture

Felles privat og offentlig eierskap vil kunne tilføre selskapet en del av de positive egenskapene til den private eierskapsformen og forhindre en del av overstyringsmulighetene som anses om problematiske i helstatlige selskaper. I et joint venture vil avkastningskrav og horisont på beslutningen i stor grad bli styrt av det private eierskapet. Statens deltakelse kan likevel redusere den risiko og kapitaleksponering som private selskaper opplever. Joint venture med statlig deltakelse er likevel ikke tilstrekkelig til å sikre en samfunnsmessig riktig utforming av infrastrukturen. Det krever andre former for statlig styring og andre leveringsmekanismer for statsstøtten.

3.3.2 Privat eierskap og statlig drift, jf. Gassco

Valget av modell for transportselskapet for naturgass fra norsk sokkel er i stor grad historisk betinget og delvis en erstatning for eierskap. Oljeselskapene eier infrastrukturen gjennom Gassled, mens det statlige Gassco har driftsansvaret. På denne måten kan staten sikre en nøytral forvaltning av kapasiteten og tilfredsstillende avkastning på investert kapital til eierne. Gassco-modellen gir staten mulighet til å legge premissene for bruken av infrastrukturen, men er ikke et svar på behovet for statlig engasjement i planleggings- og utbyggingsfasen for bl.a. å sikre samfunnsmessig riktig utbyggingsmønster og -dimensjon. I kraftsektoren har en internasjonalt opplevd svakheter med uavhengige systemoperatører (ISO-modellen) fordi mangel på eierskap ikke har gitt systemoperatøren betryggende adgang til styring og påvirkning av nødvendige investeringer.

3.3.3 Statlig eierskap og privat drift, jf. OPS

OPS-modellen sikrer insentiver til kostnadseffektiv utbygging og teknisk drift etter de spesifikasjoner som det offentlige stiller til anlegget. Flere aktører vil i prinsippet kunne konkurrere om å bygge og lease ut bruksretten til infrastrukturen - med rett til det offentlige om å overta eierskap etter en tid. Den private parten vil selv finansiere, bygge ut og drive infrastrukturen. Selmer Skanskas prosjekt med utbygging og drift av vei i Sør-Trøndelag er et eksempel på dette.

Det offentlige vil i denne modellen kunne sikre samfunnsøkonomisk riktig utforming og bruk av kapasiteten. Ved at det private tar utbyggings- og driftsrisiko og har et sterkt insitament til kostnadseffektivitet gis det mulighet til innovative løsninger for å møte kravene som er gitt. I veieksemplet er det staten som bærer trafikk- og inntektsrisikoen, altså markedsrisikoen. Så lenge dette er et område som utbyggerne har liten innflytelse over, er det gode grunner for at staten bærer denne risikoen. Alternativet ville være at staten – eller brukerne – måtte betale en høy premie for denne risikoen.

Staten vil trolig ha lavere finanskostnader enn private utbyggere, noe som kan tilsi at denne modellen gir en "for høy" leiekostnad. Men noe av dette kan altså innvinnes ved en

statsgaranti i en langsiktig leieavtale og ved riktige insentiver til kostnadseffektiv utbygging og drift.

3.3.4 Tjenesteutsetting

Ved riktig kontraktsutforming kan det etableres gode insentiver til kostnadseffektiv utbygging og drift. Slik tjenesteutsetting sikrer konkurranse om de isolerte oppdragene og reduserer risikoen knyttet til utbygging og kostnader ved drift. Modellen innebærer et større finansieringsbehov på statens hånd, og er alt i alt administrativt mer byrdefull for staten enn OPS-kontrakter.

Det er et betinget potensial for en samlet sett billigere løsning gjennom tjenesteutsetting. Staten er imidlertid erfaringsmessig ikke spesielt god i rollen som innkjøper eller prosjektleder. Staten vil også her styre utnyttelsen av infrastrukturen og utformingen av denne.

3.4 Oppsummering

Drøftingen ovenfor gjelder eierskap og finansiering til stor infrastruktur generelt. Når en skal vurdere de generelle fordeler og ulemper ved alternativene i forhold til konkrete infrastrukturprosjekter, vil en måtte ta hensyn til de spesifikke forhold som gjør seg gjeldende i hver bransje. Samtidig vil det være slik at den økonomiske karakteren ved infrastrukturen, og det spesifikke prosjektet, vil påvirke valg av modell. Et svakt ulønnsomt prosjekt vil kunne eies av private med en viss statlig startbistand, mens det for klart ulønnsomme prosjekter med stor markedsrisiko kan være gode argumenter for offentlig eierskap.

3.5 Generelle fordeler og ulemper ved ulike finansieringsmodeller

Ved vurdering av finansierings- eller støtteformer vil et viktig utgangspunkt være å finne en leveringsmekanisme for støtten som utløser tiltaket til lavest mulig kostnad for det offentlige dvs. kostnadseffektivitet. Det er også viktig å diskutere hvor i forsyningskjeden støtten innrettes fordi dette vil kunne ha betydelige utslag på viktige kriterier. Utgangspunktet for denne studien er imidlertid først og fremst tiltak rettet inn mot infrastruktur.

Det er ønskelig å unngå overkompensasjon dvs. ytelser som går utover hva som er nødvendig for utløse tiltaket. Dette prinsippet er også nedfelt i internasjonalt regelverk for statsstøtte. At ordningen er tilfredsstillende i forhold til internasjonale rammer og nasjonale lover og forskrifter for øvrig er i seg selv et kriterium for valg av leveringsmekanisme. Dette innebærer også at støtten ikke bør utformes på en slik måte at den bidrar til å hemme konkurranse der konkurranse er mulig eller hemmer muligheten til reguleringstiltak overfor aktørene.

Administrative kostnader ved ordningen bør være lave, noe som tilsier at antall aktører som mottar støtten ikke bør være for stort. Dette kan tilsi at det vil være praktisk å støtte eiere av infrastruktur eller et engrosmarked for kapasitet framfor brukere.

Valg av leveringsmekanisme vil ha ulike fordelingsvirkninger og vil gi ulik grad av dekning. Forskjellige ordninger vil også i forskjellig grad treffe de brukergrupper de er utformet for å treffe. Potensielle brukergrupper kan falle utenfor. Dersom støtten fokuseres oppstrøms i forsyningskjeden, vil virkningen kunne bli mer nøytral overfor aktuelle sluttbrukere sammenlignet med en situasjon der støtten innrettes mot utvalgte sluttbrukere eller konkrete geografiske lokasjoner.

En viktig dimensjon i valg av finansieringsform overfor private aktører er insentiv-virkninger. Støtten bør bidra til at støttemottakere opprettholder en riktig insentivstruktur f.eks. til å opptre med effektivitet og å sikre samfunnsøkonomisk utforming og drift av infrastrukturen.

Dersom det er stor volumrisiko (trafikkrisiko) i en infrastruktur og man ønsker at en privat part skal ta denne, vil dette innebære en høy risikopremie. Det er generelt lang nedbetalings-tid og det er ofte markeder med høy politisk risiko i infrastruktur. Høy risiko ledsages av høyt avkastningskrav og ofte høye finansieringskostnader. Dersom et statlig investerings-tilskudd skal avlaste slik risiko, kan premien bli så høy at staten i stedet vil kunne være tjent med å selv bære en slik risiko. Alternativet vil her være en løpende driftsstøtteordning som er mer behovstilpasset. De samlede risikopremier vil kunne bli mindre hvis ulike grader av eksponering i slike prosjekter fordeles mellom de parter som er best egnet til å styre eller påvirke risikoen.

Støtteformer vil derfor i en viss grad avhenge av graden av bedriftsøkonomisk ulønnsomhet eller risiko i infrastrukturprosjektet. Dersom det er langsiktige og fundamentale barrierer mot bedriftsøkonomisk lønnsom drift av infrastrukturen dvs. høy markedsrisiko, taler flere forhold for høy grad av offentlig engasjement og langsiktig engasjement.

Står man derimot overfor et startproblem for et nytt marked og en "infant industry" utfordring, vil offentlig engasjement i oppstartsfasen kunne utløse en positiv utikling og et fundament for langsiktig økonomisk drift. I slike tilfeller vil det være tilstrekkelig og ønskelig med et statlig tilskudd i en eller annen form tidlig og deretter bør det offentlige kunne trekke seg ut.

Grad av forutsigbarhet er også viktig ved offentlige støtteordninger. For mange private aktører representerer investeringstøtte høyeste grad av forutsigbarhet fordi støtten fastsettes forut for endelig investeringsbeslutning. Driftsstøtte representerer politisk risiko med mindre støttenivået er hjemlet i lov eller helst kontraktsrettslig fastsatt. Politisk risiko

omsettes i risikopremie som kan påvirke løsningen og aktørens adferd og som fordyrer støtteordningen.

Bruk av tariffer og kryssubsidiering har vært meget utbredt i energiinfrastruktur. Som oftest vil dette være mulig overfor kaptive kundegrupper. En slik finansieringsmekanisme medfører utøvelse av en monopolrolle som normalt reguleres. I en situasjon der infrastrukturtjenesten står i en reell konkurransesituasjon overfor andre infrastrukturer, vil det være begrensede muligheter til å finansiere infrastrukturen over tariffen. I en tidlig fase der et nytt marked skal utvikles, vil kapasitetsutnyttelse i anlegget typisk være lav hvilket også innebærer at det vil være vanskelig å finne kostnadsdekning via tariffene.

4. SCENARIOER FOR NATURGASS-INFRASTRUKTUR I NORGE

4.1 Hvilke typer infrastruktur for naturgass finnes?

Infrastruktur innenfor energisektoren er i første rekke systemene for transport og distribusjon av el, gass og fjernvarme. Gassinfrastruktur favner anlegg for transport og lokal distribusjon av naturgass. Slik infrastruktur deles gjerne inn i tre kategorier etter hvilken teknologi og fysiske tilstand gassen fraktes i:

- **Gassrør**. Gass transporteres i rør av stål eller plast med ulik diameter (omlag 4 - 42 tommer) med ulike trykkforhold (4-200 bar). Gassrørene legges i grøfter på land og på eller i havbunnen.
- **LNG** (Liquefied Natural Gas) – Flytende naturgass. Består av ren metan i væskeform ved minus 163 grader Celsius. Kan pumpes og lagres i tanker, fraktes i spesialskip og tankvogner.
- **CNG** (Compressed Natural Gas) – Komprimert naturgass kan komprimeres til 200-300 bar, fraktes og lagres i trykkbeholdere.

Før LNG og CNG kan anvendes, må den hhv. varmes opp (fordampes) eller ekspanderes til lavere trykknivåer.

Forsyningskjeden for naturgass deles gjerne inn i fasene:

- Produksjon
- Overføring / transport
- Distribusjon
- Forbruk

Gassinfrastrukturen som dette prosjektet er rettet inn mot handler primært om overføringsfasen. Gassproduksjon tilhører oppstrømsdelen av vår petroleumsvirksomhet, og styres først og fremst ut fra hensynet til å maksimere inntektene fra våre olje- og gassressurser. Til overføringen hører dermed alle deler av forsyningskjeden som er nødvendig for å bringe den produserte gassen til forbrukerne. Når fokus er det innenlandske norske markedet, er det naturlig at grensen trekkes mellom den infrastruktur som er etablert for eksport av naturgass fra sokkelen, og den infrastruktur som må etableres i tillegg. På lengre sikt vil det være naturlig å vurdere overføring til norsk forbruk og eksport på like vilkår.

I kjeden mot forbruker er det naturlig at infrastrukturen omfatter kjeden helt frem til forbruker. Det er likevel flere grunner til å skille mellom overføring i bulk og lokal distribusjon. Overføring i stor skala vil som regel skje med teknikk og utstyr som skiller seg fra den som brukes til lokal distribusjon. I tillegg er det i statsstøtteregelverket ulike muligheter mht.

støtte i de forskjellige fasene. Denne utredningen legger hovedvekt på overføringen, i mindre grad den lokale distribusjon.

4.2 Beskrivelse av scenarioene

4.2.1 Utgangspunkt

Som utgangspunkt for drøftingene i denne rapporten har OED gitt tre ulike scenarioer for utvikling av naturgassinfrastruktur i Norge:

A. Rørbasert infrastruktur – store overføringsrør til de største byene og befolkningssentraene.
B. En omfattende LNG-basert infrastruktur basert på LNG fra Snøhvit.
C. Status quo – en videreføring av dagens situasjon med noen få mindre LNG-anlegg med tilhørende lokal distribusjon og et fåtall større rør.

I det følgende gjøres et forsøk på å konkretisere scenarioene nærmere. Scenarioene skal illustrere en stor bredde av muligheter for den fremtidige gassinfrastruktur, og på den måten gi mulighet til å drøfte konkrete finansieringsmodeller, selskapsmodeller osv. som staten kan velge å benytte. Gassvolumer, investeringsbehov, geografiske markedsavgrensninger m.m. er dermed konkretisering av ett mulig fremtidsbilde, og må ikke oppfattes som forsøk på å forutsi utviklingen. NVE vil gjennomføre utredninger knyttet til markedspotensial, teknologi og lønnsomhet for LNG-kjeder og rørledninger. På grunnlag av disse utredningene, vil scenarioene kunne defineres mer presist. Resultatene fra NVEs arbeid vil komme på nyåret 2004. Det ville vært en fordel for denne utredningen om resultatene fra dette arbeidet hadde foreligget før arbeidet startet.

Som bakgrunn for konkretiseringen av scenarioene, vil vi gi en kort gjennomgang av hvilken utvikling som har skjedd de senere år, og hvordan utviklingen kan tenkes å fortsette de nærmeste 2-3 årene.

4.2.2 Utviklingen til nå.

De tre ilandføringsstedene for prosessering av naturgass har lagt premissene for innenlandsk bruk av naturgass hittil. Bruk av naturgass innenlands startet med Gasnors virksomhet i 1993, og industrielt med Tjeldbergodden-anlegget i 1998. I løpet av ti år har det norske gassmarkedet gått fra null til omlag 50-60 mill. Sm^3 årlig eller 0,5-0,6 TWh (Tjeldbergodden unntatt). Myndigheter på ulike nivåer har støttet oppbyggingen med omlag 100-120 mill. kr til sammen. Så godt som alle gassteknologier og anvendelser er i dag representert i markedet.

Metanolfabrikken på Tjeldbergodden omdanner omlag 700 mill. Sm^3 naturgass årlig, og er med det den største enkeltbruker på norsk fastland. Et mindre LNG-anlegg med årlig

kapasitet på ca. 10 000 tonn har vært i drift noen år og leverer LNG til industrielle brukere i Trondheim, samt en gassdrevet ferge.

På Karmøy og i Haugesundsområdet har Gasnor ASA de siste ti år bygget opp et distribusjonsnett (ca. 45 km) for naturgass som årlig omsetter omlag 40 mill. Sm^3 naturgass. Gasnor har nylig satt i drift et LNG-anlegg på Karmøy (Snurrevarden) med kapasitet på 20 000 tonn årlig.

Naturgass Vest AS har bygget et CNG-anlegg i Kollsnes Næringspark. Herfra distribueres 8-10 mill. Sm^3 i form av CNG med trailer til industri, boliger og som drivstoff for busser i Bergensområdet. Naturgass Vest har utredet en rørledning fra Kollsnes til Bergen. Med beregnede utbyggingskostnader på omlag 250 mill. kr anses dette for å være ulønnsomt. I stedet har selskapet investert i LNG-produksjon på Kollsnes med årlig kapasitet på 40 000 tonn.

Lyse Energi (Lyse Gass) bygger for tiden en gassrørledning over Boknafjorden mellom Kårstø og Risavika i Sola kommune (Rogass). Gassen skal distribueres med fordelingsnett over store deler av Nord-Jæren, og leveransene skal etter planen begynne høsten 2004. Rogass er dimensjonert for transport av ca. 1 mrd. Sm^3 gass årlig.

Snøhvitfeltet utenfor Hammerfest bygges ut med en LNG-løsning. Fra 2006 skal omlag 5 mrd. Sm^3 naturgass herfra eksporteres årlig til kunder i USA og Spania. Det er rimelig å anta at relativt store LNG-mengder også kan gjøres tilgjengelig for norske kunder.

Status LNG i Norge:

Aktør	**Tonn LNG/år**	**Første leveranse**	**Marked**
Gasnor	20 000	2003	Skip, industri
Naturgass Vest	40 000	2003	Skip, industri
Statoil, Tjeldbergodden	10 000 (kan utvides)	1997	Fjernvarme, industri, ferge
Statoil, Hammerfest	Ca. 4 mill.	2006	Eksport USA Spania

4.2.3 Utvikling av markeder for naturgass innenlands

Markedsutviklingen for naturgass fremover er sterkt knyttet til olje- og gassmarkedet på kontinentet, elmarkedet i Norden og fremtidige miljøavgifter. Flere planlagte gassrørledninger i Norge (Bergen, Skogn), er lagt "på is" på grunn av manglende lønnsomhet og høy risiko. Dessuten er aktørene usikre på om, og eventuelt hvordan, myndighetene vil bidra for å bygge ut infrastruktur.

Småskala LNG-løsninger blir brukt for å nå store industrikunder, som f.eks. Hydro Aluminium på Sunndalsøra. Gasselskapene bruker uttrykket "gassøyer" på steder der man

bygger LNG-mottaksanlegg. Rundt disse ser man for seg enten lokale lavtrykks distribusjonsnett og/eller distribusjon med trailer. LNG tilbyr fleksible distribusjonsløsninger med lavere risikonivå enn rør, bl.a. fordi inntjeningshorisonten (økonomisk levetid) er kortere og man har et annenhåndsmarked for skip, lagerutstyr osv. I tillegg skjer det en utvikling hvor antall aktuelle LNG-kilder øker.

Kostnadsstrukturen for rør- og LNG-transport er svært ulik. Marginalkostnaden for rørtransport reduseres med økt volum og varierer lineært med avstand. For LNG er det nærmest motsatt, dvs. at marginalkostnadene øker lineært med økt volum, mens avstand har mindre betydning. I valget mellom LNG og rør er derfor parametere som avstander, volum, leveringspunkter, forbruksutvikling og -variasjoner svært sentrale.

I tillegg til Gasnor og Naturgass Vest, vurderer både Naturgass Trøndelag og Naturgass Grenland LNG som forsyningsløsninger i sine hjemmemarkeder. LNG kan i seg selv være en langsiktig løsning, men anses også som et middel til å modne lokale og regionale markeder slik at markedsvolumene blir tilstrekkelige til å forsvare investeringer i gassrør senere.

NO_x-krav gir LNG-utvikling

En viktig drivkraft bak introduksjon av LNG i markedet er NO_x-reduksjon fra skip. Ferger, forsyningsbåter og andre kystfartøy er store punktkilder for NO_x-utslipp. Ved å gå over til gassdrift av et antall slike fartøyer, vil Norge langt på vei kunne nå de utslippsreduksjoner som er pålagt gjennom ratifikasjonen av Gøteborg-protokollen. NO_x-utslippene fra virksomheten til havs er også betydelig, og operatørene har ulike krav til å redusere utslipp fra turbindrift på plattformene. Merkostnadene ved å bygge gassdrevne skip (basert på LNG) i forhold til dieseldrift er imidlertid lavere enn å gjøre tiltak på plattformene. På denne bakgrunn har Statoil fått godkjent gassdrift av skip som løsning for sine pålegg om NO_x-reduserende tiltak.

De nye forsyningsskipene "Stril Pioner" og "Viking Energy" ble satt i drift våren/sommeren 2003, innleid av Statoil på tiårs kontrakter. Begge skipene drives med naturgass (lagres ombord som LNG), som leveres fra Kollsnes. Gassdriften fører til reduserte utslipp av NO_x sammenlignet med dieseldrift, ca. 400 tonn årlig pr. skip, og skjer som et ledd i Statoils etterlevelse av myndighetspålegg når det gjelder reduksjon av NO_x-utslipp fra selskapets virksomhet til havs. Til sammen vil båtene forbruke omlag 7000 tonn LNG årlig. Gassco har allerede søkt norske myndigheter om tilsvarende avtale.

Bilfergen "Glutra" har allerede i vel to år vært i drift på et samband i Møre og Romsdal. Flere gassferger ventes å bli bygd de nærmeste år, i første rekke som et virkemiddel for å redusere nasjonale NO_x-utslipp.

Markedet for naturgass henger også sammen med fremtidig etablering av gasskraftverk og ny prosessindustri fordi disse vil etterspørre store gassvolumer. Ny virksomhet av denne type "i enden", synes å være et minimumskrav for at nye større gassrør skal bli lønnsomme. Det virker eksempelvis sannsynlig at investeringene i Rogass skjer på basis av planer om gasskraftverk der det tidligere Sola-raffineriet lå. Gasskraft vil også kunne bety mye for gassmarkedet i Grenland, og dermed øke sjansene for realisering av gassrørledning dit.

På Jæren vil gassbrukere kunne velge mellom rørbåren gass fra Lyse eller LNG levert av Gasnor. Dette er det første eksempel på gass-gass konkurranse i Norge. Hvordan denne

konkurransen vil arte seg er usikkert, f.eks. i hvilken grad vil kundene kunne veksle mellom LNG og rørgass, i hvilken grad flere leverandører kan levere til samme LNG-tank osv.

Det er etablert en rekke gasselskaper som alle arbeider med lokale og regionale utbygningsplaner. Til tross for usikkerhet knyttet til fremtidig gasskraftproduksjon (med og uten CO_2-håndtering), miljøavgifter og grad av statlig deltakelse i bygging av infrastruktur, satses det nær milliardbeløp i prosjekter som Rogass, mini-LNG, LNG-skip m.m.

4.2.4 Scenario 1: Storskala rør

På slutten av 1980-tallet utredet bl.a. Fylkeskraft Østlandet gassrørledninger over land, både fra kildene på Haltenbanken og fra Kårstø. Bakgrunnen for utredningene var planer om bygging av flere gasskraftverk i Oslofjord-området, og gasseksport til Sverige og videre til kontinentet. Planene ble lagt på is bl.a. på grunn av manglende etterspørsel i Sverige.
I de senere år har følgende større gassrørprosjekter vært aktuelle (Gasnors virksomhet ikke medregnet):

Aktør	**Relasjon/distanse**	**Gassvolum**	**Kostnad**	**Eksport-mulighet**
Industrikraft Midt-Norge	Tjeldbergodden-Skogn -160 km	1-1,3 mrd. Sm^3	1-1.5 mrd	Ja *
Naturgass Vest	Kollsnes-Bergen 50 km	?	Omlag 250 mill. kr	Nei
Lyse "Rogass"	Kårstø-Risvika-Jæren 50 km + land	Kapasitet Ca. 1 mrd. Sm^3	Ca. 700 mill. kr	Nei
Naturgass Grenland ++	Kårstø-Grenland (tørrgassledning)	Kapasitet ca 2 mrd Sm^3	Estimat 3-3.5 mrd. kr (grenrør fra Europipe II)	Ja

* Selskapet Stamgass AS har undersøkt mulighetene for å eksportere gass til Sverige og Finland gjennom å videreføre gassrør fra Skogn over land til Sverige.

"Rogass" er det eneste prosjektet som er under utbygging og finansieres i sin helhet av Lyse Energi (Lyse Gass) uten statlig deltakelse. I tillegg til planene over er det tenkelig at det, med utgangspunkt i den nye gassterminalen på Aukra (Ormen Lange), vil bli vurdert ulike distribusjonsmuligheter til Sunnmøre og Romsdal.

Haltenpipe, som forbinder feltene på Haltenbanken til Tjeldbergodden har begrenset kapasitet, vel. 2 mrd. Sm^3 årlig, hvorav ca. 700 mill. Sm^3 brukes til metanolproduksjonen. Det foreligger flere utredninger knyttet til en rørledning fra Tjeldbergodden til Skogn – "Trønderpipe". Hovedavtaker for gass er et påtenkt kraftvarmeverk i Skogn i regi av Industrikraft Midt Norge. Mulighetene for et slikt prosjekt avhenger av flere forhold, herunder "konkurrerende" gassanvendelser på eller i nærhet av Tjeldbergodden, konvertingspotensialet i energimarkedene langs rørledningen og ikke minst det framtidige behovet ved anleggene i Skogn. Foruten "Trønderpipe" foreligger det utredninger vedrørende alternative framføringsmåter for rørgass til Grenlandsområdet med mulige

videreforbindelser til øvrige deler av Østlandet. "Grenland Pipe" og "Nordic Pipe" representerer to avgreninger fra Europipe II (eksportledning til Europa), til hhv. Grenland og til Sverige med avgrening til Grenland ev. Østfold. Det utredes også et rikgassrør (med våtgasskomponenter) fra Kårstø til Grenland.

Økonomien i framføring av rørgass til Østlandet vil henge nøye sammen med eksport-mulighetene til Sverige mfl. (slik Austerledplanene la opp til), fremtidig utvikling av industrien i Grenland og i Østfold, og utvikling av gasskraft og/eller kraftvarme i samme området. I hvilken grad man kan samkjøre en ledning med tørrgass og våtgass (som petrokjemiindustrien på Rafnes ønsker seg) vil også være en viktig del av utviklingsbildet.

Basert på vurderingene ovenfor synes de mest aktuelle prosjekter som omfattes av scenario 1 å kunne karakteriseres som:

Gassrør som tilfører Oslofjordregionen og/eller Trondheims-fjordregionen naturgass. Investeringsbehov på flere milliarder kroner. Ikke bedriftsøkonomisk lønnsomt - betydelige usikkerhetsfaktorer knyttet til de største potensielle avtakere.

4.2.5 Scenario 2: Storskala LNG

Med utbygging av tre mindre produksjonsanlegg for LNG (Karmøy, Kollsnes og Tjeldbergodden) og i tillegg Snøhvit, fremstår LNG som et langt mer realistisk forsyningsalternativ enn tidligere.

Internasjonalt LNG-marked

I de senere år har man begynt å handle LNG i et spotmarked til forskjell fra lange faste kontrakter. LNG-kapasitet bygges samtidig opp med nye terminaler på kontinentet, og i prinsippet bør en betrakte europeiske LNG-kilder, f.eks. Zeebrugge, som konkurrenter til Snøhvit. I dette bildet er det også naturlig å tenke LNG-kjeder som strekker seg utover norske grenser, f.eks. til Sverige, Danmark, Nederland, Belgia og UK.

De fysiske egenskapene ved LNG krever bruk av spesialskip med tilpasset tankutforming og systemer for lasthåndtering mm. Siden slik tonnasje er relativt kostbar, er det viktig at de drives med høyest mulig kapasitetsutnyttelse, og at tonnasjen er tilpasset definerte leveransemønstre.

Selv om spotmarkedet for LNG øker, vil operasjon av LNG-kjeder være basert på avtaler mellom selger og kjøper av gass (eieren av gassen) og eier eller befrakter av skip. Det vanlige er å inngå langsiktige kontrakter, såkalte tidscertepartier, i forbindelse med utbygging av nye gassprosjekter, jf. Snøhvit. Som del av kontrakten kontraheres det normalt dedikert tonnasje til å utføre transporten. Kontraktsperioden er typisk 15-20 år, tilsvarende avskrivningstiden på prosessutstyr og skip. Siden man foreløpig ikke har et annenhåndsmarked av betydning for den type LNG-skip som er skissert brukt i et innenlandsk system, er det naturlig å legge til grunn at skipene nedskrives over den kontraktsperioden som inngås.

Sett i forhold til produksjonskapasiteten for Snøhvit (5 mrd. Sm^3 årlig), blir den norske etterspørselen uansett liten. Flere forhold tilsier likevel at eierne av Snøhvitgassen interesserer seg for det norske markedet, bl.a. geografisk nærhet, økende etterspørsel i det innenlandske energimarkedet, politisk fokus, forventninger om statlig deltagelse i

gassdistribusjon, m.m. Nettopp det lille volumet sett i forhold til kapasiteten på Snøhvit gjør det aktuelt å arbeide parallelt og langsiktig med utvikling av et innenlandsk marked. En annen årsak er at man gjennom Snøhvit-utbyggingen gjør det mulig å deponere CO_2 gjennom egen rørledning fra LNG-anlegget på Melkøya, noe som i prinsippet gjør det mulig å frakte LNG til kunder og ta med CO_2 som returlast for deponering.

Sammen med Norgas Carriers AS (I.M. Skaugen ASA) og Mo Industripark AS, har Statoil utredet småskala LNG-distribusjon ved hjelp av skip. Mo Industripark benytter olje og propan tilsvarende 250 GWh (ca. 25 mill. Sm^3 gass), og har dermed gode forutsetninger for å benytte naturgass. I tillegg til Mo ser partene bak utredningen for seg LNG-terminaler på tre andre steder med et tilhørende forsyningssystem som følger :

	Kapasitet	Kostnad
LNG terminal	4500 m^3 LNG (2,7 mill. Sm3 *gass*)	Ca. 80 mill. kr
LNG tankskip	6000 m^3 LNG (3,7 mill. Sm3 *gass*)	500-600 mill. kr (anslag)

Utredningen viser at man med årlige volum på 100-150 mill. Sm^3 fordelt på de fire mottaksterminalene, kan komme ned i transportkostnader på 25-30 øre/Sm^3 (2,5-3 øre/kWh). På oppdrag fra Enova SF har Sintef studert løsninger for innenlands gassdistribusjon, bl.a. et såkalt "kystgasskonsept" som ligner Statoil-løsningen over. Med valg av normale kostnadstall for skipsfartsindustrien viser Sintefs undersøkelser at det er mulig å frakte gass på strekningen Hammerfest – Stavanger for 25-30 øre/Sm^3. Siden man få steder har eksisterende lokale gassmarkeder, konkluderer Sintef med at LNG-kjeder er den mest kostnadseffektive måten å distribuere gass på i en introduksjonsfase på 8-15 år. Dette forutsetter imidlertid at det bygges opp lokale LNG- og gassmarkeder langs kysten samtidig, og at det samlede gassvolum kommer opp over en kritisk størrelse, omlag 100-150 mill. Sm^3 årlig, dvs. det volumet ett skip kan klare alene. Kostnadstallene gjelder for fartøy i størrelsesorden 5-7000 kubikkmeter LNG. Såpass små LNG-skip finnes det få, eller ingen, av i dag.

I Europa dekker naturgass omlag 20-30 % av energibehovet. Overføres dette tallet til norske forhold, samtidig som elektrometallurgisk industri holdes utenfor, tyder det på et innenlandsk markedspotensial på 3,5 mrd. Sm^3 naturgass årlig (Sintef: Landbasert bruk av naturgass - distribusjonsløsninger). Ser man dette tallet i sammenheng med de to undersøkelsene over, vil man med en satsning på en LNG-kjede bestående f.eks. av tre skip og seks mottaksterminaler, kunne håndtere 450-500 mill. Sm^3 årlig, dvs. 12-13 % av et tenkt markedspotensial. En slik kjede vil representere kostnader på i størrelsesorden 2-3 mrd. kr. I tillegg kommer kostnader for eventuelle distribusjonsnett, tankvogner, sekundærterminaler osv. Med de utfordringene som ligger i oppbyggingen av lokale gassmarkeder, vil LNG-kjeden i dette eksempelet kunne illustrere det man kan kalle en omfattende LNG-utbygging.

Svak lønnsomhet er hovedforklaringen på at bygging av gasskraftverkene hittil ikke er startet. Ventelig vil gasskraftverk ha liten betalingsevne for videretransport av gass fra et

ilandføringssted. Forholdene ligger derfor i dag best til rette for bygging av kraftverk der gass er ilandført og er tilgjengelig. Med behov for store gassvolum, og med de relativt høyere enhetskostnader for LNG i forhold til rør, er det få som venter at LNG er et realistisk alternativ når det gjelder å frakte gass til gasskraftverk.

Vi har på denne bakgrunn funnet grunn til å karakterisere scenario 2 slik:

Storskala LNG betyr gassvolumer på opptil 400-500 mill. Sm^3 årlig, distribuert anslagsvis ved hjelp av tre skip og seks mottaksterminaler. Investeringsbehov i størrelsesorden 2-3 mrd. kr. Geografisk utbredelse, tidsplan og kapasitet representerer et ambisjonsnivå som krever tilpassede rammevilkår.

4.2.6 Scenario 3: Status quo

Statoil har etablert selskapet LNG Norge DA for å utvikle småskala LNG-distribusjon med utgangspunkt i Snøhvit. Selskapet med en aksjekapital på 10 mill. kr, eies foreløpig av Statoil, men vil samarbeide nært med Naturgass Vest og Gasnor. Selskapet har nylig invitert aktuelle verft til å komme med tilbud på en LNG kysttanker. En avgjørelse med hensyn til bygging vil skje annet kvartal 2004, parallelt med at Stortinget mottar informasjonen det ba om i forbindelse med behandlingen av gassmeldingen.

Naturgass Vest har avtale med Shell om årlige leveranser på inntil 60 mill. Sm^3 gass i perioden 2001-2021. Dette tilsvarer kapasiteten i selskapets nye anlegg for LNG-produksjon, en økning på 4-6 ganger dagens omsetning. En ny LNG-tanker på 1000 m^3 vil komme i drift høsten 2003, med base på Kollsnes.

Gasnor vil også levere LNG, primært ved hjelp av tankvogner til ulike brukere på sydvest-landet.

Utover disse to er det etablert minst syv nye gasselskaper i den senere tid. Disse arbeider med planer om flere typer infrastruktur i sine hjemmemarkeder som strekker seg fra Østfold til Nordland.

LNG-/gassdrift av skip som et kostnadseffektivt NO_x-reduserende tiltak, kombinert med større tilgjengelighet på LNG ser ut til å være en stor drivkraft for introduksjon av gass. Forventninger når det gjelder energiavgifter i fremtiden kan også være en drivkraft ettersom naturgass har minst negative miljøpåvirkning blant de fossile brenslene. Det er også tegn som peker i retning av at småskala LNG-utstyr vil bli billigere.

Til tross for en moderat offentlig satsning på gassinfrastruktur, har gassmarkedet innenlands vokst fra null til omlag 50-60 mill. Sm^3 (0,5-0,6 TWh) siden 1993. Allerede vedtatte investeringsbeslutninger, især Rogass og LNG-produksjonen på Vestlandet, gjør at dette tallet vil stige betydelig i de nærmeste år.

Bak mange av planene og selskapsetableringene som foreligger, finnes det sannsynligvis forventninger om betydelig statlig støtte til infrastruktur. Spørsmålet blir da om, og eventuelt i hvilken grad og på hvilken måte, statlig engasjement utover det nivå vi har sett de senere år, er nødvendig for å utløse planene som foreligger. Sannsynligvis vil en del av planene komme uansett, særlig drevet av LNG og NO_x, men også fordi prisene på naturgass i seg selv er slik at det gjør det mulig å konkurrere innenfor visse områder av det norske energimarkedet. Som en illustrasjon kan her nevnes at Gasnor tilbyr private husholdnings-kunder gass til 37 øre/kWh.

På denne bakgrunn består scenario 3 av:

Videre moderat utbygging av LNG-forsyning med 5-10 nye mottaksanlegg utover dagens antall. Lokal distribusjon vil skje fra disse stedene, dels med bil og båt, og dels med rør. I alt antas årlig forbruk å øke til en størrelsesorden 150-200 mill. Sm^3 i 2010.

5. RETTSLIGE RAMMEBETINGELSER FOR STATLIG ENGASJEMENT

5.1 Innledning

I det følgende vil vi gjennomgå de rettslige rammebetingelsene for eventuelt statlig engasjement i gassinfrastruktur. Kapitlet innebærer en kort teoretisk gjennomgang av de mest relevante bestemmelser, og gir generelle føringer på hvordan de vil innvirke i nærværende sak. Det er særlig EØS-avtalens statsstøttebestemmelser, som implementert i lov om offentlig støtte av 27. november 1992 nr. 117, og direktiv 2003/55/EF om felles regler for det indre marked for naturgass, som vil regulere det statlige engasjement på sektoren.

5.2 Generelt om EØS-avtalens forhold til eierskap, enerett og særrett

5.2.1 Eierskap

EØS-avtalen er nøytral med hensyn til eierskap og behandler statlige og private foretak likt. Avtalen griper i henhold til artikkel 125 ikke inn i avtalepartenes regler om eiendomsretten.

I utgangspunktet er det derfor intet i avtalen som hindrer statlig eierskap til gassinfrastruktur. Når de danske myndigheter legger til grunn at krav om offentlig eierskap til ny infrastruktur ikke er i samsvar med EU-retten, se pkt 2.6.1.1, må dette forstås slik at en forutsetning om absolutt statlig eierskap til fremtidig infrastruktur ville innebære en begrensning av de grunnleggende friheter i traktaten.

Disse grunnleggende friheter er også en del av EØS-avtalen. Avhengig av omstendighetene ville derfor et slikt krav i Norge innebære en begrensning av bl.a. etableringsretten som vil kunne komme i strid med avtalen. En statlig enerett til å drive infrastruktur ville likeledes kunne komme i konflikt med reglene om friheten til å drive handel med tjenester. Gassdirektivets artikkel 3.1 nedlegger et generelt forbud mot forskjellsbehandling av naturgasselskaper.

Disse regler vil imidlertid ikke være til hinder for at staten investerer i gassinfrastruktur og oppretter foretak for slike formål i konkurranse med private interesser. Statlige foretak vil også kunne motta statsstøtte i samme utstrekning som dette er tillatt for private foretak, og de vil kunne gis likebehandling i forhold til regulatoriske bestemmelser av annen art.

5.2.2 Eneretter og særretter

Artikkel 59 i EØS-avtalen har innebygget en forutsetning om at det kan være tillatt for staten å tildele økonomiske operatører "særlige eller eksklusive rettigheter". Slike særretter eller eneretter vil likevel regelmessig måtte underlegges begrensninger for ikke å komme i strid med de grunnleggende friheter i avtalen.

Den samme bestemmelses andre ledd gir imidlertid anledning til å gjøre generelle unntak fra avtalen for å kunne pålegge utførelser av tjenester i "den allmenne økonomiske interesse". I klartekst betyr dette at statene har adgang til å subsidiere foretak, tilsidesette konkurranse-regler eller ved andre tiltak gjøre det som er nødvendig for at borgerne kan få et tilbud av tjenester som markedskreftene ikke er i stand til å bringe tilveie. Staten har vid adgang til å bestemme hvilke tjenester samfunnet skal ha.

Denne unntaksadgangen går bare så langt som er nødvendig for å få gjennomført tjeneste-pålegget. Der det dreier seg om å gi statsstøtte, må det derfor sikres at det ikke oppstår noen overkompensasjon. Har staten tildelt en enerett eller særrett, må den særlige stilling dette gir i markedet ikke misbrukes overfor andre aktører. Det er videre et krav om at unntaket ikke skal påvirke utviklingen av handelen i et omfang som strider mot de andre avtalepartenes interesser.

Gassdirektivet har særlige regler om hvilke tjenesteforpliktelser naturgassforetak kan pålegges. Dette vil bli nærmere beskrevet i punkt 5.4.

5.3 Statsstøtteregelverket

5.3.1 Innledning og problemstillinger

EØS-avtalen artikkel 61 forbyr enhver støtte gitt av statlige midler som vrir eller kan vri konkurransen ved å begunstige enkelte foretak eller produksjonen av enkelte varer dersom støtten påvirker samhandelen mellom avtalepartene, dvs. EØS-landene.

Ved ovennevnte situasjon er det særlig i to ulike perspektiver EØS-avtalens forbud kan komme inn. For det første må en eventuell støtte direkte til *gassnetteieren* (utbygger, senere driver av infrastrukturen) - den direkte mottaker av støtten – vurderes i forhold til regel-verket. Her er problemstillingen først og fremst knyttet til at støtten kan føre til vridninger i markedet for transport av energi fordi transport av én energibærer (gass) støttes, mens andre energibærere (elektrisk kraft og olje) ikke støttes. EØS-avtalens forbud vil da sette rammer for hvilke og på hvilken måte en støtteordning kan gjennomføres.

Likeledes vil spørsmålet om *sluttbrukerne* av gass kan rammes av EØS-avtalens forbud oppstå. Forutsetningen for dette vil være at den økonomiske fordel statsstøtten til etablering av gassinfrastruktur utgjør, overføres helt eller delvis til sluttbruker i form av lavere priser på transport av gass enn hva som ellers ville ha vært tilfelle. Dersom en slik fordel tilfaller bare enkelte foretak, sektorer eller geografiske områder, vil det kunne anses som statsstøtte.

Det kan oppstå konkurransevridning mellom sluttbrukerforetak hvis ikke infrastruktur-utbyggingen er så omfattende at tilgangen til gass er generell. Som det fremgår av St.meld. nr 9 (2002-2003) antas at det ikke blir generell tilgang til gass i hele landet før om mange år.

Endelig oppstår spørsmål om *gassprodusentene* vil få en fordel fordi subsidierte transportløsninger gir dem mulighet for avsetning av gass på bekostning produsenter av andre energibærere.

Dette leder frem til to gjennomgående problemstillinger som kan opptre med varierende styrke i både produsent-, transport- og sluttbrukerleddet:

A. Statsstøtten kan føre til *sektormessig* vridning i energimarkedet fra olje/elektrisk kraft over til gass.
B. Statsstøtten kan føre til vridning mellom *sluttbrukerforetak* hvis tilgangen til gass bare gis til enkelte foretak eller foretak i enkelte regioner.

Nedenfor går vi først gjennom de rammer artikkel 61(1) setter for statlig støtte. Dersom rammene overskrides, vil en eventuell støtte kunne være lovlig dersom godkjennelse fra ESA etter artikkel 61(3) oppnås eller vilkårene i artikkel 59(2) for unntak fra statsstøtteforbudet er oppfylt. Vi vil derfor også vurdere hvorvidt en støtteordning som rammes av artikkel 61(1) vil kunne oppnå unntak etter artikkel 59(2), og mulighetene for å oppnå ESAs godkjennelse etter artikkel 61(3).

5.3.2 Artikkel 61(1) EØS

Artikkel 61(1) EØS lyder som følger:

> *"1. Med de unntak som er fastsatt i denne avtale, skal støtte gitt av EFs medlemsstater eller EFTA-statene eller støtte gitt av statsmidler i enhver form, som vrir eller truer med å vri konkurransen ved å begunstige enkelte foretak eller produksjonen av enkelte varer, være uforenlig med denne avtales funksjon i den ustrekning støtten påvirker samhandelen mellom avtalepartene."*

Det er fire vilkår som må være oppfylt for at artikkel 61(1) er oppfylt; 1. Det må foreligge en støtte gitt av staten eller støtte gitt av statsmidler i enhver form, 2. Støtten må begunstige enkelte foretak eller produksjonen av enkelte varer, 3. Støtten må være, eller potensielt kunne være, konkurransevridende, og 4. Samhandelen mellom avtalepartene (dvs. EU/EØS-landene) må være påvirket.

Støttebegrepet er tolket meget vidt i EF-domstolens praksis, slik at det omfatter enhver identifiserbar *økonomisk fordel* som tilfaller enkelte foretak eller bransjer, forutsatt at den økonomiske fordelen korresponderer med en *økonomisk byrde* for det offentlige. Som det fremgår nedenfor vil støtte til investeringer i infrastruktur kunne være statsstøtte dersom den kommer enkelte foretak eller produksjonen av enkelte varer til gode.

Videre må støtten være, reelt eller potensielt, konkurransevridende mellom foretak og den må påvirke samhandelen i EØS. Kravet om konkurransevridning vil være oppfylt dersom

støtten styrker foretakets posisjon sammenliknet med andre foretak som er i aktuell eller potensiell grenseoverskridende handel. Fordi energimarkedet er utpreget internasjonalt, og fordi mange av de potensielle sluttbrukere av gass opererer i internasjonal konkurranse, vil kravet om at samhandelen i EØS påvirkes lett anses oppfylt dersom de øvrige vilkår først er oppfylt.

Støtte under visst beløp anses generelt ikke for å påvirke konkurransen eller samhandelen mellom avtalepartene merkbart, såkalt *de minimis-støtte.* Det følger av ESAs retningslinjer kapittel 12 at støtte under € 100 000 i løpet av 3 år til et gitt foretak er *de minimis* og rammes således ikke av artikkel 61(1) EØS[10] . *De minimis-støtte* kan være relevant for så vidt gjelder spørsmålet om sluttbrukerne mottar statsstøtte eller ikke. Uten at vi har vært i stand til å beregne størrelsen på eventuell støtte sluttbrukerne måtte anses å ville motta, vil vi anta at svært mange bedrifter ikke vil anses å motta støtte på et nivå som overskrider denne terskelen. I tillegg vil en del foretak omfattes av retningslinjene for støtte til små og mellomstore bedrifter, se punkt 5.3.4.3 nedenfor. Vi legger imidlertid til grunn for den videre drøftelsen at bestemmelsene ikke kommer til anvendelse for alle sluttbrukere eller støttemottakere, og derfor ikke kan anvendes som generelle virkemidler i den aktuelle sammenheng.

I vårt perspektiv vil det springende vilkår i artikkel 61(1) være om den støtte som ytes vil bli ansett som *selektiv,* det vil si om den kan virke konkurransevridende i noen av de markeder som er skissert ved å begunstige "*enkelte"* foretak eller produksjonen av "*enkelte*" varer.

5.3.2.1 Artikkel 61(1) anvendt på støtte til gassinfrastruktur

Konkurransevridning mellom sluttbrukere:
EF-domstolen har slått fast i sin praksis at bygging av infrastruktur i prinsippet kan falle utenfor statsstøttereglene, jf. f.eks. *Matra*-dommen.[11] Saken gjaldt et Kommisjonsvedtak som godkjente statsstøtte til et joint venture-prosjekt (fellesforetak) i Setúbal i Portugal til etablering av en fabrikk. Støtten omfattet blant annet et utdannelsesprogram for de ansatte og en rekke infrastrukturinvesteringer, herunder veianlegg, vann- og elektrisitetsforsyning og avfallsbehandling. Om disse tiltakene uttalte domstolen:

> *"Med hensyn til infrastrukturinvesteringene og erhvervsuddannelsesprogrammet bemærkes, at kommissionen i den anfægtede beslutning har redegjort for, at de pågældende infrastrukturer og erhvervsuddannelsen ikke utelukkende ville komme joint venture-*

[10] Guidelines on the application and interpretation of Articles 61 and 62 of the EEA Agreement and Article 1 of Protocol 3 to the Surveillance and Court Agreement. Initially adopted and issued by the EFTA Surveillance Authority on 19 January 1994 (published in OJ 1994 L 231, EEA Supplement 03.09.94 No. 32). (Later amended), part III: Rules on horizontal aid, chapter 12 "*The minimis rules and its application*", punkt 12.1 nr 2. Regelen får dog ikke anvendelse på stålindustri, skipsbygging og landtransport.

[11] Sak C-225/91, Samlingen 1993 side I-3203

> *selskabet til gode. På denne baggrund har Kommissionen fundet, at den af Den Portugisiske Republikk ydede finansielle støtte ikke skulle betragtes som statsstøtte."*

Dommen omhandler et tilfelle der det kun er *ett enkelt* foretak som tilgodeses av utbyggingen. Imidlertid er dette tolket videre i juridisk teori, slik at det foreligger også statsstøtte dersom infrastrukturen tilgodeser "*a specific group of undertakings."*[12]

På den annen side foreligger det praksis fra Kommisjonen der regional utbygging av gassinfrastruktur er blitt ansett som statsstøtte.[13] Saken gjaldt støtte til det statlig eide gasselskapet Bord Gais Eireann (BGE) for utbygging av rørledninger til/i Nord-Irland. Kommisjonen fant at støtten ble rammet av statsstøtteforbudet og uttalte:

> *"The notified aid to BGE will provide this firm with an economic advantage, as compared to other enterprises operating in the natural gas field. This will allow BGE to further develop its activities, particularly in Northern Ireland, and may potentially distort competition and trade between Member States."*

I praksis har derfor Kommisjonen vist at det skal lite til for å konstatere potensielle konkurransevridende effekter i tilfelle søkeren selv er aktør i gass-/elektrisitetsmarkedet. Avgjørelsen er truffet uten at BGE, etter det opplyste, var blitt tildelt fortrinnsrettigheter i røret.

Det synes etter dette å være noe uklart hvor langt vilkåret i artikkel 61(1) om at "*enkelte foretak"* ikke kan støttes, skal strekkes. Når det gjelder støtte til infrastrukturtiltak som det i Europa er vanlig eller forutsatt at *statene* besørger, slik som veier og havner, tyder *Matra*-dommen på at enkelttiltak kan komme nokså få foretak til gode uten å støte an mot statsstøtteregelverket. Dersom det derimot dreier seg om støtte til infrastrukturtiltak som det er vanligere eller forutsatt at *markedet* besørger, en kategori som gassinfrastruktur utvilsomt faller inn under, tyder særlig Kommisjonens praksis og holdning på at støttetiltak som kommer bare deler av et land (regioner) til gode anses som støtte til "enkelte foretak" som bare kan bli godkjent under reglene for distriktsstøtte. Dette gjelder selv om adgangen til infrastrukturen er åpen og ikke-diskriminerende i henhold til gassmarkedsdirektivets krav, jf. punkt 5.4.6 nedenfor.

Her vil det imidlertid være en gråsone avhengig av hvordan en støtteordning nærmere utformes. Man kan neppe kreve at infrastrukturen må bygges ut i absolutt hele landet for å oppfylle spesifisitetskravet. Norges vanskelige topografi og spredte befolkningsmønster kan tale for at man neppe kan oppstille mer enn et vesentlighetskrav i så måte. Det bør også være mulig å oppnå aksept for at en slik omfattende utbygging nødvendigvis vil måtte skje over

---

[12] Kapteyn og VerLoren, *Introduction to the Law of the European Communitities* (1998) side 815
[13] State Aid N124/02 – United Kingdom – Northern Ireland Gas Pipeline Proposal av 17. juli 2002

tid. I så fall kreves nok at støtteordningen bygger på en *nasjonal* plan som fremstår som realistisk.

Konkurransevridning mellom sektorer:
Som nevnt over rammer artikkel 61(1) EØS støtte som begunstiger produksjonen av "*enkelte varer*".[14] Sektorstøtte kan med andre ord rammes av bestemmelsen dersom støtten kan føre til konkurransevridning mellom sektorer. Statsstøtte til gasstransport vil, dersom den skal virke etter hensikten, nødvendigvis føre til en vridning av energiforbruket over på gass. Vridningen oppstår både i varemarkedet (produsentleddet i energimarkedet) og i transportmarkedet.

Denne vridningen er det etter vår vurdering ikke mulig å komme bort fra ved å tilpasse måten støtteordningen innrettes på. Det betyr at statsstøtte til utbygging av gassinfrastruktur vil rammes av statsstøttebegrepet i artikkel 61(1) EØS som sektorstøtte betraktet. For at en slik støtte skal kunne være forenelig med EØS-avtalen, må støtten innrettes slik at det er grunnlag for unntak etter andre bestemmelser i avtalen.

Særlig om støtte til markedsutvikling:
Særlige problemstillinger kan oppstå i forhold til tiltak som kan iverksettes for å skape en raskere utvikling av etterspørselen av naturgass.

Statsstøttereglene vil generelt ikke stå i veien for generelle tiltak som er tilgjengelige for alle og enhver, for eksempel veilednings- og opplysningstjenester. Staten vil også kunne lette innføringen av gass gjennom skatte- og avgiftspolitikken, så lenge dette skjer ut fra definerte målsettinger og på objektive kriterier.

Det vil også kunne tenkes tiltak som går ut på å gi støtte til innkjøp av utstyr og installering. Så lenge dette ikke skjer i former som gir fordeler til bestemte leverandører eller utstyrstyper, vil en stå fritt til å gi slik støtte til alle som ikke anses som foretak i EØS-avtalens forstand. Under de omstendigheter som Matra-dommen omhandler vil slik støtte kunne gis til alle sluttbrukere. Som uttalt foran under redegjørelsen for denne rettsavgjørelsen, er det noe usikkert hva rekkevidden av denne er. Under enhver omstendighet må det i samsvar med Kommisjonens avgjørelse i den irske saken trekkes en grense mot mulig sektorstøtte. Tilsvarende vil måtte gjelde for støtte til utbyggingen av lokal infrastruktur.

5.3.3 Artikkel 59(2) EØS

Det følger av artikkel 59(2) EØS at:

> *"Foretak som er blitt tillagt oppgaven å utføre tjenester av allmenn økonomisk betydning, eller som har karakter av et fiskalt monopol, skal være undergitt reglene i denne avtale,*

[14] I praksis er dette tolket til også å gjelde *tjenester*

> *fremfor alt konkurransereglene, i den utstrekning anvendelsen av disse regler ikke rettslig eller faktisk hindrer dem i å utføre de særlige oppgaver som er tillagt dem. Utviklingen av samhandelen må ikke påvirkes i et omfang som strider mot avtalepartenes interesser."* (Vår uthevning)

Et foretak som av staten er gitt en oppgave av "allmenn økonomisk betydning", vil kunne falle inn under artikkel 59(2)s unntak. "Allmenn økonomisk betydning" vil si tjenester som et foretak får i oppgave å tilby på hele statens territorium til rimelige priser og ensartet kvalitet, uavhengig av hvor profitabel den enkelte leveranse måtte være.[15] Ofte vil foretak som er pålagt en tjeneste av allmenn økonomisk betydning motta statsstøtte for å kunne gjennomføre sin oppgave.

Som det fremkommer av bestemmelsen er det et vilkår at oppgaven blir *pålagt* det aktuelle foretaket. Et slikt pålegg kan skje gjennom lov, forskrift, konsesjon eller avtale. Det er også et krav om at oppgaven pålagt foretaket må være klart presisert.

I tillegg er det vilkår at unntak fra EØS-avtalens ordinære regler er nødvendig for å få vedkommende oppgave utført. EF-domstolen har i *Altmark*-saken[16] stilt opp tre vilkår for at statsstøtte uten videre skal anses å være en kompensasjon for de leverte ytelser. Foretaket har da ikke mottatt statsstøtte i rettslig forstand fordi tilskuddet er betaling for en tjeneste. Det foreligger da heller ingen plikt til å forelegge støtten for ESA til godkjennelse.

For det første må "*de kriterier, der er grundlaget for beregningen af kompensationen, blevet fastlagt på forhånd på en objektiv og gennemsigtig måde."*[17]

For det andre kan ikke *"kompensationen [overstige], hva der er nødvendig for helt eller delvis at dække de udgifter, der er afholdt ved opfyldelsen af forpligtelserne til offentlig tjeneste, idet der skal tages hensyn til de hermed forbundne indtægter og til en rimelig fortjeneste ved opfyldelsen af forpligtelserne."*[18]

For det tredje "*skal størrelsen af den nødvendige kompensation, når udvælgelsen af den virksomhed, der skal overdrages en forpligtelse til offentlig tjeneste, i et konkret tilfælde ikke gennemføres inden for rammerne af en procedure for tildeling af offentlige kontrakter, fastlægges på grundlag af en analyse af de omkostninger, som en gennemsnitsvirksomhed, der er veldrevet og tilstrækkeligt udstyret med transportmidler til at kunne opfylde de stillede krav til den offentlige tjeneste, ville have ved at*

[15] Se Kommisjonens kunngjøring COM (2000) 580 om tjenester av almen økonomisk betydning i Europa.

[16]

[17] Ibid

[18] Ibid

gennemføre forpligtelserne, idet der skal tages hensyn til de hermed forbundne indtægter og til en rimelig fortjeneste ved opfyldelsen af forpligtelserne."[19]

Unntaket i art 59(2) EØS gjelder også statsstøtte som ikke faller inn under de nevnte kriterier, men da kreves godkjennelse fra ESA. Det vil kreve en omfattende og komplisert saksbehandling for å fastslå hvor mye statsstøtte som må tildeles for å utføre oppgavene, og at støtten ikke påvirker samhandelen i et omfang som strider med avtalepartenes interesser.

5.3.3.1 Art 59(2) EØS i forhold til sluttbrukerne

Som nevnt er det et vilkår for at statsstøtte kan unntas fra forbudsbestemmelsen i art 61(1) EØS i henhold til art 59(2) at den oppgave som *pålegges* et foretak må være av "*allmenn økonomisk art*" Unntaket gjelder for tjenesteyteren og ikke mottakeren av tjenesten. Dette betyr at bestemmelsen ikke kan komme til anvendelse for eventuell støtte til sluttbrukere.

5.3.3.2 Artikkel 59(2) EØS i forhold til sektorstøtte

Som nevnt i punkt 5.3.2.1 ovenfor, vil sektorstøtte være i strid med art 61(1) EØS. Dersom gassnetteierne blir pålagt oppgaven innenfor sine respektive regioner å sørge for etablering av tilstrekkelig gassinfrastruktur som skal kunne benyttes av samfunnet i samsvar med gassdirektivets målsettinger, vil grunnvilkåret om at tjenesten skal være av tilstrekkelig allmenn økonomisk art være oppfylt.

For å unngå notifikasjon til ESA bør i tillegg de øvrige tre vilkår som nevnt fra Altmark-saken være oppfylt. Avgjørende vil derfor være hvorvidt støtten kan anses *nødvendig* for å få realisert oppgaven, samtidig som at beregningen for støtten på forhånd er fastlagt på en objektiv og gjennomsiktig måte. Dette krever en analyse av forventede markedsmessige forhold. I tillegg kreves det at gassnetteieren oppnår akseptable økonomiske vilkår for sin drift av nettet. For å oppnå dette vil en gjennomføring av en anbudskonkurranse i henhold til anskaffelsesregelverket enklest dokumentere dette.[20]

Støtten kan også gis et videre omfang. Da står en imidlertid overfor en komplisert godkjennelsesprosess, jf. det som er uttalt ovenfor under punkt 5.3.3.

5.3.4 Artikkel 61(3) EØS

a) EØS-avtalens artikkel 61(3) gir utover dette EFTAs overvåkningsorgan myndighet til å erklære statsstøtte som faller inn under begrepet i artikkelens paragraf 1 som

---

[19] Ibid

[20] Lov av 19. juli 1999 nr 69 om offentlig anskaffelser med tilhørende forskrifter. Vi antar at det er forsyningsforskriften som særlig kommer til anvendelse. Det er ventet en ny forskrift innen vann- og energiforsyning, transport og telekommunikasjon innen kort tid. Den nye forskriften er antatt å tre i kraft 1. januar 2004.

forenlig med avtalen i nærmere angitte tilfeller. Det er over tid utviklet en lang rekke rettsregler og retningslinjer som overvåkningsorganet vil benytte i sin bedømmelse av i hvilke former og i hvilket omfang statsstøtte kan gis.

EU-kommisjonen har utferdiget retningslinjer for hvilken støtte som vil kvalifisere til godkjenning ("guidelines"). ESA har i det vesentlige kopiert og utgitt retningslinjene for sin del. Formålet med retningslinjene er å gi statene og foretakene informasjon om hvordan ESA fortolker og anvender de aktuelle bestemmelsene i EØS-avtalen.

Det er flere kapitler i retningslinjene som kan tenkes å være av interesse for vår drøftelse. Nedenfor drøfter vi derfor kapitlet om støtte til miljøbeskyttelse, kapitlet om regionalstøtte, kapitlet om støtte til små og mellomstore bedrifter, samt mulighetene for støtte til prosjekter av felles europeisk betydning.

5.3.4.1 Miljøretningslinjene

Retningslinjene kapittel 15[21] fastsetter prinsipper for vurdering av om "statsstøttetiltak er berettiget til unntak fra det generelle forbudet mot statsstøtte i EØS-avtalens artikkel 61 nr 1". Slik støtte kan blant annet ta form av investeringsstøtte til miljøverntiltak og ulike former for driftsstøtte, bl.a. midlertidige fritak fra miljøavgifter.

Retningslinjene er basert på prinsippet at "forurenseren betaler", jf. retningslinjenes punkt A.4. Imidlertid kan støtte anses som forenlig på visse vilkår "*for å nå et høyere miljøvernnivå enn det som kreves etter gjeldende standarder*", jf. retningslinjene punkt A.5.

Støtte som bare har til formål å bringe foretakets virksomhet i *samsvar* med eksisterende standarder og ikke fører til et høyere miljøvernnivå enn det som kreves etter gjeldende standarder, vil ikke bli godkjent som støtte forenlig med avtalen.

Støtte til utbygging av gassinfrastruktur anses i seg selv ikke å føre til høyere miljøvernnivå slik tilfellet vil være når det gjelder fremme av *fornybare energikilder*, jf. retningslinjene punkt D.1.3.27. Naturgass omfattes ikke av dette begrep.

I den utstrekning introduksjon av naturgass kan sies å bidra til energisparing, vil dette bli ansett som likeverdig med direkte miljøtiltak. Med energisparing forstår en vanligvis slike tiltak som gjør det mulig for foretakene å redusere mengden av energi som brukes i produksjonsprosessen. I slike tilfeller kan foretakene gis opp til 40 % støtte til ekstra kostnader som må til for å oppnå formålet. Samtidig kan det gis støtte til ekstra

[21] Vedtak i EFTAs overvåkningsorgan nr 152/01/COL av 23. mai 2001 om revisjon av retningslinjene for anvendelse av EØS-avtalens statsstøtteregler på miljøvern og om tjueåttende endring av saksbehandlingsregler og materielle regler på statsstøtteområdet, publisert i EØS-tillegget til De Europeiske Fellesskaps Tidende nr 6 av 24.1.2002, side 63

driftskostnader i en periode på 5 år, enten slik at støtten trappes gradvis ned i løpet av perioden eller med en fast andel på opp til 50 % av kostnadene.

Det fremgår av dette at disse reglene vil kunne finne anvendelse på sluttbrukere som ved overgang til naturgass kan oppnå energisparing.

5.3.4.2 Retningslinjene om regionalstøtte

Retningslinjene kapittel 25 til 27 omhandler muligheten for støtte til regioner. ESA kan godkjenne regionalstøtte etter art 61(3) a) og c) EØS. Norge har ingen områder som faller inn under bokstav a. Det finnes imidlertid flere områder som faller inn under bokstav c. Den gjeldende inndelingen er fastsatt ved forskrift 7. januar 2000 om avgrensning av geografisk virkeområde for distriktspolitiske virkemidler, og er delt inn i fire prioriteringsområder. Det er i hovedregelen kun støtte som tilgodeser ett eller flere av disse områdene som vil bli godkjent. Støtte til enkeltprosjekter godkjennes vanligvis ikke fordi slike prosjekter vanligvis vil kunne forvri konkurransen i større utstrekning enn de gavner regionen. Dette skal likevel vurderes annerledes når prosjektet bringer klare og åpenbare goder til hele regionen.

Den irske saken[22] gjaldt et infrastrukturprosjekt der det dreide seg om å få gass frem til regioner der den tidligere ikke var tilgjengelig.

Her uttalte Kommisjonen at

> *"In all of these cases the Commission has found the aid to be compatible under the regional aid guidelines as they supported the economic development of less favoured regions by supporting investment in sustainable context. The regional aid guidelines state that the aid should promote the expansion, modernisation, and diversification of the activities of establishments located in those regions and encourage new firms to settle there, and the development of a natural gas infrastructure can clearly be seen to encourage all of these things. In addition, the introduction of natural gas in a given region can clearly be considered as a benefit to households."*[23]

Formålet med regionalstøtte er å sikre enten produktive investeringer eller opprettelse av arbeidsplasser knyttet til investeringer. Støttemottakerens bidrag må minst være 25 %. Det er i hovedsak støtte til investeringer i grunn, bygninger og anlegg/maskiner samt til nødvendig erverv av teknologi som anses som støtteberettigede kostnader. Videre er det et vilkår for produktive investeringer at den aktuelle investeringen opprettholdes i en periode på minst fem år.

---

[22] Kommisjonens vedtak i N 124/02 – United Kingdom northern Ireland Gas Pipeline Proposal punkt 3.2.

[23] Ibid.

Støtte til opprettelse av arbeidsplasser knyttet til investeringer kan ikke overstige en viss prosent av lønnskostnadene for den ansatte, beregnet over en periode på to år og avhengig av de aktuelle regionale problemenes art og alvorlighetsgrad. Arbeidsplassene må i tillegg opprettholdes i en periode på minst *fem år*.

Retningslinjene kapittel 26 inneholder dessuten rammebetingelser for regionalstøtte til store prosjekter som omfatter flere sektorer for investeringsstøtte. I *Snøhvit*-saken[24] uttalte ESA at

> "*As gas demand increases over the coming decades and domestic EU gas production is expected eventually to decline, the EU will need to import more gas. The capacity of the existing import routes is limited and new gas import capacity is therefore required to meet growing gas demand mainly driven by power generation. The issue will be to ensure that the necessary economic incentives prevail for investments in production and transportation infrastructure to bring the gas to EU markets. Very significant investments will be required in gas supply projects to meet increasing European gas demand and import dependence*".

Dette tyder på at man kan trekke den generelle konklusjon at tiltak som kan forsterke mangfoldig og sikker gassforsyning til EØS-områder vil være støtteberettigede.

Vi antar det derfor sannsynlig at Norge kan få godkjent støtte til utbygging av gassinfrastruktur i støtteberettigede regioner. Reglene kan derimot ikke brukes til å kanalisere støtte til de øvrige, mer sentrale områdene av landet.

5.3.4.3 Støtte til små og mellomstore bedrifter (SMB)

Foretak som faller inn under definisjonen av små og mellomstore bedrifter er berettiget til å motta støtte. Bestemmelsene om slik støtte fremkommer av retningslinjene kapittel 10, jf. art 61(3) c) EØS, og gjelder for alle næringer og i alle regioner.[25]

SMB vil si foretak som har høyst 250 ansatte, og enten har en årlig omsetning som ikke overstiger 20 millioner Euro, eller en balanse som ikke overstiger 10 millioner euro og "*der høyst 25 % av kapitalen eies av ett eller flere foretak som ikke kommer under denne definisjon, med unntak av offentlige investeringsselskaper, ventureselskaper og, forutsatt at de ikke utøver kontroll, institusjonelle investorer.*"[26]

Retningslinjene for støtte til SMB tillater støtte til forskning og utvikling og til nyinvesteringer. Driftsstøtte omfattes imidlertid ikke. Støtten kan ikke overstige 15 % av investeringskostnadene for små bedrifter[27] og 7,5 % for mellomstore bedrifter. Dersom

---

[24] ESAs beslutning i sak 90-02 av 31. mai 2002

[25] Dette gjelder imidlertid ikke for de næringer som det finnes særlige regler om, f eks skipsbygning)

[26] Retningslinjene for SMB punkt 10.2 nr 3

[27] Små bedrifter er definert som foretak med mindre enn 50 ansatte, og med en omsetning på mindre enn 7 millioner Euro eller en årsbalanse på mindre enn 5 millioner Euro

aktiviteten legges til en støtteberettiget region, økes terskelen til maksimalt 30 %, jf. retningslinjene punkt 10.4.1 nr. 2 og 3.

Enkelte av foretakene som skal bygge ut gassinfrastruktur kan nok tenkes å komme inn under grensen for SMB. I tillegg vil denne støtteform kunne få anvendelse for sluttbrukere.

5.3.4.4 Støtte til skipsbygging og maritim transport

Skipsfart er en liberalisert sektor i henhold til EØS-avtalen. Dette omfatter også transport mellom to eller flere havner i samme land innenfor området (cabotage).

Støtte til bygging av gasstankere vil være regulert av de til enhver tid gjeldende regler om offentlig støtte til skipsbyggingsindustrien, for tiden Rådsforordning (EF) 1540/98 og Rådsforordning (EF) 1177/2002, som er gjennomført i Norge ved forskrift av 19. mars 1999 nr. 246 med senere endring. Støtte til sjøtransport reguleres i EFTAs overvåkningsorgans retningslinjer for statsstøtte, kapittel 24A[28]. De støtteformer som her er aktuelle er for en stor del relatert til skatteforhold og sosiale vilkår.

Samtidig åpner retningslinjene for at det kan gis driftsstøtte til utførelse av offentlige tjenesteoppdrag på cabotage-området, men etter retningslinjenes kapittel 24A også der det kreves en internasjonal transporttjeneste for å møte behovene. Påleggelse av slike forpliktelser kan etter en skjønnsmessig vurdering gis for å sikre forsyninger til havner i perifere regioner eller på dårlig betjente ruter som er vitale for utviklingen av regionen.

Kompensasjon for slike oppdrag (til perifere regioner mv) vil ikke bli ansett som statsstøtte og ikke være underlagt meldeplikt til ESA dersom tildelingen av oppdraget har skjedd på grunnlag av anbudsutlysning i hele EØS-området. Slike kontrakter skal være tidsbegrensede for å hindre at det utvikler seg monopoler på slik transport. Normalt skal kontraktperioden etter de nye regler ikke overstige 6 år.

5.3.4.5 Felleseuropeiske prosjekter

Etter artikkel 61(3) bokstav b EØS kan ESA godkjenne støtte for å realisere et viktig prosjekt av felleseuropeisk betydning. Det følger av *North Ireland Gas Pipeline*-saken at hvor to medlemsland samarbeider om et prosjekt om regional planlegging og utvikling, uavhengig av grensene mellom medlemslandene, vil dette typisk realisere et viktig prosjekt av felleseuropeisk betydning. Dette gjaldt særlig fordi "*the development of an all-Europe, interconnected energy market is a key priority of the European Union.*"

Videre uttalte Kommisjonen at

[28] Kommisjonen vedtok 30.10.2003 nye retningslinjer som enda ikke er offentliggjort. Det ventes ikke endringer av prinsipiell betydning for den aktuelle sammenheng i forhold til ESAs eksisterende regler.

> *"ensuring that peripheral regions are as fully served in terms of energy as other regions is of utmost importance in this repect and the project will lead to improved energy infrastructure in an area that has previously had a very isolated energy market. Hence it can be considered that the project is both qualitatively and quantitatively important for the EU and is cooperative, concerning two Member States."*

Aktuelle utbygningsscenarier utelukker at dette støttealternativ kan komme til anvendelse på det nåværende tidspunkt, men med en utvidelse til naboland vil regelen åpne for støtte i betydelig omfang.

5.3.5 Særlig om driftsstøtte

Samtlige støttemuligheter som hjemles under art 61(3) EØS utelukker anvendelse av driftsstøtte til utbygd gassinfrastruktur.

Der sektorstøtte kan ytes i henhold til art 59(2) EØS vil det også være mulig å gi driftsstøtte. For sluttbrukere som er foretak foreligger denne mulighet bare i form av minimumsstøtte og som tidsbegrenset støtte til tiltak for energisparing. Andre sluttbrukere, som ikke driver økonomisk aktivitet, vil kunne gis driftsstøtte.

5.4 Gassmarkedsdirektivet

5.4.1 Innledning

Gassmarkedsdirektivet trekker opp grunnleggende regler for utbygging, organisering og drift av gassmarkedet i Norge og de øvrige land i EØS. Regelverket omfatter overføring, distribusjon, forsyning og opplagring av naturgass, og det vil nå også omfatte naturgass i LNG-form, biogass og andre gasstyper som kan befordres gjennom naturgassystemet.

Direktivets organisatoriske regler trekker opp rammene for hvordan systemene skal fungere. Det regulerer adgangen til markedet, utstedelse av autorisasjoner og hvordan systemene skal drives.

Det gjeldende gassmarkedsdirektiv 1998/30/EF er blitt erstattet med et nytt direktiv, 2003/55/EF som skal være gjennomført nasjonalt fra 1. juli 2004. De vesentligste nye elementer i dette direktiv er en vedtatt tidsplan for full markedsåpning, striktere organisatoriske krav til vertikalt integrerte foretak og klarere regler for tredjepartsadgang og adgangen til å inngå langsiktige kontrakter. Den nedenstående redegjørelse legger det nye direktiv til grunn.

5.4.2 Særlig om det norske gassmarkedets forhold til direktivet

Det norske markedet er under utvikling og er nedstrøms ikke sammenkoplet med naturgassystemene i andre land. Med denne karakter vil Norge i medhold av direktivets artikkel 28 kunne påberope seg midlertidige unntak fra mange av dets bestemmelser.

Mer spesifikt gjelder det videre unntak for stater som ikke er tilsluttet en annen avtaleparts sammenkoplede nett og som bare har én ekstern hovedleverandør. Hovedleverandør er slike som har en markedsandel over 75 %. For markeder som er under oppbygging kan det gjøres unntak når gjennomføringen kan volde vesentlige problemer. Dersom en vil benytte seg av unntakene, må dette meldes overvåkningsmyndigheten.

Videre kan overvåkningsmyndigheten meddele unntak der anvendelsen av direktivet kan volde vesentlige problemer i et begrenset geografisk område. Vi vil i den følgende gjennomgang av direktivets bestemmelser peke på når slik unntaksadgang foreligger.

5.4.3 Autorisasjon

Direktivets artikkel 4 bestemmer at der etablering eller drift av naturgassanlegg krever noen form for autorisasjon, skal det fastsettes kriterier for dette som er objektive og ikke-diskriminerende. Disse kriterier og tilhørende saksbehandlingsregler skal offentliggjøres. Søknader som avslås skal inneholde begrunnelse, og det skal være klageadgang.

Bestemmelsen kan fravikes i de situasjoner som er beskrevet i det foregående punkt. Av hensyn til utbyggingen av nyforsynte områder og til effektiv drift, kan dessuten ytterligere autoriseringer avslås i et bestemt område dersom det er etablert eller det er planer om å etablere ledningsnett, når kapasiteten ikke er oppbrukt.

5.4.4 Pålegg av tjenesteforpliktelser

I direktivets artikkel 3 gis det en oppregning av omstendigheter som gir staten i den allmenne offentlige interesse rett til å pålegge foretak på gassektoren å utføre offentlige tjenesteplikter. Bestemmelsen gir ikke statene rett til å gå lenger enn det som er tillatt etter artikkel 59(2), se punkt 5.3.3, og kan derfor anses som en spesifisering av hovedbestemmelsens innhold i forhold til hensyn som er særlig relevante for gassmarkedet.

Et relevant samfunnshensyn er leveringssikkerhet, som kan omfatte elementene forsyningssikkerhet, regelmessighet, kvalitet og pris. Videre nevner bestemmelsen miljøhensyn, som kan omfatte energieffektivitet og klimabeskyttelse.

Forpliktelser som pålegges skal være klart definerte, transparente, ikke-diskriminerende og kontrollerbare, og de skal sikre naturgassforetak fra hele EØS lik adgang til de nasjonale forbrukere.

Staten kan beslutte ikke å anvende autoriseringsprosedyren i artikkel 4 dersom dette kan hindre utførelsen av pålagte tjenesteforpliktelser.

Staten skal underrette overvåkningsmyndigheten om disse foranstaltninger og andre tiltak som er truffet for å sikre forbruker- og miljøvern.

5.4.5 Organisatoriske tiltak

Staten skal utpeke eller anmode eierne av naturgassanlegg å utpeke en eller flere system-operatører. Dette skal i utgangspunktet skje separat for transmisjon, opplagring og LNG på den ene side, og distribusjon og forsyning på den annen, men operatører kan også få adgang til å drive kombinerte systemer.

Systemoperatørens rolle er å drive, vedlikeholde og bygge ut systemene på alminnelige økonomiske vilkår. De skal opptre som en nøytral instans og sikre likebehandling av alle aktører i systemet.

Transmisjonssystemoperatører som er del av et vertikalt integrert foretak skal i det minste være uavhengig fra andre aktiviteter i systemet med hensyn til rettslig form, organisasjon og beslutningstaking. Eierskap til aktiva i transportsystemet behøver dog ikke å skilles ut fra slike foretak.

Naturgasselskaper skal for øvrig føre separate regnskaper over transmisjon, distribusjon, LNG og lageraktivitet som om det dreide seg om egne selskaper for å unngå forskjells-behandling, kryssubsidiering og konkurransefordreining.

Disse regler kan i vid ustrekning fravikes i de situasjoner som artikkel 28 omhandler, se punkt 5.4.2.

5.4.6 Adgang til systemet.

Direktivets artikkel 18 pålegger statene å innføre en ordning for tredje parters adgang til systemene på grunnlag av offentliggjorte tariffer. Denne adgang gjelder for alle natur-gasselskaper så vel som for de såkalte privilegerte kunder, dvs. de som fritt kan kjøpe gass fra en leverandør etter eget valg. Fra 1. juli 2007 gjelder dette alle kunder. Ordningen skal anvendes objektivt og ikke-diskriminerende mellom systemene, men den utelukker ikke langtidskontrakter.

Med hensyn til adgang til lagerfasiliteter og linepacks kan statene velge mellom forhandlet adgang og regulert adgang. Særlige regler gjelder for oppstrøms adgang.

Naturgasselskapene kan på nærmere vilkår fastsatt i direktivets artikkel 21 nekte adgang til systemet dersom de ikke råder over tilstrekkelig kapasitet eller hvis utførelsen av offentlige tjenesteforpliktelser hindres. I slike tilfeller kan statene treffe tiltak med sikte på at selskapet foretar nødvendige utbygginger, såfremt dette er rentabelt eller en potensiell kunde betaler for utbyggingen.

Statene skal dessuten treffe tiltak som sikrer utbygging av direkte linjer på grunnlag av objektive, transparente og ikke-diskriminerende kriterier. Slik autorisasjon kan imidlertid gjøres betinget av at systemadgang er blitt nektet eller at en tvisteløsningsprosedyre er blitt innledet i denne forbindelse.

Unntak fra bestemmelsene om systemadgang kan gis når det dreier seg om større, nyere infrastruktur eller ved markante kapasitetsøkninger i bestående infrastruktur. De situasjoner som dette gjelder vil være utvikling av nye gasskilder eller andre tiltak som vil øke konkurransen og sikre forsyningene, men der risikoen med investeringen er så stor at den ikke ville bli gjort uten at et unntak ble innrømmet.

Det vil også være vid adgang til unntak fra reglene om adgang til systemet i de situasjoner som artikkel 28 beskriver, se punkt 5.4.2 ovenfor.

5.4.7 Direktivets gjennomføring i norsk lov

Naturgassloven av 28. juni 2002 nr. 61 er en rammelov for transmisjon, distribusjon, forsyning og lagring av naturgass som ikke omfattes av petroleumsloven av 29. november 1996 nr. 72. De to lover er avgrenset slik at naturgassloven dekker nedstrømsledninger i sjøen. I naturgassloven gis Kongen en generell fullmakt til å gi gjennomføringsforskrifter. Slik forskrift ble gitt ved Kgl. res. av 10. november 2003 og vil tre i kraft 1. januar 2004. Forskriften gjennomfører det første gassdirektivet (98/30/EF) og vil sannsynligvis måtte tilpasses det nye direktiv når dette skal gjennomføres i Norge.

Gassdirektivets prinsipp om adgang for naturgassforetak og kvalifiserte kunder til transmisjons- og distribusjonsnett er fastlagt i selve naturgassloven.

Forskriften pålegger melding om konsekvensutredning i henhold til plan- og bygningsloven av 14. juni 1985 nr. 77 for de gassrørprosjekter som etter forskriftens bestemmelser vil være underlagt konsesjonsplikt.

Konsesjonsplikt innføres for bygging og drift av anlegg for overføring av naturgass, herunder overføringsrør, LNG-anlegg og tilhørende anlegg (bl.a. lagre), som i det vesentlige leveres til *naturgassforetak*. Dette er foretak som forestår kjøp og salg til sluttbrukere.

På denne måten er det laget et skille når det gjelder konsesjonsplikt mellom transmisjon på den ene side og bruk/distribusjon på den andre. Bygging og drift av distribusjonsanlegg for naturgass og mindre LNG-anlegg er unntatt konsesjonsplikten.

Forskriften fastlegger kravene til søknader om konsesjon, vilkårene for konsesjon og nærmere saksbehandlingsregler. Ett av vilkårene kan være at konsesjonæren forplikter seg til å yte nærmere definerte offentlige tjenester. Uten at dette er fastsatt direkte i forskriften, vil det bli lagt til grunn at søknader om økonomisk støtte til prosjekter som er omfattet av konsesjonsplikten, må underkastes konsesjonsbehandling før søknaden om støtte avgjøres.

I spørsmålet om prinsipp for tredjepartsadgang, velger forskriften *forhandlet adgang*.

Gassdirektivets krav til regnskapsmessig skille for integrerte selskaper blir innført ved forskriften, men det tar ikke høyde for de organisatoriske krav til slike selskaper som vil følge av det nye direktiv.

Forskriften åpner for benyttelse av direktivets mulighet til å meddele midlertidig unntak fra reglene i loven og forskriften der de vil skape store vanskeligheter i et geografisk avgrenset område med hensyn til utvikling av infrastruktur for overføring. Slike unntak krever forutgående godkjennelse fra EFTAs overvåkningsorgan.

5.5 Konklusjoner

Det foreligger ikke rettslige hindringer for statlig eierskap til gassinfrastruktur, men EØS-avtalen bygger på en forutsetning om likebehandling av private og offentlige foretak.

EØS-avtalen gir vid adgang til å tildele enerett eller særrett og i denne sammenheng pålegge foretak å utføre tjenester av allmenn økonomisk interesse. Slike pålegg kan berettige til å fravike EØS-avtalen. Adgangen gjelder både for offentlige og private foretak, og vil i henhold til Gassdirektivet også kunne anvendes på gassektoren.

Offentlige og private foretak kan motta statsstøtte etter de samme regler.

Statsstøtte til sluttbrukere vil måtte anses som meldepliktig statsstøtte i forhold til EØS-avtalen med mindre det forutses en så *vesentlig utbygging på nasjonal basis* at en støtteordning ikke kan sies å gi fordeler til spesifikke sluttbrukerforetak. Ellers vil støtte til sluttbrukere kunne godkjennes av ESA bare der dette hjemles av særlige statsstøtteregler, som for eksempel minimumsstøtte, støtte til små og mellomstore bedrifter, regionalstøtte og energisparing.

Støtte til gassinfrastrukturforetak vil likeledes utgjøre meldepliktig statsstøtte. Imidlertid vil slik støtte kunne ytes som kompensasjon for utførelse av oppgaver av allmenn økonomisk

betydning. Dersom støtten tildeles etter offentlig anbudskonkurranse vil en under omstendighetene kunne unngå meldeplikten.

6. DISKUSJON AV HENSYN AV BETYDNING FOR VALG AV EIERSKAPS- OG FINANSIERINGSFORM

6.1 Innledning

Beskrivelsen i kapittel 2 av forskjellig infrastruktur og statlig engasjement i finansiering og organisering av denne, viser at graden av offentlig deltakelse historisk sett har vært høy. Dette har først og fremst vært begrunnet i økonomiske og finansielle karakteristika, men også i mer politiske og ideologiske betraktninger relatert til samfunnets ansvar for infrastruktur. Generelt sett har infrastruktur tidligere vært utbygget i ly av et sett av virkemidler, slik som enerettigheter, kryssubsidiering, innelåsing av sluttbrukere, diverse finansielle virkemidler og annet som bare i begrenset grad er tilgjengelig i dagens liberaliserte markedsregime. Dette stiller nyetablering av gassinfrastruktur i Norge overfor nye utfordringer. I kapittel 3 har vi på det grunnlag diskutert generelle fordeler og ulemper ved ulike former for eierskap og finansiering av infrastruktur.

Fra vog med utredningens kapittel 4 rettes oppmerksomheten mot naturgassektoren og løsninger for utvikling av denne i Norge. I kapittel 4 utdypes de aktuelle scenariene for en infrastrukturutvikling slik de er beskrevet av oppdragsgiver, og i kapittel 5 analyseres de juridiske rammene for statlig engasjement i infrastrukturutvikling nærmere.

Med utgangspunkt i dette underlaget vil dette kapittelet drøfte nærmere sentrale hensyn som bør være førende for valg av eierskaps- og finansieringsløsninger som kan legge til rette for naturgassinfrastruktur i Norge. Denne drøftelsen følges opp i kapittel 7 hvor det presenteres aktuelle løsningsmodeller, som så drøftes mer eksplisitt i kapittel 8.

Nedenfor redegjøres i kapittel 6.2 for sentrale økonomiske karakteristika ved gassinfrastruktur, hvilket vil identifisere økonomiske barrierer mot infrastrukturutvikling. Drøftelsen vil kunne gi føringer på hvilke virkemidler som er egnet til å utløse ønskede investeringer. Det vi kjenner til av utredninger omkring lønnsomhet av gassdistribusjon i Norge gir grunn til å forvente et behov for relativt sterkt offentlig engasjement dersom utbredelsen av naturgass skal bli omfattende. NVE arbeider for tiden med lønnsomhetsberegninger som ideelt sett burde foreligget forut for denne utredningen. I mangel av slike analyser er det nødvendig å anvise løsninger som er egnet til å håndtere ulike grader av lønnsomhet.

I kapittel 6.3 redegjøres for ulike former for statlige engasjement med sikte på å påvise statens mulighet til å rette tiltakene inn mot ulike ledd i forsyningskjeden under ulike scenarioer. Som følge av utredningens mandat vil hovedvekten imidlertid bli lagt på tiltak rettet mot transportsystemet for naturgass (infrastruktur), enten det dreier seg om rør- eller LNG-løsninger.

Deretter drøftes sentrale hensyn som vil være fremtredende når valgene nærmere skal treffes, det være seg økonomiske hensyn (6.4), hensynet til optimal infrastrukturutvikling (6.5), energiforsyningssikkerhet (6.6), kostnadseffektivitet (6.7), plassering av ulike former for risiko (6.8), næringsutvikling (6.9), omfanget og varighet av statens engasjement (6.10) og enkelte andre hensyn (6.11) før det i kapittel 6.12 trekkes enkelte slutninger.

Statlig støtte til markedsintroduksjon av naturgass, 1996 - 2002
I perioden 1996-2000 bevilget myndighetene ca. 6 mill. kr årlig som tilskudd til introduksjon av naturgass. Disse midlene kom som en konsekvens av behandlingen av St.meld. nr. 44 (1994-95) "Norge som gassnasjon - bruk av naturgass i Norge". I 2001 bevilget Stortinget ca. 20 mill. kr i støtte til realisering av gassrør mellom Kollsnes og Bergen. Da dette prosjektet ble stoppet, ble en stor del av beløpet i stedet benyttet som støtte til LNG-infrastruktur, bl.a. til mottaksanlegg for LNG i Florø. For 2002 ble statlig støtte til gassintroduksjon økt til 50 mill. kr. Stat, fylker og kommuner har også bidratt med omlag 60 mill kr til realisering av gassbussprosjektet i Bergen. Disse midlene har i stor

6.2 Økonomiske karakteristika ved gassinfrastrukturinvesteringer

Det er betydelig og langsiktig tilgang på naturgass på norsk kontinentalsokkel. Gass i landføres på en rekke steder. Det er mange potensielle energibrukere som ville kunne dra nytte av naturgass ut fra tekniske, økonomiske og miljømessige hensyn. Det er verdiskapingspotensial i nye anvendelser av naturgass. Hovedutfordringen knyttet til økt naturgassanvendelse i Norge er imidlertid av økonomisk art.

Fra produsentleddet prises naturgass som hovedregel i forhold til internasjonal markedspris fordi naturgass fra de fleste felt har en alternativ avsetningsmulighet i dette markedet. På brukersiden vil naturgass måtte konkurrere i et modent energimarked mot alternative energibærere som olje og elektrisk kraft til i internasjonal sammenheng moderate priser. Norge har utfordringer knyttet til spredt befolkning og natur som gjør et dekkende system for transport og distribusjon av naturgass meget kostbart. Innenfor disse ytre markedsmessige og naturgitte rammene er det en meget stor økonomisk utfordring å utvikle en helt ny lønnsom infrastruktur for transport og distribusjon av naturgass i Norge.

Det er imidlertid et utgangspunkt for utredningen at det, gitt disse utfordringene, anses samfunnsøkonomisk fordelaktig å legge til rette for økt utbredelse av naturgass og mandatet peker på ulike former for offentlig eierskap og finansiering innenfor transport og distribusjon som et virkemiddel for å utløse dette.

Det er nødvendig å ta hensyn til de spesifikke økonomiske karakteristika ved infrastrukturprosjekter på gassområdet for å kunne drøfte hensiktsmessige modeller for eierskap og finansiering.

Fysisk infrastruktur er som regel kapitalintensiv virksomhet. Det er høye investeringer og relativt lave variable kostnader. Investeringene har lang levetid. Høye kapitalutlegg og lang nedbetalingstid er i utgangspunktet ingen attraktiv egenskap for private investorer. Finansieringen av slike prosjekter er derfor svært utfordrende og krever forutsigbarhet om framtidige inntektsstrømmer og god evne til å håndtere prosjektets risiki. Disse forholdene gjør seg spesielt gjeldende for investeringer i rørledninger og mer omfattende LNG-kjeder.

Forut for en beslutning om investeringer i infrastruktur ligger omfattende analyser av prosjektets forventede kostnads- og inntektsstrømmer og ikke minst de risikofaktorer som hefter ved disse.

På kostnadssiden vil en måtte ta hensyn til en relativt lang planleggings- og utbyggingsperiode forut for oppstart og inntekter. Byggeprosjekt er i seg selv utsatt for både politiske og tekniske risiki. Inngrep i natur og nærhet til befolkningskonsentrasjoner krever konsekvensutredninger og myndighetsbehandling som kan føre til utsettelser eller kostnadsøkninger. Allerede i planperioden kreves det således finansiell bæreevne, risikovilje og utholdenhet fra investor.

Uforutsette forhold (for eksempel på havbunn eller i fjell) kan skape forsinkelser og kostnadsøkninger i selve byggeperioden. Det er dertil svært vanlig at byggeperioden for større infrastrukturanlegg kan strekke seg over flere år. Konsekvensen av dette er store kapitalbehov og høy rentebelastning før prosjektet genererer inntekter.

I tillegg til dette, vil kapasitetsutnyttelsen i et infrastrukturanlegg ofte være lav i starten og under oppbygging over en lengre periode mens sluttbrukermarkedet er i utvikling. Det vil ofte være betydelige skalafordeler knyttet til installert kapasitet og det vil være en fordel å etablere en kapasitet som kan betjene en etterspørselsøkning over relativt lang tid. Det vil, avhengig av type infrastruktur, kunne være store kostnader forbundet med en senere kapasitetsutvidelse.

LNG har større fleksibilitet enn rør i forhold til dette aspektet. Kostnadsstrukturen for rør- og LNG-transport er ellers svært ulik. Mens marginalkostnaden for rørtransport reduseres med økt volum og varierer lineært med avstand er det for LNG nærmest motsatt, dvs. at marginalkostnadene øker lineært med økt volum, mens avstand har mindre betydning. I valget mellom LNG og rør er derfor parametere som avstander, volum, leveringspunkter, forbruksutvikling og –variasjoner svært sentrale.

De økonomiske eller finansielle konsekvensene av en slik karakteristikk er en betydelig kontantstrømutfordring i begynnelsen av anleggets levetid og lang nedbetalingstid. Lang nedbetalingstid øker risikoen ved prosjektet. Det følger økende grad av usikkerhet med tidshorisonten.

Politiske og markedsmessige forhold på avsetningssiden vil være viktige for prosjektet. Politisk risiko er stor i infrastrukturprosjekter fordi infrastruktur er beheftet med "samfunnsansvar", regulering og politisk oppmerksomhet. Dertil er energimarkedet også svært påvirket av politiske bestemte rammebetingelser. Oppnåelse av tilfredsstillende lønnsomhet for en privat aktør vil i større grad enn ellers være avhengig av et stabilt vennligsinnet politisk klima i forhold til prosjektet formål. De foreslåtte endringene i elavgiften og deres potensielle påvirkning på utviklingen av fjernvarme skulle eksemplifisere dette godt. For tiden er det også en sterk reguleringsmessig utvikling på overnasjonalt nivå som vil ha betydning for rammevilkårene og stabiliteten i disse.

Usikkerhet på inntektssiden vil være sentralt for lønnsomheten. Infrastruktur på energiområdet vil ha en inntektsside i form av tariffer fra brukerne. Ofte har bygging av energiinfrastruktur fanget kundegrupper i et langsiktig avhengighetsforhold og skapt et langsiktig grunnlag for nedbetaling gjennom tariffen. Samtidig er det store økonomiske og politiske barrierer mot etablering av konkurrerende infrastruktur. Derfor betegnes ofte energiinfrastruktur som naturlige monopol. Offentlig regulering av naturlige monopoler og deres tariffnivå er svært vanlig.

Der nye infrastrukturinvesteringer har vært videreutvikling av større nasjonale kraft- eller gassnett, har kryssubsidiering ved overveltning av kostnader på andre kundegrupper tilknyttet øvrige deler av systemet vært vanlig. Dette har gjort det mulig å unngå prohibitive tariffer for de nye kundegruppene som nås ved utvidelsen av systemet.

I den type gassinfrastruktur som diskuteres i denne utredningen vil ikke slike løsninger eller kjennetegn gjelde i samme grad fordi naturgass må konkurrere med et velutbygd system for distribusjon av andre og meget konkurransedyktige energibærere som el og olje.

Denne markedsmessige risikoen for naturgass sammen med de øvrige egenskapene ved gassinfrastruktur trekker derfor i retning av relativt høyt avkastningskrav for private investorer, se nærmere kapittel 6.4 nedenfor. Ikke minst av disse årsaker har det vært vanlig at infrastruktur har blitt bygget av det offentlige eller organisasjoner tilknyttet det offentlige. Innslaget av privat eierskap har imidlertid vært økende. På gassområdet har en sett et ikke ubetydelig innslag av private selskaper. Det har imidlertid vært vanlig at lønnsomheten har vært sikret av særskilt markedsorganisering, langsiktige avtaler og eksklusive rettigheter. Utviklingen i markedsorganisering og internasjonal rett gjør at dette vil bli mindre utbredt.

6.3 Ulike former for statlig engasjement

6.3.1 Målgruppe for økonomisk engasjement

Med utgangspunkt i utredningens mandat og i Stortingets ønske om å legge forholdene til rette for økt gassanvendelse i Norge, er det innledningsvis på sin plass med en generell

drøfting av mulighetsrommet for eierskap og finansiering innenfor hele forsyningskjeden for naturgass.

I utgangspunktet foreligger det en mulighet til å påvirke alle ledd i forsyningskjeden fra produsent til forbruker. Både produsenter og forbrukere kan i prinsippet stilles overfor økonomiske rammer som gjør at investeringer i transport og distribusjonssystemer kan skje på en forretningsmessig forsvarlig måte. Produsenter kan gjennom en statsstøtteordning tilby gass til nedsatte priser og dermed muliggjøre kommersielle investeringer nedstrøms. Forbrukere kan få prisstøtte ved innkjøp av gass og dermed være i stand til å betale kostnadsbaserte transporttariffer.

En støtteordning rettet mot produsenter vil i utgangspunktet måtte gjøres tilgjengelig for alle produsenter av naturgass som vil være aktuelle forsyningskilder. For ikke å bli et insentiv til å levere mer gass til andre og mer betalingsdyktige markeder, vil støtten måtte øremerkes volumer til Norge. Selv med en slik innretting ville støtten lett begunstige produsenter på en måte som ville være i strid med statsstøtteregelverket, se kapittel 5.3.1. Det er på denne bakgrunn valgt å ikke utrede denne muligheten videre.

"Prisstøtte" til kjøp av gass til forbruker vil på tilsvarende måte øke betalingsevnen for gasstransport. En slik prissubsidie vil måtte gjøres generelt tilgjengelig for alle forbrukere. Analysen av den relevante praksis i EU som er foretatt i kapittel 5.3.2.1 viser at dette kan være en farbar vei, men det knytter seg usikkerhet hvor omfattende utbyggingen må være for at slik prisstøtte kan anses å være et generelt tiltak som ikke utgjør statsstøtte. For de fleste større avtakere av gass vil en slik prisstøtte komme i konflikt med EU-regelverket.

Som hovedregel legges derfor til grunn at distributører av gass følger markedsverdi-prinsippet ved prising av gass. Dette innebærer at man må tilpasse prisnivået til konkurrerende energibærere. Gasskjøpere vil i mange tilfeller kunne bytte tilbake til annen energibærer dersom prisnivået for naturgass vedvarer på et høyere nivå enn elektrisitet ev. olje. En støtteordning til gasskjøp faller også utenfor mandatet for denne utredningen.

Det vil likevel senere i rapporten bli presentert en tariffbasert finansieringsmodell der det inngår investeringsstøtte til konverteringstiltak hos energibrukerne som et virkemiddel for raskere omstilling til bruk av naturgass. En slik støtteordning vil også kunne målrettes for å bidra til utslippsreduksjoner ved bruk av naturgass.

Felles for prisstøtte til produsenter og forbrukere er at de fungerer mindre treffsikkert i forhold til de økonomiske utfordringer investorer i infrastruktur står overfor. Det er innenfor transportinfrastruktur at de store finansielle løft vil skje[29] og det er her risiko og langsiktig lønnsomhet vil være kritisk. Investorer i slik infrastruktur vil derfor være meget utsatt for

[29] Det legges til grunn at det ikke vil bli bygd ut naturgassfelt med utgangspunkt i markedsmuligheter i Norge.

usikkerhet knyttet til stabilitet og varighet på støtte til andre ledd i forsyningskjeden inkl. forbrukerne.

Hovedutfordringen for statlig deltakelse i infrastruktur blir derfor å sikre investorer i infrastruktur en avkastningsforventning som utløser investeringer. Statlig støtteordninger eller eierskap i infrastruktur vil derfor bidra til å sikre totaløkonomien over tid for investorer i infrastruktur, samt indirekte konkurransedyktige tariffer for gassleverandører og kjøpere. Tariffen for infrastrukturtjenestene kan ikke være større enn at det ved ovennevnte forutsetninger om produsent- og detaljistadferd, lar seg gjøre å oppnå en rimelig gasspenetrering i markedet over tid. Det er i denne sammenheng grunn til å tilføye at regjeringen i St. meld. nr 9 (2002-2003) har uttalt at:

> *"Transportkostnadene ved levering innenlands vil følge av de generelle tarifferingsprinsippene i gassrør som til enhver tid gjelder for oppstrømsvirksomheten. I tillegg kommer transportkostnader knyttet til innenlandsk overføring og distribusjon".*

6.3.2 Aktuelle virkemidler

Kapittel 2.2 og 2.3 beskriver bredden i ulike eierskapsformer og i finansieringsformer. I prinsippet vil det være mulig å anvende alle disse enten isolert sett eller i kombinasjon med hverandre. Det vil føre for langt innenfor rammen av denne utredningen, å foreta en detaljert diskusjon av alle variantene eller kombinasjonsmulighetene. Vi finner det heller formålstjenlig å isolere tre grupper av prinsipielt ulike virkemidler der valgsituasjonen vil bli preget av at de:

- vil være ulikt egnet i de forskjellige scenariene
- vil være ulikt egnet avhengig av graden av "ulønnsomhet"
- de vil kunne være beheftet med politiske eller prinsipielle hensyn

Det første praktiske og prinsipielle spørsmål med politiske overtoner vil være graden av statlig eierskap i naturgassinfrastruktur. Dette gjelder diskusjonen om og eventuelt under hvilke forutsetninger det vil være hensiktsmessig at staten utløser infrastruktur gjennom direkte eierskap. Modeller for statlig eierskap vil kunne strekke seg fra et nytt statlig infrastrukturselskap eller et forretningsområde i eksisterende statlige selskaper til modeller der staten kun er deleier i joint ventures. Det henvises i denne sammenheng til diskusjonen i kapittel 3.1 som beskriver modeller og fordeler og ulemper ved ulike ordninger.

Som motpol til statlig eierskap står privat eierskap med statlig støtte. Statlig støtte kan ytes på utallige måter fra investeringstilskudd, driftsstøtte til ulike låne- og garantiordninger. I kapittel 3.2 drøftes fordeler og ulemper ved ulike støtteordninger. En har valgt å utelukke driftsstøtteordninger fra videre diskusjon fordi erfaringer viser at ordninger som fordrer årlige politiske bevilgningsvedtak er beheftet med så stor risiko at de vektlegges lite i finans-

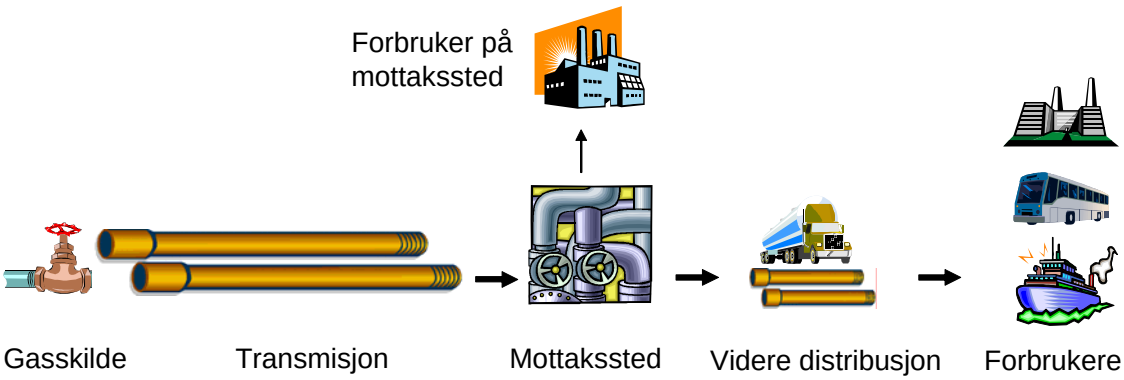
markedet. I tillegg er driftsstøtte problematisk å få godkjent i henhold til statstøttereglene i EØS-avtalen. En står dermed igjen med investeringstilskuddet som har den attraksjon at den representerer høyeste grad av forutsigbarhet for investor samtidig som staten vil ha avsluttet sitt engasjement gjennom et engangstilskudd. Foruten investeringstilskudd har en også statlige ansvarlige lån og garantiordninger som er viktig i den finansielt krevende tidligfasen og som kan avlaste langsiktig risiko og kapitalkostnader.

En tredje hovedvariant er en brukerfinansiert modell som innebærer at kjøpere av kapasiteten i infrastrukturen dekker kostnadene gjennom tariffen. Dette fordrer at tariffen kan settes tilstrekkelig høyt til å sikre lønnsomhet for transportsystemet. I en normalsituasjon der sluttbrukere står i en valgsituasjon mellom ulike energibærer vil det være store begrensninger knyttet til brukerfinansiering. Forutsetningen for en slik modell er at man ved støtteordninger overfor sluttbrukere (eksv konverteringsstøtte) eller ved reguleringsmessige tiltak (tilknytningsplikt o. l) skaper nødvendig betalingsevne. Dette er et virkemiddel som også vil kunne benyttes vesentlig mer selektivt i forhold til nedslagsfelt for naturgass både mht geografi og type brukere.

6.3.3 Mulige virkemidler i de tre scenarioene

Storskala rør (scenario 1):

Scenario 1 innebærer et høytrykks rørsystem til én bestemt terminal, og muligheter for videre distribusjon derfra.



Skjematisk fremstilling av naturgasskjeden i et rørbasert system.

Statlig eierskap til infrastruktur kan ta alle former fra staten som en passiv investor med stor grad av privat innslag i planlegging, utbygging, drift og forvaltning, til den dypeste medvirkning der staten organiserer et eget selskap som står bak planlegging, utbygging og drift. Staten kan legge en langsiktig betraktning til grunn ved et moderat avkastningskrav til kapitalen. Staten har betydelige finansielle ressurser og har adgang til gode lånebetingelser i kapitalmarkedene, og kan dermed sikre kostnadseffektivitet på kapitalsiden. Lånefinansiering vil innebære relativt mindre årlige belastninger på *offentlige budsjetter* enn tilskudd til

private eiere. På den annen side vil statens engasjement vare i mange år, noe som kan anses uheldig og til dels uforutsigbart.

Gjennom eierskap får også staten en styringsmulighet gjennom prosjektets levetid som kan vurderes positivt med tanke på å oppnå bl.a. næringspolitiske mål, hensyn til optimal infrastrukturutvikling m.m.

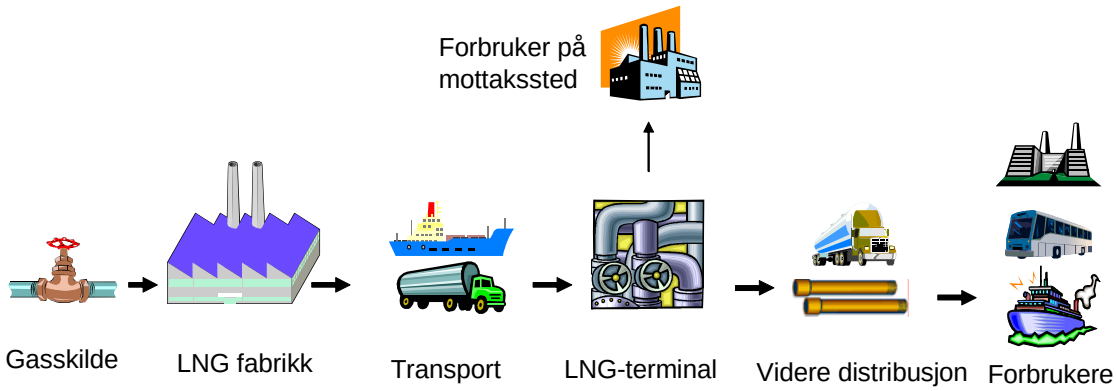
En modell med statlige tilskudd til private eiere kan heve lønnsomheten i rørledningsprosjekter slik at både utbygging og drift blir interessant. En umiddelbar fordel med tilskudd er at statens økonomiske engasjement, i hvert fall i utgangspunktet, får en forholdsvis kort varighet. Privatfinansierte rørprosjekter vil kunne dra nytte av støtteordninger som avlaster den finansielt krevende tidligfasen som er preget av høye kapitalkostnader og lav kapasitetsutnyttelse, se kapittel 6.5 nedenfor.

Gjennom tilskudd vil private aktører få eierskap til infrastrukturen. Lover og forskrifter sikrer en nøytral forvaltning av infrastrukturen. Tilskudd kan i prinsippet også gis gjennom driftstøtte, jf. diskusjonen i kapittel 6.2. Slik sett er investeringstilskudd å foretrekke på grunn av forutsigbarhet på investeringstidspunktet, selv om det fra statens side kan være en stor finansiell uttelling i øyeblikket. Med et tilskudd er myndighetenes styringsmulighet begrenset til forutsetninger for tilskuddet og de vilkår som myndighetene gir gjennom konsesjon og annen myndighetsutøvelse. Private aktører kan også støttes med ulike former for garantiordninger som knytter støtten til utviklingen i faktorer som investor oppfatter som svært usikre og som har stor betydning for prosjektets lønnsomhet, for eksempel til tariffinntekt.

LNG-basert infrastruktur (scenario 2 og 3):

Scenariene 2 og 3 har begge et vesentlig innslag av LNG-infrastruktur. Scenario 3 bygger videre på dagens situasjon hvor det allerede er etablert LNG-anlegg noen steder, men har også noen rørsystem. Drøftingen av statlig engasjement er vesentlig annerledes for LNG- enn for større rørinfrastruktur. Vi vil i det følgende derfor drøfte mulighetene for scenario 2 og 3 samlet.

En LNG-kjede består av et produksjonsanlegg inkludert skipningsterminal, transportenheter (skip, tankvogner, jernbanevogner, containere), mottaksanlegg og eventuelt anlegg for videredistribusjon, enten som LNG eller gass. Slik videredistribusjon vil i praksis skje i tankvogner eller lavtrykks rørnett. Et statlig engasjement i utvikling av denne kjeden kan skje på flere måter og på flere steder i denne kjeden, jf. nedenstående figur.



Skjematisk fremstilling av naturgasskjeden i et LNG-basert system.

LNG har noen fysiske egenskaper (svært lav temperatur, avdampning) som har betydning for kjedens organisering. LNG kan derfor til dels betraktes som en ferskvare, og den krever mer ressurser å håndtere enn olje eller propan.

I forbindelse med LNG-kjeden kan et statlig engasjement være forskjellig, avhengig av hvor i kjeden dette skjer, enten det er produksjon, transport og distribusjon eller bruk av LNG.

Generelt vil et engasjement eller støtte rettet mot *produksjon av LNG* være ekstra krevende fordi det vil være et løpende ønske fra LNG-produsenten om å selge LNG til de mest betalingsdyktige markeder. Dette vil fordre at støtten derfor må øremerkes til volumer levert norsk marked. Dette drøftes ikke nærmere, jf. diskusjonen i kapittel 6.3.1.

Transport av LNG gjøres av spesialiserte rederier, gasselskap og i noen grad biltransport-selskaper. Lite taler for at staten bør gå inn på eiersiden i slike selskap. Å yte tilskudd kan være problematisk fordi skip, tankvogner og tanker lett vil kunne bli solgt eller brukt til andre formål enn å frakte gass til norske brukere. Det foreligger muligheter til å gi skips-byggingsstøtte under særskilte forutsetninger, se kapittel 5 foran.

Støtte til etablering av *mottaksterminaler* vil bidra til å senke investeringskostnadene og forbedre lønnsomheten i hele LNG kjeder. Støtte vil dermed kunne bidra til å øke antall terminaler, eventuelt utvide deres kapasitet, og dermed tilgjengeligheten av gass. Det geografiske nedslagsfelt kan gjøres selektivt og tidsinnfasingen kan påvirkes.

Enhver ny mottaksterminal for LNG vil lett skape nye lokalmarkeder. Til nå har store enkeltbrukere representert tilstrekkelig grunnlag for bygging av terminaler. I fremtiden kan organisering av mindre lokalmarkeder utløse nye terminaler fordi man da oppnår en "kritisk masse" - et tilstrekkelig markedsgrunnlag, eller de kan gi grunnlag for større kapasitet enn hva som ellers ville være tilfelle. På samme måte som kostnadene for denne markeds-

utviklingen kan reduseres gjennom tilskudd til terminalanlegget, så kan støtte til distribusjonsanlegget enten det er lokale rør eller lokal LNG-distribusjon, være avgjørende for hvor stort dette "opplands-markedet" vil være. Støtte i denne fasen vil derfor være målrettet i forhold til å sikre et tilbud av naturgass.

Støtte til *lokale distribusjonsanlegg* vil ha innebygget de samme problemstillinger når det gjelder eierskap og konkurranseadgang som er beskrevet for støtte til terminalanlegget. Den lokale distribusjon er imidlertid svært nært knyttet til salg og markedsføring, og derfor intet naturlig objekt for statlig eierskap. Støtte i denne fasen er også noe mer problematisk i forhold til statsstøtteregelverket. En generell støtte til lokal distribusjon av naturgass kan også være problematisk ved at fremtidige fjernvarmeanlegg blir mindre konkurransedyktige, og at en del fornybare energikilder dermed kan bli utkonkurrert.

Gjennom å stimulere til investeringer i *nytt gassforbrukende utstyr*, vil man indirekte stimulere etterspørselen etter naturgass og dermed dens infrastruktur. Dette kan handle om støtte til å konvertere eksisterende energiproduksjon f.eks. fra el og olje til gass, eller støtte til brukere som vil anvende gass til ny produksjon, energi eller annet. En slik støtte kan målrettes og dimensjoneres på ulike måter, men man vil ikke på forhånd kunne vite hva effekten blir på utbyggingen av gassinfrastruktur.

Det synes på dette grunnlag som at støtte, eventuelt eierskap, til mottaksanlegg eller indirekte støtte gjennom å stimulere etterspørselen etter naturgass er de mest aktuelle virkemidlene i LNG-scenarioene. På samme måte som i rør-scenarioet vil myndighetene ha et viktig virkemiddel i utformingen av konsesjon etter naturgassloven og annen myndighetsutøvelse.

6.4 Avkastningskrav for gassinfrastrukturinvesteringer

Som diskutert i kapittel 3 framstår ikke statlig eierskap som en nødvendig eller ønskelig løsning for virksomhet som opererer på normalt forretningsmessig grunnlag, eller for virksomhet som har mulighet til å bli lønnsom basert begrenset offentlig bistand. I slik virksomhet vil avkastningskravet være markedsstyrt med utgangspunkt i alternativ inntjening i investeringsmarkedet. Statlig eierskap vurderes i denne utredningen som et virkemiddel som har til formål å utløse en utvikling som ikke vil komme i stand med mindre det ytes sterk statlig støtte.

I prinsippet har staten en rekke virkemidler til disposisjon som kan påvirke private aktører til å gjennomføre en ønsket infrastrukturutvikling. Dette kan være tilskudd eller reguleringer som fører til at ulønnsomme tiltak som er samfunnsøkonomisk ønskelige blir gjennomført, eller tiltak som påvirker utformingen eller bruken av infrastruktur slik at bredere samfunnsmessig hensyn blir ivaretatt. Under visse forutsetninger kan et direkte statlig engasjement gjennom eierskap være bedre egnet til å utløse en ønsket utvikling samt framstå som mer kostnadseffektivt for staten framfor å gi finansiell støtte til private aktører.

Staten bør legge en samfunnsøkonomisk nytte- og kostnadsanalyse av infrastruktur-prosjekter til grunn for sine investeringer.[30] Prosjekter som ikke er lønnsomme bedrifts-økonomisk kan bli samfunnsøkonomisk lønnsomme som følge av netto samfunnsmessige nytteverdier som ikke kommer fram i en privatøkonomisk analyse, og/eller dersom staten bruker et lavere avkastningskrav. Det avkastningskravet som benyttes ved prosjekt-vurdering og de resultatkrav som stilles til et infrastrukturselskap er kritiske i forhold til lønnsomheten av langsiktig kapitalintensiv infrastrukturvirksomhet, og derved kritisk for om utbygginger vil finne sted.

I en samfunnsøkonomisk beregning benyttes en samfunnsøkonomisk kalkulasjonsrente (avkastningskrav) eller diskonteringsrente som er sammensatt av en sikker (risikofri) diskonteringsrente og et risikotillegg. I likhet med private investorer, må samfunnet ta hensyn til at risikoen varierer i ulike anvendelser av kapital. En skiller her mellom systematisk og usystematisk risiko. Systematisk risiko er risiko som ligger utenfor prosjekteiers kontroll. Usystematisk risiko er risiko som kan håndteres av prosjekteier ved gjennomføring av prosjektet, og som skal tas hensyn til ved bruk av forventningsverdier på inngangsverdiene i nåverdianalysen. Kalkulasjonsrenten skal kun ta høyde for systematisk risiko.

Finansdepartementet har i sin veiledning i samfunnsøkonomisk analyse[31] eksemplifisert inndelingen ved at samfunnsøkonomisk avkastningskrav til investeringer i kraftproduksjon er satt til 8 prosent, kollektivtrafikk til 6 prosent og skoler, helse mv til 4 prosent.

NVE presenterer i sin håndbok[32] anslag på rentenivå for samfunnsøkonomiske lønnsomhets-analyser av ulike energirelaterte prosjekter. Her er gasskraft er satt til 7 prosent fordi slik produksjon er mindre risikoutsatt grunnet stor andel variable kostnader. Om infrastruktur sier NVE at avkastningskrav til hovednett for kraft settes til 6 prosent, og at gassnett settes til 8 prosent.

Enkelte private aktører synes å kreve minimum 10 prosent avkastning for investeringer i frittstående rørledningsprosjekter. Til sammenligning tar staten utgangspunkt i et avkastningsnivå på 7 prosent som underlag for tariffering i Gassled (gassinfrastrukturen på kontinentalsokkelen). Her er imidlertid infrastrukturinvesteringene i stor grad sikret gjennom langsiktige avtaler for salg av gass. Et infrastrukturprosjekt som er marginalt

[30] Dette kriteriet er eksempelvis innarbeidet i Statnetts investeringspolitikk

[31] FIN 2000: "Veiledning i samfunnsøkonomiske analyser", Veileder, Finansdepartementet

[32] NVE (2001): "Bruk av risikojustert kalkulasjonsrente ved vurdering av energiprosjekter", Internt notat, Norges Vassdrags og Energidirektorat, 2001 – og "Håndbok for samfunnsøkonomisk analyse av energiprosjekter" , Norges Vassdrags og Energidirektorat 2002

lønnsomt til 7 prosent avkastningskrav vil kreve betydelig støtte for å bli lønnsomt ved 10 prosent avkastningskrav.

Graden av usikkerhet som investor står overfor vil påvirke avkastningskravet. Finansieringskostnader og muligheter i kapitalmarkedet påvirkes sterkt av usikkerheter i prosjektets kontantstrøm. Høy risiko krever et høyt avkastningskrav og vice versa. Investorer og finansiører vil kunne anslå den systematiske risikoen i langsiktige gassinfrastrukturprosjekter som konkurrerer mot annen energiinfrastruktur som høy. Noe av den systematiske risikoen vil være knyttet til virkninger av endringer i internasjonale gasspriser som investor i liten grad kan påvirke. En annen viktig komponent er politisk eller regulatorisk risiko, herunder robustheten av et tilretteleggende og vennligsinnet regime vis a vis gass som energibærer. Private aktører vil kunne prise den politiske usikkerheten rundt en slik utvikling høyt. En forretningsmessig investor som har administrative og kapitalmessige rammer, vil for øvrig velge et avkastningskrav som minst reflekterer alternative plasseringsmuligheter.

I hvilken grad staten som eier vil kunne prise risiko lavere eller høyere enn private aktører vil ha sammenheng med mulighetene til å styre eller påvirke risikofaktorene. For en privat aktør vil markedsrisikoen (etterspørselsrisikoen) være knyttet til konkurransevilkårene for gass i det norske markedet. Denne risiko omfatter en rekke upåvirkbare faktorer som spenner fra engrospriser for gass til politiske definerte rammevilkår for alternative energibærere. Man kan hevde at staten samlet sett sitter med et utvalg av virkemidler og rammebetingelser som setter staten som eier bedre i stand til å styre en del av de usikkerhetsfaktorene som private i liten grad kan påvirke. Dette omfatter energipolitiske utviklingstrekk gjennom blant annet iverksettelse og endring av lover, forskrifter og reguleringer, tilskuddsordninger, skatte- og avgiftspolitikk mv. På områder av teknisk art, for eksempel når det gjelder drift av infrastruktur, vil private aktører som regel være bedre skikket til så styre risiko enn staten. Ulike oppfatninger om den usystematiske risikoen vil gi seg utslag i ulike forventningsverdier til prosjektets framtidige kontantstrømmer, og dermed i nåverdien.

Rørinfrastruktur er investeringer med meget lang teknisk levetid. Norge har et ressursmessig grunnlag som gir mulighet til langvarig utnyttelse av systemet. Tilfredstillende lønnsomhet på slik infrastruktur krever en langsiktig og besluttsom politikk for endringer i energibruken slik at en over levetiden utvikler et økende og robust marked for infrastrukturtjenesten. En slik langsiktighet i rammevilkårene kan oppfattes ulikt av private og statlige aktører . Dette kan rettferdiggjøre lavere anslag på usikkerhet i statens lønnsomhetsberegninger[33] for infrastruktur fordi staten kan antesipere risikoen lavere hvis investeringen

[33] Siden en del av disse politiske og reguleringsmessige risikokomponentene er "styrbare" for staten, vil man kunne hevde at de inngår blant usystematiske risiki og derfor heller bør hensyntas i ved redusert risikojustering av anslagene på kontantstrømmer. For samfunnsøkonomien vil dette imidlertid i begge tilfeller slå ut positivt.

er ledd i gjennomføringen av en langsiktig og sammensatt virkemiddelpakke for økt gasspenetrering.

Økonomien i gassinfrastruktur er svært følsom overfor endringer i kalkulasjonsrente og staten må som grunnlag for sitt engasjement ha et klart formulert standpunkt til avkastningskrav i de samfunnsøkonomiske beregninger som gjennomføres og til hvilket avkastningskrav som skal settes til et eventuelt statlig infrastrukturselskap[34].

Selv om vurderinger av risiko og kalkulasjonsrente ikke skulle medføre utslagsgivende forskjeller mellom statlige og private investorer, vil et statlig selskap mer direkte kunne tillegges en rolle å utføre investeringer som har samfunnsmessige nytteverdier eller positive eksternaliteter som ikke reflekteres direkte i prosjektøkonomien. I slike tilfeller må den statlige aktør enten tilgodeses med et tilskudd eller et avkall på det bedriftsøkonomiske avkastningskravet til selskapet.

Ovenfor er det presentert noen grunner til at private og statlige aktører kan legge ulike avkastningskrav til grunn for investeringsbeslutninger og at dette vil være tilfelle ved investeringer i gassinfrastruktur. Det beskrives også hvorfor private og statlige aktører har ulike evner til å påvirke risiko og hvorfor de derved vil kunne anslå risiko i kontantstrømmer og avkastningskrav ulikt. En statlig aktør vil ha som formål å verdsette samfunnsmessige nytteverdier som kan føre til at et bedriftsøkonomisk avkastningskrav vanskelig kan nås uten tilskudd eller lavere resultatkrav.

Staten kan som et alternativ til eierskap kompensere private investorer for svak prosjektøkonomi ved riktig dimensjonert økonomisk støtte/tilskudd. Skattefinansiering av statlige tilskudd har et samfunnsøkonomisk tapselement som det bør tas hensyn til (jf. Finansdepartementets retningslinjer for samfunnsøkonomiske analyser).

Et slikt tilskudd representer en inntektsomfordeling fra skatteyterne ved staten til de private investorene. Ansvarsfordelingen kan gi samfunnsøkonomiske merverdier. Dersom prosjektøkonomien er meget svak og tilskuddsbehovet blir tilsvarende stort, synes det imidlertid tvilsomt om gevinsten ved privat eierskap rettferdiggjør tilskuddet. Det er ikke kostnadseffektivt for staten å yte store tilskudd til private aktører som kompensasjon for risikovurderinger og avkastningskrav som er klart høyere enn det ville være naturlig for en statlig aktører å legge til grunn. I en slik situasjon kan statlig eierskap isolert sett framstå som et bedre alternativ enn tilskuddsmodellen. Dersom statlig eierskap blir nødvendig eller ønskelig, vil det imidlertid være gevinster å hente på å engasjere private aktører i det operative arbeidet.

[34] Eksempel: Det valgte avkastningskravet på 7,5 prosent på NSI kabelen til UK ga en vesentlig dårligere samfunnsøkonomi enn dersom man hadde benyttet 6 prosent kravet som er NVEs veiledende krav til samfunnsøkonomien i norske hovednett

Det er likevel viktig å søke etter ytterligere begrunnelser for statlig eierskap som supplement til de statsfinansielle.

6.5 Hensynet til en optimal infrastrukturutvikling

I uttrykket optimal infrastrukturutvikling kan ligge flere elementer. Ett element er å sikre god sammenheng mellom oppstrømsnett, overføringsnett og distribusjonsnett *innenfor* naturgass, herunder eventuelle videreføringer til for eksempel Sverige. Et annet element er å sikre god sammenheng *mellom* gassinfrastruktur og infrastruktur for annen energi, typisk elektrisitetsnettet.

Forholdet til annen gassinfrastruktur:
Fra 2003 er eierinteressene i de norske gassrørledningene offshore og terminalene samordnet (unitisert) i interessentskapet, *Gassled*. De største eierne i Gassled er Petoro[35] med vel 38 %, Statoil med vel 20 % og Norsk Hydro med vel 11 %. Gjennom eierskap og eierandeler i disse selskapene har staten dominerende innflytelse i Gassled.

I forbindelse med delprivatiseringen av Statoil ble det etablert et eget statlig eid selskap, Gassco AS, som har systemansvar for mesteparten av gasstransportsystemet, jf petroleumsforskriften § 66. Formålet var å etablere en aktør som på nøytral måte kunne samordne drift, herunder håndheve adgangsregimet, samt bidra til effektiv og helhetlig infrastrukturutvikling.

Nye større ilandføringsforbindelser mot for eksempel Sør-Norge og Sverige er kandidater til innlemmelse i Gassled. Eierne av Gassled vil i utgangspunktet være opptatt av at innlemmelse av ny infrastruktur ikke bidrar til å svekke lønnsomheten av det samlede systemet. Til fordel for Gassled som eier til rørforbindelser til nye områder i Norge taler at avkastningskravet på 7 prosent sannsynligvis vil ligge klart under det avkastningskrav private investorer vil sette til separate rørprosjekter med høy markedsrisiko. Avkastningskravet i Gassled vil derfor senke nivået på utløsende støtte fra staten betraktelig.

Forholdet til det innenlandske energisystemet:
Vannkraftressursene har sørget for at Norge, ulikt de fleste andre land, har et energisystem med fokus på elektrisitet. Når elektrisitetsforbruket øker utover produksjons- og overføringskapasiteten, tvinger nye løsninger seg frem. Det er gjeldende politikk å støtte utbyggingen av vannbåren varme for å avlaste elektrisitetsforbruket. Aktører i kraftbransjen vurderer løpende investeringsmuligheter i ny kraftproduksjon, og Statnett har et omfattende investeringsprogram for å løse opp flaskehalser innenlands og for å øke overføringskapasiteten til utlandet.

[35] Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement - SDØE).

Naturgass, både til substitusjon av elektrisitet og olje og for å skape ny elektrisitets- og varmeproduksjon, representerer i denne sammenheng nye muligheter. En utvikling mot et sammensatt energisystem nasjonalt, blant annet med utbygging av infrastruktur for gass og fjernvarme side om side med elektrisitetsnettet, reiser imidlertid nye krav til koordinering. I tiltagende grad påvirkes energisystemet også utenfra gjennom markedsmessige og politiske krefter. Det er ikke nødvendigvis sammenfall mellom hvilke lønnsomhetsbetraktninger private og statlige aktører står overfor på de ulike satsingsområdene, og hva som i denne sammenheng er en samfunnsøkonomisk optimal energisystemutvikling.

Utbygging etter scenario 1 (storskala rør) vil påvirke utviklingen av energisystemene på tilførselsstedene i betydelig grad. Å sikre at hensynet til optimal infrastrukturutvikling er ivaretatt er derfor vesentlig når staten skal velge hvordan bidrag til gassinfrastruktur skal organiseres. Dette hensynet tilsier først og fremst at staten legger vekt på hvordan et gassrør kan utnyttes i samspill med utviklingen av kraftnettet og fjernvarmenett der det er aktuelt. Siden det er overveiende sannsynlig at gass, både ved direkte bruk og gjennom gassbasert kraftproduksjon, vil påvirke kraftsystemet over tid, bør aktørene innenfor nettområdet trekkes inn i vurderingene, slik at utbygging av gassinfrastruktur skjer i harmoni utviklingen av elektrisitets-, og fjernvarmenett.

> På oppdrag av Statnett har Econ Analyse har nylig gjennomført en analyse kalt "Investeringer i nett og alternative tiltak" (Econ rapport 2003-074). I sammendraget slås det her fast at "Tiltak innen kraftproduksjon og forbruk kan i mange tilfeller redusere investeringsbehovet i overføringsnettet. Og videre "En investering i ny kraftproduksjon i et underskuddsområde kan gjøre at man sparer en kostbar nettinvestering, *men prisdannelsen i markedet vil i liten grad belønne et slikt tiltak.* Uten nye virkemidler og aktive grep, og en ny tenkning om sammenhengen mellom nett og marked, er det fare for at vi vil få vesentlig høyere kostnader enn nødvendig etter hvert som behovet for investeringer melder seg."

Dersom det opptrer forskjellige aktører på for eksempel gassinfrastruktur og elektrisitets-infrastruktur, ligger det til rette for *sektorkonkurranse*. Sektorkonkurranse kan oppfattes som positivt ved at den stimulerer til effektive og innovative løsninger innenfor hver enkelt sektor. Velger man å la utbyggingen av gassinfrastruktur utføres av private aktører, kan man derfor i større grad oppnå at det treffes kommersielt sett riktige beslutninger sett fra et gassektorperspektiv. Etter omstendighetene kan en slik konkurranse også stimulere til økt fokus på en samordning av naturgasskjeden, for derigjennom å utnytte gassinfrastrukturen optimalt i konkurranse med andre energiformer.

En modell som tilrettelegger for sektorkonkurranse kan imidlertid svekke hensynet til en samordnet og koordinert utvikling *mellom* de ulike energisektorene. Vektlegges hensynet til slik samordning, taler det for at oppgaven med å utvikle gassinfrastruktur koordineres tett mot, eventuelt legges til, et statlig selskap som allerede er engasjert i annen energi-infrastruktur (for eksempel Statnett). Velger man å la private aktører forestå utbyggingen av gassinfrastruktur, må den nødvendige samordningen mellom sektorene utføres av sentrale myndigheter (departementet og NVE). De sentrale myndigheter vil ha tilstrekkelige virkemidler i konsesjonssystemet og i de tilskuddsvilkår som stilles for å utøve denne samordningen tilfredsstillende. De sentrale myndighetene må imidlertid engasjere seg sterkere under slike private modeller fordi det ikke finnes noen statlig arm (statlig infrastrukturselskap) som kan tildelegeres mange av de samordningsoppgavene som nødvendigvis må utføres. Dessuten vil det alltid være et spørsmål om en slik sentralstyring vil bli like god som en styring gjennom et statlig infrastrukturselskap kan bli fordi staten ikke i samme grad sitter "i førersetet" med hensyn til å arbeide proaktivt og planmessig mot et samfunnsøkonomisk optimalt energissystem.

Scenarie 2 og 3 peker mot en utvikling der gass vil både kunne avlaste elektrisitetsbruk gjennom konvertering av oppvarmingsprosesser, og muliggjøre ny og mer desentral produksjonskapasitet på en rekke steder. Gassdrift av kraft- og varmeverk vil også kunne utløse flere nær- og fjernvarmesystemer, mens noen former for lokal infrastruktur kan komme i konkurranse med offentlig støttet fjernvarmeinfrastruktur. Gjennom koordinerte utbyggingsprosesser, vil man kunne skape viktige synergieffekter ved utbygging av kommunal infrastruktur. Man vil med andre ord kunne høste flere viktige verdier utover det å optimalisere *energiinfrastruktur* isolert sett.

Skal enkeltaktører kunne benytte seg av den type statlig støtte til sluttbrukere, er det viktig at han vet når, og hvor eller hvordan, gassdistribusjonen skal finne sted. Planleggingsprosesser, gjerne i form av samarbeid mellom kommuner, gasselskap og andre (f.eks. vann- og avløpsverk, teleselskap, nettselskap), bør derfor finne sted. Staten kan bidra til at slike prosesser skjer, samtidig som at det legges energipolitiske føringer egnet f.eks. til å forhindre at naturgass fortrenger fjernvarme basert på forbrenning av avfall og biobrensel.

Et tiltak som etter omstendighetene kan målrettes for å tilrettelegge for optimal infrastrukturutvikling er en direkte sluttbrukerstøtte som gir insentiver for konvertering fra elektrisitet og olje til gass overfor bestemte regioner og sluttbrukere. En slik støtte vil imidlertid ha et selektivt preg som skaper vanskeligheter i forhold til EØS-avtalens regler om statstøtte overfor større aktører som opererer i konkurransemarkeder. Virkemidlet er derfor kare begrensninger.

Samlet sett er det ikke åpenbart hvilken retning hensynet til optimal infrastrukturutvikling trekker. Et statlig infrastrukturselskap vil sannsynlig være rustet til å utføre nødvendig samordningsoppgaver mellom energisektorene noe bedre enn en ren myndighetstyring av

private (og offentlige) infrastrukturselskaper vil være. På den annen side kan tilrettelegging for sektorkonkurranse bidra til effektive og innovative løsninger innenfor naturgassektoren alene. I noen grad vil det derfor være et spørsmål om hvilke av disse underhensyn man *ønsker* å vektlegge sterkest.

6.6 Hensynet til energiforsyningssikkerhet

Generelt vil en mer diversifisert energiforsyningsstruktur der forbrukere står overfor flere alternativer innebære mindre sårbarhet mot avbrudds- eller knapphetssituasjoner. Heri ligger da også en viktig drivkraft for utbygging av gassinfrastruktur i Norge.

Et sentralt spørsmål er om en infrastrukturutvikling i regi av staten fremmer forsynings-sikkerhet bedre enn infrastruktur i privat eie støttet av staten gjennom andre virkemidler. Hensynet til forsyningssikkerhet må sees i sammenheng naturgassens rolle i energisystemet. Framføring av naturgass til avlastning av elektrisitetsforbruk eller til produksjon av elektrisitet i underskuddsområder vil være relevante problemstillinger. I den utstrekning direkte statlig engasjement gjennom et infrastrukturselskap kan forbedre energisystemets sikkerhet gjennom riktigere tidsinnfasing eller geografsk riktigere nedslagsfelt for gass-forsyning, vil forsyningssikkerheten kunne forbedres. På samme måte som anført i kapittel 6.5 ovenfor, kan det anføres at statlig eierskap i godt samspill med energiforvaltningen kan føre til en mer proaktiv adferd i forhold til målet om et optimalt energisystem, herunder også økt forsyningssikkerhet.

På den annen side vil energiforvaltningen også her ha fullgode muligheter til å styre mot ønsket utvikling gjennom virkemidlene konsesjons- og tilskuddsordningene gir. Det vil typisk være naturlig å pålegge private aktører offentlige oppgaver i denne sammenheng. En modell som bygger på privat initiativ for bygging av gassinfrastruktur kan gjennom støtte-systemet tilgodese forsyningssikkerheten ved pålegg om riktig tidsinnfasing og riktig nedslagsfelt for gassforsyning. Et effektivt konsesjons- og støttesystem vil for eksempel bidra sterkt til at investeringer i privat regi kommer tilstrekkelig raskt, på riktig sted og med tilstrekkelig sikkerhet for å unngå knapphetssituasjoner avbrudd. Også her kan det tenkes å være noe vanskeligere for energimyndighetene å få etablert en tilstrekkelig effektiv styring fordi man sitter på en armlengdes avstand til aktørene. Vi stiller oss likevel tvilende til at dette kan representere et særlig sterkt argument mot en utviklingen som går gjennom private infrastrukturselskaper.

Samlet sett mener vi at hensynet til å oppnå tilfredsstillende energiforsyningssikkerhet kanskje trekker svakt i retning av at et statlig infrastrukturselskap inntar en sentral plass i utviklingen. Vi mener imidlertid ikke at dette kan representere et avgjørende hensyn for noen bestemt løsning.

6.7 Hensynet til kostnadseffektivitet

Med kostnadseffektivitet menes at produksjon og leveranse av en definert tjeneste skjer til lavest mulige kostnader. Lave kostnader bidrar til at prisen på transporttjenesten kan bli lavest mulig, hvilket igjen bidrar til naturgassenes konkurransekraft. I et regime hvor det ytes offentlig støtte vil kostnadseffektive løsninger kunne bidra til å holde støttenivået nede, herunder til at støttemottakerne ikke overkompenseres. Det vil derfor utvilsomt være en målsetning å etablere eierskaps- og finansieringsløsninger som i størst mulig grad bidrar til kostnadseffektiv utbygging og drift av infrastrukturen og utbetaling av riktig støttenivå.

Generelt legges det til grunn at *konkurranse* i en eller annen form er den beste måten å sikre kostnadseffektive løsninger. I et system uten at det ytes offentlige tilskudd vil utbygginger normalt realiseres av private aktører etter hvert som de søker og tildeles konsesjon. Kostnadseffektive løsninger oppnås i slike tilfelle gjennom egeninteressen som går ut på å oppnå høyest mulig fortjeneste, kombinert med trusselen om at konkurrenter vil etablere seg og tilby samme eller lignende tjeneste. På infrastrukturområdet er imidlertid forholdene spesielle fordi det som regel ikke ligger til rette for, eller myndighetene ønsker ikke, at det etableres konkurrerende infrastruktur. Konsekvensen blir at den første utbyggeren får *monopol*, enten det er av faktisk, naturlig eller rettslig art. Infrastrukturen etableres og drives da av aktører som ikke på noe stadium har gjennomgått noen form for konkurranse. De sitter på infrastrukturen rett og slett fordi de var først ute. Utbygging og drift skjer reelt sett i ly av enerettigheter uten noen forutgående seleksjonsprosess som peker ut den mest effektive aktør.

Det forhold at en utbygging krever offentlig støtte i en eller annen form gir derfor mulighet til å finne frem til den mest kostnadseffektive utbygger og operatør. I praksis vil først og fremst *anbudskonkurransen* være det tilgjengelige virkemiddel. Her vil forskjellige aktører konkurrere om å få utføre den forhåndsdefinerte tjeneste til lavest mulig pris/støttenivå, eventuelt basert på andre konkurranseparametere som måtte være definert.

Normalt bør konkurransegrunnlaget så presist som mulig angi de oppgaver som skal løses og de egenskaper infrastrukturen skal ha, for på den måten å sikre mest mulig reell og skarp konkurranse. I tillegg kommer at en slik konkurranse også er best egnet til å sikre at den støtten som utbetales vil oppfylle krav i statsstøttereglene i EØS-avtalen, først og fremst kravet om at det ikke må utbetales noen form for overkompensasjon (det vil si høyere støtte enn andre hadde klart seg med) til mottaker. Det vil dog alltid være en risiko for at konkurransen viser seg å bli så liten (få uavhengige aktører) at det reelt sett blir utbetalt høyere støtte enn strengt nødvendig. Denne faren taler for at konkurransesituasjonen generelt sett bør gjøres tilbydervennlig. Et bedre alternativ enn anbud med sikte på å oppnå kostnadseffektivitet synes imidlertid ikke å foreligge.

Et generelt problem for myndighetene ved utforming av støtteordninger er at man normalt vil ha begrenset innsikt i selskapenes inntekts- og kostnadsforhold. Det kan ofte være

vanskelig å ta stilling til hvor mye støtte som skal til for å utløse investeringer. Staten har som regel mindre informasjon om de faktiske kostnadene enn investor. Selv om myndighetene har god innsikt i teknologier og kostnader, er det ofte ikke mulig å fastslå med sikkerhet om prosjektet også ville blitt gjennomført uten støtte. Dette gjelder særlig når nye områder skal støttes. Problemet med «gratispassasjerer» gjelder alle støtteordninger, jfr St. meld nr 9 (2002-2003). Modeller for direkte statlig eierskap omgår i stor grad dette problemet, men her kan risikoen ligge i at den statlige aktør ikke har optimale insentiver for effektivitet.

Videre bør det poengteres at gassektoren vil bli utsatt for sterk konkurranse fra andre energiformer, typisk elektrisitet og olje. Sektorkonkurransen vil derfor i alle fall anspore til kostnadsbevissthet for utbyggere av gassinfrastruktur. Dette elementet vil derfor i noen grad virke modererende på betydningen av anbudsprosesser.

Likevel bør det tilrettelegges for at staten tar initiativ til at anbud benyttes så langt som mulig som seleksjonsmetode ved etablering og drift av gassinfrastruktur. Under modeller hvor private aktører bygger ut infrastruktur, er det naturlig å tildele statstøtten etter anbud. I tilfelle det er aktuelt å la et statlig infrastrukturselskap påta seg et ansvar for etablering og drift av infrastrukturen, bør (og må) dette selskapet benytte anbud ved sine innkjøp. Dess mer omfattende innkjøpene er, dess mer vil bli gjenstand for utvelgelse etter konkurranse. Også i et OPS-samarbeid hvor den private samarbeidsaktør påtar seg all tilgjengelighets- og driftsrisiko, er det naturlig og ønskelig å benytte anbud som utvelgelsesmekanisme.

Av dette følger at det vil kunne etableres kostnadseffektive løsninger som hindrer overkompensasjon både dersom utbyggingen skjer av private aktører med offentlig støtte og når utbyggingen skjer i statlig regi. Det synes grunn til å anta at svært mange, kanskje de fleste, oppgaver kan bli konkurranseutsettes i en eller annen form uavhengig om utbygging og drift skjer på den ene eller den andre måte. Under den forutsetning synes det ikke grunnlag for å hevde at hensynet til kostnadseffektivitet taler sterkt i retning av en bestemt modell for organisering av eierskaps- eller finansieringsform.

6.8 Hensynet til hensiktsmessig fordeling av risiko

Utbygging og drift av gassinfrastruktur inneholder mange ulike former for risiko. Med risiko forstås her ansvaret for å bære finansielle konsekvenser av uønskete hendelser. Disse kan deles i flere undergrupper, hvor det tidligere i dette arbeidet (kapitel 2.2) er skilt mellom

- *Tilgjengelighetsrisiko* (risiko for design, bygging, samt tilgjengelighet i driftsfasen)
- *Operatørrisiko* (risiko for at gasstransporten gjennomføres tilfredsstillende)
- *Markedsrisiko* (risiko for omfang og pris på trafikken)

I tillegg kunne man operert med forskjellig undergrupper av risiko. Spesielt er det grunn til å fremheve *regulatorisk risiko,* typisk risiko for endringer i skatte- og avgiftssystemet, tariff-regulering, nye organisatoriske krav, etc, som først og fremst påvirker markedsrisikoen.

Grunnleggende sett vil det være en målsetning at *risiko bør plasseres hos de(n) aktører(er) som mest kostnadseffektivt kan håndtere og minimere det enkelte risikoelement*. Den aktør som påtar seg en gitt risiko vil normalt kreve en risikopremie, som må dekkes av sluttbrukere og/eller staten som tilskuddsyter. På denne måten vil dette avsnittet være en forlengelse av kapittel 6.4 om avkastningskrav og kapittel 6.7 om kostnadseffektivitet.

Når det gjelder *tilgjengelighetsrisikoen* for infrastruktur, er det generelt grunn til å anta at denne lettest kan håndteres og minimeres av entreprenører og andre tilbydere med erfaring fra tidligere gjennomførte prosjekter. Slike aktører vil regelmessig ha utviklet metoder for prosjektanalyse, prosjektstyring samt utvise høy grad av profesjonalitet i subkontrahering og innkjøp. Etter vårt syn er det derfor liten grunn til at staten bør påta seg tilgjengelighet-srisikoen for en gitt infrastruktur. Staten har mer begrensede forutsetninger for å håndtere og minimere denne type risiko. Som det fremgår av kapittel 7 nedenfor, inneholder derfor alle de modeller som foreslås som aktuelle å velge for utvikling av gassinfrastruktur det element at private aktører påtar seg all tilgjengelighetsrisiko.

Når deg gjelder *operatørrisikoen*, vil vurderingene langt på vei være som for tilgjengelighetsrisikoen. Her vil det imidlertid eksistere kompetente miljøer i statlig regi (Gassco, Statnett) som vil ha evne til å utvikle kompetanse som på god måte kan håndtere og minimere denne risikoen. Det finnes forøvrig et marked for vedlikeholds- og driftstjenester som tar godt vare på de tekniske risikoaspekter. I tillegg kommer at det på sikt – dersom gassinfrastrukturen blir omfattende – vil være behov for koordinering som stiller krav til operatørens nøytralitet og uavhengighet (for eksempel kapasitetsforvaltning), hvilket trekker i retning av en statlig operatør. Samlet sett synes det imidlertid ikke på kort sikt å foreligge klare grunner til ut fra et risikoperspektiv å velge bestemte aktører til å påta seg operatørrisiko.

Plassering av *markedsrisikoen* er ofte den mest kontroversielle, og derved vanskeligste. Ved utbygging av gassinfrastruktur vil det på utbyggingstidspunktet bare i begrenset grad være etablert et marked eller faste avtakere, samtidig som investeringene vil være "sunk" med lang levetid. Markedsrisikoen vil derfor ofte være betydelig. Fremtidig volum og pris (tariff) vil være en funksjon av generell markedsutvikling knyttet til tilgang og etterspørsel etter både gass og konkurrerende energi (elektrisitet, olje) i et større marked enn det norske, samt skatte- avgifts- og miljøpolitiske rammebetingelser, osv. Det vil med andre ord foreligge en *kombinasjon av markedsmessig og regulatorisk usikkerhet*.

I enkelte sektorer er det antatt at private aktører har liten mulighet til å påvirke etter-spørselen over infrastrukturen, typisk gjelder det i veisektoren hvor staten stort sett har

påtatt seg hele etterspørselrisikoen i OPS-prosjekter. I andre sektorer, for eksempel innenfor mobiltelefoni, ligger all risiko som utgangspunkt på (de private) utbyggerne.

Det finnes neppe noe entydig svar på hvor markedsrisikoen bør plasseres ved etablering av gassinfrastruktur. I en del tilfelle vil man se for seg at private aktører har evne til å skape etterspørsel knyttet til infrastrukturen, f eks ved å inngå samarbeid med industri/-utvikling, lokal distribusjon og lignende. I andre tilfelle er den regulatoriske risiko mer dominerende, hvilket taler for at staten bør påta seg risikoen. Generelt kan man kanskje si at dess mer omfattende, langsiktig og lønnsomhetsusikker en investering (utbygging) er, dess viktigere vil antakeligvis regulatoriske rammer være for utviklingen i etterspørselen i fremtiden, og dess vanskeligere vil det antakeligvis være å håndtere og minimere risikoen for private aktører. Ved lokale, mindre utbygginger vil det trolig være lettere for private aktører å oppnå bedre kontroll over fremtidig etterspørsel. I så fall vil det være mer nærliggende å tilordne private aktører etterspørsel for mindre prosjekter.

Drøftelsen av hvordan markedsrisikoen bør plasseres blir videreført i kapittel 8 nedenfor.

6.9 Hensynet til næringsutvikling

Til tross for ønsker om økt innenlands verdiskapning basert på naturgass, er metanol-fabrikken på Tjeldbergodden hittil det eneste eksemplet for foredling av naturgass på land i Norge i større skala. Denne etableringen må sees i lys av utbygging av virksomheten på Haltebanken og myndighetskrav om gassbehandling istedenfor fakling.

Store industrielle aktører har ønsket tilførsel av naturgass for å videreutvikle industrien i Grenland og på Skogn, jfr scenario 1. Som et utgangspunkt for å vurdere statlig deltakelse f.eks. i rørledninger til disse stedene er det naturlig å anta at industriaktørene her bare vil betale en gasspris som har samme nivå som i Europa forøvrig. Det betyr f.eks. at transport-kostnadene for gass fra Kårstø til Grenland ikke kan overstige transportkostnaden mellom Kårstø og Emden eller Zeebrugge. Denne betalingsviljen, kombinert med et begrenset gassmarked, er ikke tilstrekkelig for å forsvare investeringer i gassrørledning på forretnings-messige vilkår. Dermed taler mye for at et statlig engasjement må til dersom slike rør-ledninger med tilhørende industrisatsning skal se dagens lys.

Virksomhetene på Kårstø, Kollsnes og Tjeldbergodden, samt på Mongstad og Sture representerer allerede ledende gassfaglig kompetanse. Med utbyggingen av Snøhvitfeltet utvides denne med LNG-kompetanse i tillegg. Kunnskapsbasen for å utvikle storskala industrivirksomhet basert på gass er langt på vei tilstede. Sintef har for en tid siden skissert hvordan denne kan kobles f.eks. til havbruksnæringen for å skape nye verdikjeder. I denne sammenheng bør også Norferm sin produksjon av bioprotein nevnes som et eksempel på hvordan gass kan brukes til nye formål.

Gjennom lang tid har mange tatt til orde for å utvikle innenlands næringsvirksomhet basert på naturgass. De senere år har vist at tilgang til gass (norske ressurser) neppe alene er et tilstrekkelig komparativt fortrinn for å utløse nye industrietableringer. Men med en kombinasjon av kompetanse og nærhet til gassressursene og nærhet til viktige markeder i Europa, finnes det trolig viktige muligheter. Statlig satsning på store gassrørledninger bør derfor følges opp med tydelige industri- og næringspolitiske prioriteringer. Til en viss grad minner utfordringene i dag om de som utløste utviklingen av petrokjemivirksomheten i Bamle på 1970-tallet.

Ny gassinfrastruktur med tilhørende overgang til gass i næringsliv og husholdninger, vil også bidra til å videreutvikle den gassfaglige bransjen i Norge. Selv om innenlands bruk av naturgass er relativt nytt i Norge, finnes det allerede en rekke eksempler på fremtredende norsk gassteknologi, og det kan være muligheter til å utvikle nye og internasjonalt konkurransedyktige produkter og tjenester gjennom å utnytte kompetanse fra flere områder. Med en økende gassetterspørsel internasjonalt vil oppbygging av et norsk hjemmemarked kunne være viktig for å legge til rette for ytterligere innovasjon og nyskaping på dette området.

Naturgass åpner også for viktige muligheter knyttet til småskala distribuert energi-produksjon. Ved å stimulere til investeringer i nytt gassforbrukende utstyr, vil man indirekte stimulere etterspørselen etter naturgass og dermed dens infrastruktur. Dette kan være:

- konvertering av eksisterende energianlegg og innkjøp av nytt gassforbrukende utstyr for å opprettholde eller utvide en eksisterende produksjon, og
- innkjøp av gassforbrukende utstyr som muliggjør nye produksjonsformer, nye produkter.

Tilskudd til konvertering av anlegg vil senke terskelen for investeringsbeslutninger og motivere flere til å benytte gass. I vurderinger av slike saker vil det imidlertid som regel være vanskelig å se om addisjonalitetskravet er oppfylt. Tilskuddsordninger kan også gjøres målrettede i forhold til å oppfylle særskilte samfunnsmessige hensyn som miljøforbedringer, systemutnyttelse i forhold til andre energibærere osv.

Naturgass er et egnet brensel og råstoff for spesielle typer virksomhet og kan dermed gi grunnlag for nye produksjonsformer og nye produkter. For eksempel er gass velegnet for visse tørkeprosesser, for grønnsakproduksjon og til energiproduksjon (kombinasjon av el og varme). For nye typer virksomheter vil oppfyllelse av addisjonalitetskrav være enklere å vurdere enn tilfellet ovenfor.

Det framgår av dette at særskilte næringsutviklingseffekter ikke i første rekke vil avhenge av eierskap og leveringsmekanismer for støtte til infrastruktur. En slik utvikling vil først og fremst avhenge av generelt konkurransedyktige gasspriser cif, og dertil vil en ønsket

utvikling kunne forsterkes eller målrettes ved virkemidler rettet mot etterspørselssiden. Den type støtte som er aktuell i begge disse kategoriene kan gis gjennom tilskuddsordninger som man har mye erfaring med. Bortsett fra administrasjonen av tilskuddsordningen, vil dette være et enkelt statlig virkemiddel med gode muligheter til å være en tidsbegrenset ordning. En ulempe vil være at det er et indirekte virkemiddel ved at det stimulerer etterspørselen, mens faktisk infrastrukturutbygging overlates til aktørene i markedet. Det kan oppstå en "mismatch" mellom det tidsbruk som kreves for å utvikle et marked og de behov for sikkerhet som investorer i infrastruktur har på investeringsøyeblikket.

6.10 Hensynet til omfang og varighet av et statlig engasjement

Sett fra statens side kan det etter omstendighetene være ønskelig å få etablert tilfredsstillende gassinfrastruktur uten et for omfattende og vedvarende statlig engasjement. Staten vil riktignok i alle tilfelle være involvert som regulator og tilsynsmyndighet overfor den sektoren som skapes. For øvrig vil ulike former for eierskap og finansiering stille forskjellige krav til statens engasjement.

I tilfelle staten går inn og tar eierposisjoner eller andre lignende posisjoner i infrastrukturen, vil staten nødvendigvis påta seg et vedvarende engasjement. Fordi det etter omstendighetene kan gå lang tid før det etableres en rimelig grad av lønnsomhet i infrastrukturen, vil det i slike tilfelle også være behov for vedvarende finansiering. I en OPS-modell vil dette ta form av årlige kontraktuelle leiebetalinger til den private partner i lang tid fra infrastrukturen er operativ.

I tilfelle staten etablerer ulike ordninger for sluttbrukerstøtte for å tilrettelegge for et gassmarked, vil staten på samme måte påta seg et engasjement som vil løpe over større eller lengre tid. Et slikt regime krever en sterk og aktiv markedsovervåkning for løpende å kunne innrette støttesystemet slik at man oppnår de målsetninger man setter seg.

Dersom derimot staten legger opp til et investeringsstøtteprogram til utbyggere av infrastruktur, vil engasjementet i prinsippet løpe i kortere tidsrom i tilknytning til hvert enkelt engasjement. Statens engasjement vil her i prinsippet være begrenset til selve utbetalingen. Men en fornuftig håndtering av midlene vil imidlertid kreve oppfølgning for å sikre seg at vilkårene og forutsetningene oppfylles. I enkelte tilfelle kan det også være aktuelt å spre utbetalingene til ulike faser og milepæler i prosjektene. Tilskuddsmodellen innebærer heller ingen garanti mot at staten kan bli konfrontert med statsstøttebehov senere. Dertil kommer at en bred utbygging av infrastruktur vil kreve at man støtter mange prosjekter over lang tid, noe som krever et visst statlig apparat for å håndtere. I tillegg må det minnes om det som er omtalt i kapittel 6.5 ovenfor, nemlig at det stilles større krav til den statlige myndighetsutøvelse i tilfelle staten ikke har noen egen aktør i markedet (infrastrukturselskap) som kan fore myndighetene med gjennomtenkte forslag og ideer med sikte på å oppnå hensiktsmessig styring av sektoren.

Samlet sett synes man ikke å komme unna et relativt omfattende statlig engasjement over lang tid dersom staten tar mål av seg til på bredt grunnlag å få bygget ut gassinfrastruktur i Norge. Valget av modell utbyggingen skal skje etter vil være styrende for *hvordan* det statlige engasjementet tar form, og det er mulig at det statlige engasjementet i praksis blir mer omfattende og langsiktig dersom staten tar eierposisjoner i prosjekter, sammenlignet med tilfelle der staten bare er tilskuddsyter. Men også i sistnevnte tilfelle kommer man neppe unna et nokså omfattende engasjement for å sikre at utbyggingen blir vellykket. Sannsynligvis vil derfor valget av modell ha mindre betydning for både omfanget og varigheten av det statlige engasjementet enn man i utgangspunktet skulle tro.

Vår vurdering er derfor at hensynet til omfang og varighet av det statlige engasjementet neppe bør være avgjørende for valg av modell for hvordan utbyggingen bør organiseres. Viktigere synes å være hensynet til at utbyggingen blir vellykket, dersom man først bestemmer seg for å satse.

6.11 Miljøhensyn

Utslipp av klimagasser, i første rekke fra gasskraftverk, virker begrensende på utviklingen av et gassmarked innenlands. Utsiktene til at CO_2 fra fremtidig gasskraftproduksjon kan fjernes og deponeres er mer virkelighetsnære nå enn tidligere, og ifølge myndighetene kan slike kraftverk være på plass om 3-5 år.

Dels som en konsekvens av de norske forpliktelsene under Kyotoprotokollen, og dels fordi CO_2 kan bli interessant som injeksjonsgass for økt oljeutvinning på sokkelen, kan det tenkes at behov for CO_2-transport i stor skala kan bli aktuelt. Gjennom deltakelse i gassrørledninger og bidrag til modning av store regionale gassmarkeder vil staten i så fall kunne spille en aktiv rolle, også når det gjelder "innsamling" av CO_2. Teknisk vil CO_2 kunne fjernes fra kraftverk gjennom legging av gass- og CO_2-rør i samme operasjon. Sannsynligvis vil behovet for statlig regi når det gjelder eventuelt CO_2-innsamling i fremtiden bli vel så stort som ved gassrørutbygging. Dette er derfor et moment som kan trekke i retning av statlig deltakelse, eventuelt gjennom eierskap. Men også her finnes det tilstrekkelige virkemidler i tradisjonell myndighetsutøvelse, slik at de målsetningene man setter seg kan oppnås også gjennom målrettet styring fra energimyndighetenes side.

Det vurderes også i hvilken grad hydrogen vil være en fremtidig energibærer. Med det tidsperspektiv som er aktuelt for en gassrørledning, så bør man også vurdere muligheten for at samme infrastruktur kan brukes for begge energibærere. Slike hensyn vil være kostnadsdrivende for utbyggingen, og det peker i retning av et sterkere statlig engasjement. Statlig eierskap vil gi større frihetsgrader med tanke på eventuell fremtidig CO_2- og hydrogeninfrastruktur.

Miljøhensyn kan også tenkes tilgodesett gjennom en finansiell støtte rettet mot en selektert gruppe av sluttbrukere, slik at de miljøpolitisk "riktige" aktørene konverterer til gass. Men

her stanser man, som omtalt tidligere, i noen grad mot EØS-avtalens statstøtteregler som gjør det vanskelig å få anledning til yte en selektiv sluttbrukerstøtte til større aktører som opererer i et konkurransemarked.

6.12 Andre hensyn

Det kan også være grunn til å ha et blikk festet mot *fordelingshensyn*. Dersom utbyggingen legges bredt opp med det siktemål å bygge ut til de fleste regioner over tid, vil viktige fordelingshensyn langt på vei tilgodeses. Fordelingshensynene kommer derfor på spissen først når ambisjonen settes lavere, slik at gassinfrastrukturen blir tilgjengelig bare for enkelte regioner og visse sluttbrukere. Som det fremgår ovenfor i punkt 5, vil det imidlertid være rettslig sett problematisk å støtte slike prosjekter med statlige midler. Av den grunn synes foredelingshensynene rimelig godt ivaretatt. Vi tror derfor ikke fordelingshensynene bør være særlig styrende for valg av eierskaps- og finansieringsform.

Videre må trådene trekkes tilbake til kapittel 3.1.2, der det gis en generell drøfting av fordeler og ulemper ved statlig eierskap som også vil ha relevans for et statlig infrastrukturselskap for naturgass. På basis av denne generelle diskusjonen, synes det å være store fordeler knyttet til ulike modeller for privat offentlig samarbeid som fordeler risiko og fortjenestemuligheter i forhold til hvilke aktører som har best kompetanse og mulighet til å håndtere oppgaver og risiki best. Et statlig infrastrukturselskap uten utbyggings- eller teknisk driftsrolle, vil være en interessant modell fordi en kan unngå noen av ulempene ved en ren statlig modell ved å introdusere sterkere insentiver til effektivitet gjennom ulike former for privat deltakelse.

6.13 Oppsummering og veien videre

Ovenfor er det i kapitlene 6.2. og 6.3 drøftet sentrale karakteristika ved gassinfrastruktur og måter et statlig engasjement kan innrettes på. Deretter er det i kapittel 6.4 følgende drøftet hvordan en del sentrale utvalgte hensyn blir ivaretatt ved ulike eierskaps- og finansieringsformer ved utbygging av gassinfrastruktur i Norge. Gjennomgående viser det seg at de fleste hensyn i og for seg kan tilgodeses innenfor et bredt spekter av modeller for organisering. Likevel er det grunnlag for å peke på enkelte generelle trekk som peker frem mot den presentasjon av aktuelle modeller som gjøres i kapittel 7 og den diskusjonen av disse som gjøres i lys av de ulike scenarioer i kapittel 8.

Hensynet til effektiv *sentral styring* av energisektoren kan isolert sett tale for at staten skaffer seg en "arm" inn i gasstransportmarkedet, for eksempel gjennom et statlig infrastrukturselskap. Svært mye kan imidlertid uansett styres godt gjennom tradisjonell og aktiv myndighetsstyring av private aktører på dette markedet. Det er derfor usikkert hvor sterkt dette hensynet trekker i retning av et sterkt statlig engasjement på eiersiden.

Også hensynet til *kostnadseffektivitet* synes langt på vei å være et nokså nøytralt hensyn som kan tilgodeses på omtrent like god måte uavhengig av om staten tar en selvstendig rolle i utbyggingen. Anbudsprosesser bør brukes aktivt i alle fall, og konkurransen fra andre energiformer vil uansett anspore til sterkt kostnadsbevissthet blant utbyggere av gass-infrastruktur.

Hensynet til en målrettet *næringspolitikk* samt *miljøhensyn* kan isolert sett trekke i retning av utstrakt bruk av sluttbrukerstøtte som virkemiddel for å sikre konvertering til gass innenfor utvalgte regioner og sluttbrukere. Gitt de rettslige begrensningene i statstøtteregelverket for bruk av dette virkemidlet overfor større sluttbrukere, er det imidlertid tvilsomt om en sluttbrukerstøtte vil være tilstrekkelig for å utløse tilstrekkelig bygging av infrastruktur.

Tilbake som sentrale hensyn synes derfor først og fremst å stå overveielser knyttet til risikofordeling og avkastningskrav for ulike utbyggere av infrastruktur.

Et hovedtrekk som kan tekkes ut av analysen ovenfor er at ulike aktører på forskjellige måte vil ha mulighet for å påvirke den risiko som er knyttet til utbygging og drift av gassinfra-struktur. Grunnleggende sett anses private aktører (entreprenører og andre) å være bedre i stand til å håndtere og minimere *tilgjengelighetsrisiko* sammenlignet med hva statlige aktører vil kunne gjøre, se kapittel 6.8 ovenfor. Vi anbefaler på denne bakgrunn at staten ikke påtar seg tilgjengelighetsrisiko ved bygging av gassinfrastruktur. De tre modellene som presenteres i kapittel 7 har derfor det til felles at de alle bygger på at private aktører påtar seg tilgjengelighetsrisikoen.

Mer komplisert og kontroversielt er spørsmålet hvem som bør påta seg *markedsrisikoen* knyttet til gassinfrastruktur. Det finnes neppe noe entydig svar på hvem som er beste egnet til å håndtere og minimalisere markedsrisikoen. Vurderingen av usikkerhet og evnen til å påvirke denne vil prises ulikt gjennom blant annet de *avkastningskrav* som ulike aktører vil stille infrastrukturinvesteringene, se kapittel 6.4. De ulikheter som faktisk kan observeres i avkastningskrav mellom aktørene kan gi uttrykk for hvordan disse vurderer risikoen ved slik virksomhet ulikt. I enkelte tilfeller vil staten kunne forsvare et lavere avkastningskrav enn private aktører kan. I slike tilfelle synes staten nærmest til å påta seg markedsrisikoen. I andre tilfelle kan situasjonen være annerledes, hvilket kan tale for at private aktører i slike tilfelle påtar seg også markedsrisikoen. Skal det pekes på en generell antakelse, vil den være at staten synes å være nærmest til å påta seg markedsrisikoen for store og langsiktige investeringsprosjekter (store rør) dersom markedsusikkerheten oppfattes som stor. I slike tilfeller vil private aktører prise usikkerhet så høyt at direkte statlig eierskap kan framstå som en økonomisk mer rasjonell løsning. Dersom investeringer i infrastruktur er del av en helhetlig og langsiktig virkemiddelpakke med sikte på å sikre en varig energiomlegging og et robust markedsgrunnlag for gass, synes det å være grunnlag for mer moderate risikopremier i lønnsomhetsberegningen.

På denne bakgrunn presenteres enkelte modeller i kapittel 7 hvor staten påtar seg markedsrisikoen og andre modeller hvor private aktører gjør det. Den videre drøftelse av dette kriteriet gjennomføres så i kapittel 8.

7. PRESENTASJON AV AKTUELLE MODELLER

7.1 Innledning

Basert på drøftingen foran vil dette kapitlet beskrive tre hovedmodeller for statlig bistand til utvikling av naturgassinfrastruktur i Norge:

A. Statlig infrastrukturselskap som påtar seg markedsrisiko
B. Private infrastrukturselskaper med statlig investeringsstøtte
C. Private infrastrukturselskaper med sluttbrukerstøtte.

Modellene beskriver til sammen en bredde i valgmuligheter. Samtidig vil modellene i noen grad kunne kombineres, og hver enkelt modell inneholder også enkelte varianter. Av disse grunner vil det neppe være hensiktsmessig å gjennomføre en modell i sin stiliserte form for å oppnå en målsetning om økt gassanvendelse. Likevel har vi funnet det hensiktmessig å foreta en nærmere diskusjon med utgangspunkt i en slik hovedgruppering. Modellene er prinsipielt sett forskjellige, og de representerer etter vårt syn de modellene som synes mest aktuelle å velge blant innenfor de politiske, økonomiske og markedsmessige rammer som eksisterer, sett i lys av drøftelsene foran.

Beskrivelsen av modellene i kapittel 7 blir fulgt opp i kapittel 8 med en nærmere vurdering av under hvilke forutsetninger de ulike modellene er best egnet.

Felles for alle modellene er at de generelle rammebetingelsene for organisering av gassinfrastruktur vil måtte få anvendelse, slik disse fremgår av gassmarkedsdirektivet og naturgasslovgivningen, se kapittel 5 foran. De viktigste elementer i disse kravene er stikkordsmessig:

- Konsesjon (naturgassforskriften § 2-3)
- Selskapsmessig separasjon på sikt (gassmarkedsdirektivet artikkel 9)
- Ikke-diskriminerende tredjepartsadgang (naturgassforskriften § 3-1)
- Staten vil ha tilsyns- og regulatorfunksjonen.

I tillegg nevnes at gassdirektivet gir statene hjemmel til å innvilge enerettigheter i et bestemt geografisk område til foretak som opererer distribusjonsnett (gassmarkedsdirektivet artikkel 4 nr. 4) og til foretak som opererer direkte forsyningslinjer til privilegerte kunder (gassmarkedsdirektivet artikkel 20). Slik enerett kan imidlertid ikke innvilges til foretak som opererer mer generelle overføringsnett.

Nedenfor skilles prinsipielt mellom "statlig" og "private" aktører. Det presiseres at uttrykket "privat" i denne sammenheng er ment å omfatte også kommunale (herunder fylkeskommunale) aktører. Årsaken er at også de kommunale aktørene må forventes å ha et

lignende støttebehov til infrastruktur som private aktører har. Uttrykket "statlig" aktør vil omfatte også etablerte heleide statlige rettssubjekter slik som f.eks. Statnett og Gassco.

7.2 Modell 1: Statlig infrastrukturselskap

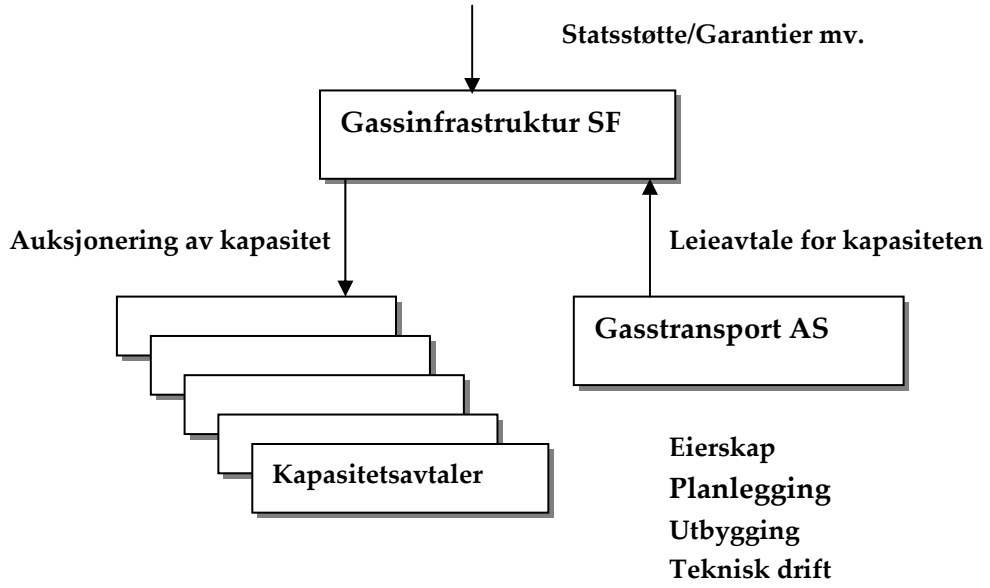
Denne modellen tar utgangspunkt i at det etableres et tungt og langsiktig statlig engasjement innenfor utvikling av naturgassinfrastruktur. Et slikt engasjement skjer best gjennom etablering av en dedikert organisasjonsmessig enhet organisert som statseid selskap. Dette kan være et nytt selskap eller et nytt forretningsområde innenfor et eksisterende foretak (for eksempel Gassco AS eller Statnett SF).

For å understøtte et slikt statlig engasjement må selskapet eller virksomheten finansieres og støttes på en slik måte at det kan håndtere kontantstrømmer og lønnsomhet som preger infrastrukturutvikling og -drift. Den samlede utøvelse av statens eierskap og tilskuddsrolle må gi foretaket et grunnlag for dette.

Modellen tar utgangspunkt i at private aktører gjennom anbud innbys til å finansiere, bygge og drive infrastrukturen. Slike kommersielle aktører kan være gasstransportselskaper, store entreprenører eller andre selskapskonstruksjoner som har kompetanse og finansiell ryggrad til å bygge ut og drive gassinfrastruktur.

Infrastrukturselskapet inngår en langsiktig avtale om disposisjon av hele (eller deler av) kapasiteten i anlegget. Inntektssiden for infrastrukturselskapet kommer fra videresalg av kapasitet i rørledningen. Dette kan for eksempel skje ved kapasitetsauksjoner overfor aktører som tar større eller mindre grad av volumrisiko innenfor de kapasiteter som kjøpes. Dette kan være store sluttkunder, distributører eller andre. Kapasiteten kan selges på avtaler av vekslende varighet. Modellen er skissert i figuren nedenfor.[36]

[36] I en variant av denne modellen kan en tenke seg at den private part beholder en andel av kapasiteten for eget bruk slik at staten kun overtar en andel av kapasiteten i anlegget.



Så mye som mulig av kapasiteten søkes bundet opp gjennom inngåelse av avtaler med aktører om kapasitetskjøp forut for investeringsbeslutningen slik at infrastrukturselskapet og staten er avlastet mest mulig volumrisiko. Etter at infrastrukturen er på plass står man i en dårlig forhandlingsposisjon i forhold til kapasitetssalg. Etter en tidlig auksjonsprosess vil en kunne sjekke markedets reelle betalingsvilje og det vil være mulig å estimere økonomien i det statlige engasjementet herunder hvilken kort- og langsiktig øvre risikoeksponering staten påtar seg.

Som utgangspunkt kan man tenke seg at den private aktøren som bygger og driver infrastrukturen også eier denne slik at det statlige infrastrukturselskapet bare fremstår som leietaker som betaler en årlig fastsatt leie fra det tidspunkt infrastrukturen er operativ. Man kan imidlertid også tenke seg flere varianter, for eksempel at det statlige infrastrukturselskapet overtar eiendomsretten ved ferdigstillelse eller ved en form for kontraktsbasert "hjemfall" etter en periode (for eksempel 20 år).

Den langsiktige leieavtalen bør settes ut på anbud blant kommersielle aktører som kan planlegge, bygge og teknisk drive infrastruktur. Anbudskonkurransen danner grunnlaget for en kostnadseffektiv løsning og leieavtalen plasserer den teknisk-kommersielle utbyggings- og driftsrisiko (tilgjengelighetsrisiko) på utleiers hånd. En langsiktig leieavtale med et statlig infrastrukturselskap vil gjøre det mulig for utbygger å prosjektfinansiere anlegget i kapitalmarkedet. Dette vil kunne kreve at infrastrukturselskapet kan stille en underliggende statsgaranti. Gjennom en finansieringsmodell hos utleier er det mulig å fastsette et fast årlig leiebeløp.

For staten som leier oppnås en høy grad av forutsigbarhet om kostnadssiden i prosjektet. Kostnadssiden blir en årlig kontantstrøm etter at infrastrukturen er i drift, som må finansieres ved videresalg av kapasitet og suppleres ved statlige tilskudd. Markedsrisikoen ligger fullt og helt på infrastrukturselskapets (statens) hånd.

Det må forutsettes at det statlige infrastrukturselskapet ikke vil bære seg bedriftsøkonomisk basert på inntekter fra kapasitetssalg. Skal det være noen hensikt å etablere et statlig selskap, må selskapet finansieres og støttes på en slik måte at det kan håndtere kontantstrømmer og lønnsomhet som preger infrastrukturutvikling og -drift. Den samlede utøvelse av statens eierskap og tilskuddsrolle må gi foretaket et grunnlag for dette.

Støtteelementet lar seg finansiere på ulike måter eksempelvis gjennom kapitaliseringen av infrastrukturselskapet eller ved årlige tilskudd (eventuelt kombinasjoner). Staten vil på mange plan kunne påvirke markedsbetingelsene for naturgass på lang sikt. Dette innebærer at staten selv har mulighet til å påvirke den volumrisiko som man påtar seg i infrastrukturselskapet. Eksempelvis kan etterspørselen etter kapasitet påvirkes av reguleringstiltak, skatter og avgifter og støttetiltak rettet mot sluttbrukermarkedet.

Et statlig infrastrukturselskap kan også stå som deleier i private infrastrukturprosjekter der statlig deltakelse kan være ønskelig for å avlaste privat kapitaleksponering og risiko i prosjektene. En kan også tenke seg at et statlig infrastrukturselskap kan engasjere seg i private prosjekter gjennom ulike leie/garantiinstrumenter knyttet til kapasitetsforvaltningen. På basis av den generelle diskusjonen tidligere i rapporten, synes det å være store fordeler knyttet til ulike modeller for privat offentlig samarbeid som fordeler risiko og fortjeneste-muligheter i forhold til hvilke aktører som har best kompetanse og mulighet til å håndtere oppgaver og risiki best. Et statlig infrastrukturselskap uten utbyggings- eller teknisk drifts-rolle, vil derfor være en interessant modell.

Ved at det statlige infrastrukturselskapet vil måtte støttes på ikke-kommersielt grunnlag fra staten, er det spørsmål om støtten – uavhengig av form – til dette foretaket rammes av forbudet mot statsstøtte i EØS-avtalen artikkel 61. Vi mener imidlertid at det statlige infra-strukturselskapet kan oppnå unntak etter EØS-avtalen artikkel 59(2) ved at foretaket tildeles en offentlig tjenesteforpliktelse om å yte tilstrekkelige gassinfrastrukturtjenester på bestemte måter, se punkt 5.3.3.2 ovenfor.

Videre må det spørres om ikke overveltningseffektene medfører at dette anses som stats-støtte til sluttbrukerne, hvilket også kan rammes av EØS-avtalen artikkel 61. Arrangementet kan bli bedømt slik at det inneholder slike støtteelementer selv om staten benytter anbud for å skaffe seg en utbyggings- og operatørpartner, og selv om staten selger kapasitet videre på kommersielle vilkår. Årsaken er at det allerede fra starten av må anses overveiende sannsynlig at infrastrukturselskapet ikke vil bli bedriftsøkonomisk lønnsomt, og derved støttetrengende, hvilket medfører at man vil anse realitetene for å være at selskapet tilbyr subsidiert gasstransport. Som drøftet nærmere i kapittel 5.3.2.1 ovenfor vil imidlertid en slik støtte til sluttbrukerne ikke rammes av statsstøtteforbudet dersom utbyggingen av gassinfra-struktur får et *tilstrekkelig omfang* slik at støtten ikke fremstår som ytet til bestemte slutt-

brukerforetak. Under den forutsetning antar vi derfor at denne modellen vil være rettslig holdbar.

7.3 Modell 2: Privat infrastrukturselskap med statlig investeringsstøtte

Denne modellen går ut på at private aktører finansierer, bygger ut, eier og driver gassinfrastrukturen. Statens bidrag begrenser seg til å yte statsstøtte som bidrag til finansieringen av utbyggingen.

Private aktører utfører således alle oppgaver relatert til et prosjekt, slik som å ta initiativ til en gitt utbygging, gjennomføre utbyggingen, operere den utbygde infrastrukturen og å selge kapasitet i infrastrukturen. De private aktørene påtar seg både tilgjengelighets-, operatør- og markedsrisikoen. Den prinsipielle forskjellen fra modell 1 (punkt 7.2 ovenfor) er at private aktører etter denne modell 2 også påtar seg *markedsrisikoen* knyttet til inntektsstrømmen over infrastrukturen.

Sett fra statens side vil den sentrale oppgaven under denne modellen bestå i å organisere tildeling av statsstøtten. Prinsipielt sett kan dette skje på to ulike måter. Den ene måten er at staten passivt avventer søknader om støtte til enkeltprosjekter som deretter behandles og eventuelt innvilges. Den andre måten er at staten går mer aktivt ut og lyser ut på anbud statsstøtte til infrastrukturutbygging i visse definerte regioner, herunder fastsetter krav til kapasitet, dekningsgrad, osv. Dette gir staten bedre styring med hvilken rekkefølge utbyggingen skal skje, samtidig som man sikrer konkurranse mellom ulike aktører om støttemidlene.

Som det fremgår av kapittel 5 ovenfor vil den andre måten (anbud) best sikre mot overkompensasjon til støttemottaker, og derved samsvare best med kravene i EØS-avtalens statsstøtteregelverk. Sannsynligvis vil det være komplisert og tidskrevende å få aksept i ESA for støttetildelinger på dette området som ikke er tildelt etter anbudskonkurranse. Vi er imidlertid klar over at enkelte infrastrukturprosjekters størrelse og ulike tidsinnfasing/modenhet kan vanskeliggjøre en anbudsprosess, og derved tvinge staten til å vurdere konkrete forslag som utvikles i markedet.

Det er grunn til å være oppmerksom på at også denne modellen – nærmere bestemt Investeringsstøtten – kan rammes av statsstøtteforbudet i EØS-avtalen art 61. Hvis støtten ikke skal rammes av dette forbudet må, som omtalt ovenfor i kapittel 5.3.2.1, utbyggingen av gassinfrastruktur få et *tilstrekkelig omfang* til at støtten ikke fremstår som ytet til bestemte sluttbrukerforetak.

Våre drøftelser går ikke nærmere inn på spørsmålet om hvilke private aktører som kan være aktuelle som infrastrukturutbyggere etter denne modellen. Vi tillater oss likevel å peke på den mulighet at enkelte prosjekter kan tenkes søkt innlemmet i Gassled, interessentskapet som eier det meste av gassinfrastrukturen offshore. Gassled kan av reguleringsmessige

årsaker tenkes legge til grunn et lavere avkastningskrav enn det som ville blitt lagt til grunn i et frittstående prosjekt , men kan også tenkes å kreve et visst statlig bidrag i visse prosjekter hvis det lavere avkastningskravet som sådan ikke er tilstrekkelig til å gjøre prosjektet lønnsomt. Man kan også se for seg andre støtteformer enn rent investeringstilskudd. Ulike former for garantiinstrumenter som avlaster investor noe av usikkerheten kan være et attraktivt alternativ eller supplement.

7.4 Modell 3: Privat infrastrukturselskap med sluttbrukerstøtte

Denne modellen er lik modell 2 beskrevet i punkt 7.3 ovenfor, med unntak av at støtten ikke ytes direkte til utbygging av infrastrukturen, men i stedet til sluttbrukerne.

Modellen innebærer å påvirke markedspotensialet lokalt eller regionalt positivt gjennom tilskudd, og dermed *indirekte* stimulere til utbygging av gassinfrastruktur gjennom å skape betalingsevne til en kostnadsbasert tariff. Hvert enkelt tilskudd vil utløse konvertering fra elektrisitet eller olje til gass i eksisterende virksomheter, eller de vil utløse helt nye virksomheter. Gjennom utformingen av tilskuddsordningen kan staten på ulike måter påvirke konsentrasjon geografisk og bransjemessig, og det tempo i utbygging som er ønskelig og nødvendig for å utløse investeringer i infrastruktur.

Tilskudd kan i denne modellen gis på grunnlag av ulike kriterier som bidrar til oppbygging av lokale gassmarkeder der slik oppbygging er ønskelig. Kriteriene for støtte kan bl.a. knyttes til:

- Grad av ressursutnyttelse, i første rekke utnyttelse av lavtemperatur varme
- Miljøhensyn, ved reduksjon av utslipp
- Geografiske kriterier ut fra fordelings- eller andre hensyn
- Oppbygging av gassmarkeder som alternativ til investeringer i kraftnettet, f.eks. i områder med svake nett, eller områder med flaskehalser
- Hvor raskt etterspørselen kan etableres
- Kombinasjon med utbygging av kaianlegg og/eller nyinvesteringer i fergesamband
- Kombinasjoner med annen statlig støtte til næringsutvikling (SND)

For å sikre realisme i utbyggingene, må tilskuddene ha et tidsperspektiv som gjør det mulig med bygging av energianlegg og etablering av gassforsyning til dette, samtidig som det må stilles krav til rask gjennomføring for å gi de nødvendige signaler til utbyggerne av infrastrukturen. Tilskuddsordningen må være åpen og gi klare kriterier slik at det blir reell konkurranse om tilskuddene.

Med tanke på synergi med investeringer i kraftnettet kan det være naturlig at NVE får reguleringsmyndigheten og at NVE og kraftnettselskapene blir involvert i utformingen av tilskuddsordningen. Siden energiloven kom i 1991, har myndighetene i større grad overlatt planleggingen innenfor elektrisitetssektoren til markedsaktørene. Gjennom den nye energiplanforskriften er det lagt opp til at nettselskapene sammen med kommunale myndigheter skal få en bredere rolle i å planlegge for et rasjonelt, fleksibelt og miljøvennlig energisystem.

Skal myndighetene få et slikt markedsbasert støttesystem til å fungere godt, er det viktig at man, i tillegg til å tilby enkeltaktører støtte, også følger opp med god planlegging, der kommuner og aktørene innenfor gass og el-markedet trekkes inn. Det vil f.eks. ikke alltid være slik at støtte til én enkeltaktør vil utløse lokal gassinfrastruktur i et nytt område. Sannsynligvis må flere virksomheter investere samtidig for å oppnå interessante gassvolum. Kravet til samtidighet betyr at utviklingen innenfor et område må planlegges nøye og det stiller krav til utformingen av tilskuddsordningen.

Også i denne modellen ligger et statsstøtteelement. Slik EØS-avtalen artikkel 61 er utformet vil imidlertid sluttbrukerstøtten være uproblematisk dersom den ytes til privatpersoner og til offentlig virksomhet som ikke opererer i noen konkurransesituasjon i et marked. Når det gjelder støtte til foretak som opererer i potensiell konkurranse nasjonalt og internasjonalt, kan den ytes på nivåer under deminimis grensene, se punkt 5.3.2 ovenfor. For øvrig må man innhente godkjennelse fra ESA, hvor det først og fremst er aktuelt å få godkjent støtte til SMB. Dette viser at statsstøtte i særlig omfang til de store sluttbrukerne er problematisk etter denne modellen.

8. DISKUSJON AV MODELLER – ANBEFALINGER

I dette kapitlet drøfter vi nærmere hvilke fordeler og ulemper som knytter seg til de modellene som er skissert i kapittel 7. Drøftelsen gjennomføres særskilt for hvert enkelt av de tre scenarioene som er trukket opp i kapittel 4; nærmere bestemt storskala rør, storskala LNG og status quo. I den forbindelse søker vi også å gi noen anbefalinger om valg av modell innenfor de enkelte scenarioene.

Det fremgår at de enkelte scenariene først og fremst tar for seg utbygging av infrastruktur for den del av naturgasskjeden som kalles overføring (transmisjon). Drøftelsen nedenfor er derfor særlig innrettet mot utbygging av slik infrastruktur og virkemidler for å utløse denne.

8.1 Scenario 1 – Storskala rør

Dette scenarioet innebærer at det bygges enkelte større overføringsrørledninger som sikrer tilførsel av gass fra ilandføringsstedene Kårstø, Kollsnes, Aukra og/eller Tjeldbergodden til visse sentrale, tettere befolkete regioner av landet.

Vi antar *modell 3* (privat utbygging med sluttbrukerstøtte) er mindre aktuell – i alle fall alene – under dette scenarioet. Årsaken er at det vil være vanskelig å utforme en støtteordning for sluttbrukerne som raskt nok og med tilstrekkelig forutsigbarhet bygger tilstrekkelig etterspørsel etter gass til å rettferdiggjøre en privat investeringsbeslutning om bygging av storskala rør på kommersielt grunnlag. Trolig vil sluttbrukerne først på det tidspunkt gass er tilgjengelig være villig til selv å investere i utstyr som tilrettelegger for bruk av gass, og derved vil støtteordningen for praktiske formål kunne designes først så sent. I så fall skaper støtteordningen liten grad av investeringssikkerhet for utbyggeren. Det virker derfor lite sannsynlig at et løfte om, eller oppstart av en slik støtteordning, kan virke utløsende for en privat utbyggingsbeslutning som krever så vidt tunge investeringer. Støtte til bruk av gass kan eventuelt bli et senere supplement. I og med at modell 3 beskriver et indirekte virkemiddel, så vil det være en usikkerhet hvordan tilskuddsordningen blir mottatt og hvilke beslutninger den fører til i markedet. På den annen side vil de tilskuddene som faktisk blir utnyttet være svært treffsikre i forhold til å øke etterspørselen og dermed investeringer i infrastruktur.

Derved står vi tilbake med *modell 1* (statlig infrastrukturforetak) og *modell 2* (private infrastrukturselskaper med statlig investeringsstøtte).

Modell 2 vil trolig føre til at eierstrukturen til infrastrukturen vil bli forskjellig fra prosjekt til prosjekt. Årsaken er at forskjellige aktører må forventes å ta initiativ til utbygging i forskjellige områder. (Slik var gassledningsnettet i Nordsjøen organisert før unitiseringen i Gassled i 2001.) Vi tror imidlertid ikke dette vil føre til noen nevneverdige problemer for drift og utnytting av infrastrukturen, i alle fall på kort sikt. Årsaken er at infrastrukturen lett vil fremstå som relativt fragmentarisk i lang tid fremover. Vi mener derfor at man ikke bør

tillegge dette hensynet nevneverdig vekt ved valg av modell. Et ønske om offentlig styring og kontroll med utviklingen av infrastruktur kan også langt på vei ivaretas gjennom konsesjonsbehandling og vilkår for investeringsstøtte, jf kapittel 6.5 ovenfor. Det er likevel slik at et faglig eller politisk ønske om en sterkt koordinert og planmessig infrastrukturutvikling best kan ivaretas innenfor rammen av ett selskap med stor grad av statlig styring (*modell 1*).

Den grunnleggende forskjell mellom disse modellene er likevel at under *modell 2* vil den private aktør treffe investeringsbeslutningene og ha risikoen for ikke bare utbyggings- og driftskostnader, men også for den fremtidige inntektsstrømmen over infrastrukturen. Å velge *modell 2* innebærer derfor et valg om å legge markedsrisikoen til private. Dersom det er *ønskelig* at private aktører tilordnes denne risikoen, taler det for denne modellen.

Normalt vil private aktører ha bedre forutsetninger enn staten for å gjennomføre konkurranseutsatte og forretningsmessige lønnsomhetsvurderinger. Følgelig bør den private modell velges dersom det er ønskelig at investeringsbeslutninger og utviklingen av gassinfrastruktur overveiende bør være kommersielt motivert. Innenfor telesektoren er det eksempler på at man har ønsket at infrastrukturutbygginger (særlig av mobilnett) skal være kommersielt motiverte. Annerledes har det vært f.eks. innenfor veisektoren hvor utbyggingene som regel har vært rangert iht. samfunnsøkonomiske lønnsomhetskriterier og mer allmenne politiske overveielser.

Graden av bedriftsøkonomisk ulønnsomhet påvirker også eierskapsvurderingen. Staten kan overlate tiltak til private og begrense seg til en midlertidig utløsende rolle dersom tiltak har utsikter til å bli bedriftsøkonomisk bærekraftige over tid. Dette kan gjøres ved et investeringstilskudd eller lignende som avdemper de tidlige finansielle belastninger ved infrastrukturinvesteringer. Dersom imidlertid et tiltak er uten utsikter til økonomisk bærekraft med mindre det gis massiv eller vedvarende økonomisk støtte, synes virksomheten å ligge utenfor hva det er en naturlig oppgave for private aktører å ta initiativ til og ansvar for. I en slik situasjon vil en privat aktør vurdere markedsrisikoen som så stor at avkastningskrav og risikopremier påvirker nødvendig statsstøtte i en slik grad at staten vil være økonomisk bedre tjent med å ivareta eierskapet selv.

En annen grunn til å ønske å tilordne private aktører markedsrisikoen foreligger dersom man mener at private aktører har sterkere insitamenter og forutsetninger for å påvirke den fremtidige inntektsstrømmen over infrastrukturen. Man kan for eksempel tenke seg at private aktører har sterkere insentiver og bedre evne til å stimulere en markedsutvikling for naturgass. Innenfor veisektoren har det vært antatt at private aktører knapt har mulighet til å påvirke trafikkutviklingen. Da har det blitt ansett ulønnsomt å overlate markedsrisikoen til en privat aktør som må ta seg betalt (gjennom den offentlige støtten) for denne risikoen. I gassektoren kan dette stille seg annerledes; her kan allianser og samarbeid med annen industri- og industriutvikling tilsi at private aktører har bedre forutsetninger enn staten for å

påvirke den fremtidige inntektsstrømmen over infrastrukturen. Dersom denne egenskapen fremheves, taler det for å velge *modell 2*. På den annen side har staten hånd om utforming av rammebetingelsene som også vil være en viktig faktor for trafikkutviklingen i rørledningene. Anses denne egenskapen å være dominerende, kan det tale for å velge *modell 1*.

Av dette følger at det et stykke på vei vil bero på et politisk valg om man ønsker at beslutninger om utbygging av gassrør skal skje etter hovedsakelig kommersielle eller hovedsakelig politiske og samfunnsøkonomiske overveielser. Mye tyder på at dess større grad av kommersielt motivert infrastrukturutvikling man ønsker, dess større grunn er det til å velge *modell 2*. Forutsetningen må dog være at nivået på den offentlige støtten ikke er høyt sett i forhold til de totale investeringskostnadene. Blir støtten høy, vil investeringsbeslutningene likevel i praksis bli fattet politisk gjennom støttetildelingen, og det kan også fremstå som mindre rimelig at staten finansierer det vesentligste av en utbygging som staten ikke får noen eierinnflytelse over.

Konklusjonen blir at *modell 2* (private infrastrukturselskaper med statlig investeringsstøtte) vil være å foretrekke dersom følgende vilkår er oppfylt:

- Det er ønskelig at infrastrukturutviklingen og utbyggingsbeslutningene i vesentlig grad hviler på kommersielle vurderinger, og
- Man mener private aktører er godt skikket til å påvirke den fremtidige inntektsstrømmen over infrastrukturen ikke uvesentlig, forutsatt at
- Investeringsstøtten ikke utgjør en stor andel av utbyggingskostnadene for å oppnå framtidig kommersiell drift.

Dersom disse vilkårene ikke anses oppfylt, mener vi man bør velge *modell 1* (statlig infrastrukturselskap) under dette scenarioet.

I og med at de ulike rørprospektene som foreligger eller som kan være aktuelle har forskjellig forventet lønnsomhet, følger at det ikke nødvendigvis er hensiktsmessig å anvende én gjennomgående modell. Enkelte prosjekter vil kreve investeringsstøtte i milliardklassen, andre prosjekter synes å kunne iverksettes uten statlig støtte, eller med bare lav statlig støtte. Mellomløsninger vil kunne finnes ved at et eventuelt statlig infrastrukturselskap gjennom for eksempel deleierskap i et infrastrukturselskap avlaster noe kapitaleksponering og risiko for private initiativtakere. Vi antar imidlertid at en storskala rørutbygging vil kreve at et statlig infrastrukturselskap tar avlastende posisjoner i alle fall i enkelte prosjekter.

8.2 Scenario 2 – Storskala LNG

Scenario 2 innebærer en relativt ambisiøs utbygging av gassinfrastruktur i form av en rekke LNG-anlegg. Samlet vil dette kunne gi god geografisk dekning, også på et tidlig stadium i markedsutviklingen.

Det følger av drøftelsen i kapittel 8.1 ovenfor at private modeller (*modellene 2 og 3)* er naturlig å velge dersom man ønsker å la utbyggingen styres av kommersielt motiverte investeringsbeslutninger og man mener private aktører har forutsetninger for ikke uvesentlig å påvirke den fremtidige inntektsstrømmen over infrastrukturen. Forutsetningen er dog at statsstøttebehovet ikke utgjør en for stor del av utbyggingskostnadene.

Generelt sett vil investeringsbehovet for hvert enkelt LNG-prosjekt være lavere enn de vil være for større rørprosjekter. LNG-prosjekter er videre mer fleksible og tilpasningsdyktige når det gjelder dimensjonering. Investeringskostnadene kan da bedre tilpasses markedspotensialet, og investeringsforløpet vil være mer tilpasset veksten i omsetning. Markedsrisikoen knyttet til inntektsstrømmen over infrastrukturen vil da bli mer begrenset en ved storskala rørprosjekter. Private aktører kan da lettere tenkes å være er i stand til å bidra positivt til etablering av et sluttbrukermarked rundt et gitt investeringsprosjekt.

Disse hensyn leder til at det under dette scenarioet sannsynligvis vil ligge bedre til rette for i større utstrekning å benytte seg av private, kommersielle aktører enn under scenario 1 (storskala rør). Synspunktet støttes også av erfaringene så langt som viser at de LNG-kjeder som allerede er under etablering i Norge har skjedd i privat regi, i enkelte tilfelle også uten statlig støtte.

Vi tror derfor forholdene under dette scenarioet ligger bedre til rette for å velge *modell 2* (private infrastrukturselskaper med statlig investeringsstøtte) eller *modell 3* (private infrastrukturselskaper med sluttbrukerstøtte). Det kan dog ikke utelukkes at man for å utløse LNG-prosjekter i visse, særlig ulønnsomme, regioner vil trenge bidrag fra et statlig infrastrukturselskap som tar visse avlastende posisjoner. Vårt hovedsyn er likevel at det under scenario 2 ligger til rette for å bygge videre på den rollefordeling man så langt har sett i praksis, og derved velge *modellene 2* og/eller *3*.

Modellene 2 og *3* tildeler statsstøtten til forskjellige ledd i gasskjeden. Mens *modell 2* forutsetter et direkte tilskudd til infrastrukturutbyggeren – fortrinnsvis til utbygger av mottaksterminaler, stimulerer *modell 3* sluttbrukerne til konvertering til naturgass og til nyetableringer med bruk av naturgass. *Modell 3* bidrar derfor til å skape større etterspørsel etter gass. Det vil da være potensialet i dette markedet som i sin tur stimulerer private aktører til å investere i gassinfrastruktur.

Fordelen med *modell 2* er at den bedre enn *modell 3* treffer infrastrukturutbyggeren. For utbyggeren vil en sluttbrukerstøtte kunne representere en viss usikkerhet, dels knyttet til

risikoen for endringer i ordningen, og dels knyttet til hvor attraktiv den vil fremstå for sluttbrukerne. Et investeringstilskudd som mottas før en utbygging påbegynnes er risikofri for utbygger, og støttenivået lar seg lettere dimensjonere av myndighetene slik at det virker utløsende på et gitt infrastrukturprosjekt. En svakhet ved denne modellen er at støtte-effektiviteten er vanskelig å vurdere i en vertikalt integrert naturgasskjede.

Fordelen med *modell 3* er at en sluttbrukerstøtte kan målrettes direkte mot de sluttbrukere man ønsker skal benytte naturgass. For eksempel kan man støtte konvertering fra mineral-olje, men ikke støtte konvertering fra fjernvarme. En annen fordel er at man kan se en sluttbrukerstøtte bedre i sammenheng med investeringsbehovet i kraftnettet eller i kommunal og regional infrastruktur. Sluttbrukerstøtte er derfor et velegnet virkemiddel dersom man ønsker en selektiv introduksjon av naturgass.

Sluttbrukerstøtte (*modell 3*) krever høy grad av gjennomtenkning for å oppnå treffsikkerhet i forhold til de mål som settes for ordningen. Ordningen vil også medføre noe høyere transaksjonskostnader, blant annet fordi flere aktører blir involvert. Videre er det sannsynlig at en sluttbrukerstøtte av statsstøtterettslige grunner ikke kan omfatte de største slutt-brukerne, og den vil kreve notifisering hos ESA, se kapittel 7.4 ovenfor. Av den grunn er det et spørsmål om sluttbrukerstøtten kan bli omfattende nok til alene å ha potensial i seg til utløse (tilstrekkelig mange) LNG-prosjekter.

Av disse grunner heller vi til å anbefale at dersom fokus i første rekke rettes mot å etablere virkemidler som virker utløsende for et antall LNG-prosjekter, så vil det være mest nærliggende å velge *modell 2* med investeringsstøtte direkte til den private infrastruktur-utbyggeren. Vi antar likevel at man kan benytte seg av elementer i *modell 3* som et supple-ment eller for å bidra til en mer selektiv introduksjon av naturgass i Norge.

Konklusjonen blir at under scenario 2 vil *modell 2* (private infrastrukturutbyggere med statlig investeringsstøtte) være den mest aktuelle modell. Modellen kan imidlertid suppleres med elementer både fra *modell 1* og *modell 3* ved behov.

8.3 Scenario 3 – Status quo

Dette scenarioet er en videreføring av den utvikling som vi har hatt i Norge så langt. Man sikter her ikke mot en omfattende utbygging av gassinfrastruktur innenlands, i alle fall på kort sikt. Scenarioet innebærer en videre utbygging av LNG, og åpner også for enkelte rørforbindelser. Slike rørprosjekter vil imidlertid ikke ha et investeringsomfang i den størrelsesorden som man forutsetter i scenario 1. Dette gjør at scenario 3 har en del til felles med det rene LNG-scenarioet (scenario 2), dog i et mindre omfang.

Scenario 3 innebærer derfor at staten ikke kan sies å sikte mot en omfattende, generell utbygging av gassinfrastruktur i Norge. Av den grunn vil det rettslig sett være problematisk å få anledning til å yte investeringsstøtte overhodet dersom mottakerne vil være foretak som

opererer i potensiell konkurranse nasjonalt og internasjonalt, se avslutningene av punktene 7.2 og 7.3 ovenfor. Et stykke på vei er derfor *modellene 1* og *2* diskvalifisert av rettslige grunner. Tilbake står man da med et "lappeteppe" av virkemidler dels med sluttbrukerstøtte overfor enkelte aktører og innenfor visse nivåer som omtalt under *modell 3*, og dels investeringsstøtte utenfor industriområder.

Av dette følger at under dette scenarioet vil en begrenset løsning som ligner mest på *modell 3* være det mest nærliggende.

8.4 Samlet vurdering

Alle modellene beskrevet i kapittel 7 er mulige i alle tre scenariene. *Modellene 1* og *2* inneholder begge reelt sett en investeringsstøtte som vil kunne godtas dels under EØS-avtalen artikkel 59(2) gjennom pålegg av offentlige tjenesteoppgaver, og dels gjennom en tilstrekkelig bred utbygging nasjonalt til at det ikke anses å foreligge sluttbrukerstøtte til bestemte foretak. *Modell 3* inneholder elementer som innebærer at det vil være vanskelig å få akseptert av ESA en sluttbrukerstøtte til foretak som opererer i potensiell nasjonal og internasjonal konkurranse i særlig omfang.

Fordi gassinfrastruktur er et middel til å sikre introduksjon av naturgass i markedet, og ikke et mål i seg selv, ville det være interessant å etablere en form for eierskap og finansiering som var uavhengig av scenariene. Det er imidlertid vanskelig å se at det er mulig å komme frem til vurderingskriterier som fører til en enhetlig anbefaling uten hensyn til hvilket scenario som velges.

Etter vår vurdering er det mulig å bruke flere svært forskjellige modeller for å nå målet om innenlandsk gassinfrastruktur – i alle tre scenariene. Omfanget av støttebehov er ikke tema i denne vurderingen, men får likevel betydning for anbefalingene. Høyt støttebehov trekker generelt i retning sterkere statlig engasjement. Likeledes vil et sterkt ønske om planmessig utvikling og sterk statlig styring tilsi et statlig infrastrukturselskap. Hvem som er best rustet til å håndtere risiko av ulike typer er også et viktig element. Private aktører vil ikke ha spesielle fordeler for å håndtere politisk risiko knyttet til rammebetingelser o.l. Noe av markedsrisikoen ligger også utenfor private aktørers kontroll. Dersom private skal bære denne risikoen, vil det derfor innebære høyere krav til avkastning.

Private aktører må på den annen side generelt antas å ha visse forutsetninger for å påvirke den fremtidige inntektsstrømmen over infrastrukturen. Dette taler for at utbyggingene skjer i privat regi. I enkelte sektorer, typisk veisektoren, har det vært antatt at private aktører knapt har mulighet til å påvirke trafikkutviklingen. I slike tilfelle vil det være ulønnsomt å overlate markedsrisikoen til private aktører som må ta seg betalt (gjennom den offentlige støtten) for risikoen. Vi vurderer derfor støttebehovet, risikoen knyttet til fremtidig markedsutvikling og vurderinger av private aktørers muligheter til å påvirke størrelsen av gassmarkedet som helt sentrale kriterier for om man bør velge en modell hvor staten påtar seg markedsrisikoen

(risikoen for fremtidig trafikkutvikling) knyttet til prosjektene eller om denne risikoen bør tilordnes private aktører.

Et annet vesentlig tema er om den statsstøtten som ytes bør gis til den aktør som investerer i *infrastrukturen* eller den aktør som investerer i *gassbruk* for indirekte å skape grunnlag for lønnsomhet i infrastrukturen. Prinsipielt sett kan den ene form være like god som den andre. Men transaksjonskostnadene er åpenbart mindre dersom støtten gis direkte utbyggerne. Generelt vil støtteordninger virke mer nøytralt vis av vis gassbrukerne dess tidligere i forsyningskjeden de ytes, mens tiltak rettet mot forbruker har den styrke at de kan innrettes selektivt med hensyn til de konkrete målsettinger en vil oppnå med økt bruk av naturgass. Det vil gjennomgående være et betydelig innslag av vertikal integrasjon i naturgassmarkedet slik at innsyn i mekanismene for prisfastsetting ofte er begrenset. Det antas å være større åpenhet om faktorer som avgjør tilskuddsbehov og utløsningskriterier for investeringer i gassbruksutstyr enn tilfellet er for investeringer i gassinfrastruktur. På den annen side vil forutsigbarheten i en sluttbrukerstøtteordning som må vedvare over tid oftere være lavere. Sluttbrukerstøtteordninger vil derved i mindre utstrekning bli oppfattet som treffsikker av potensielle private infrastrukturaktører.

Gjennom å gi tilskuddene til brukere, som selv har interesse av å kjøpe til lavest mulig pris, og samtidig legge til rette for best mulig konkurranse, kan man i større grad forebygge at leverandørene av naturgass reduserer tilskuddenes effektivitet. Dersom miljøhensyn skal spille en rolle ved konvertering til gass, kan treffsikkerheten ved selektiv støtte til brukere gjøres meget god. Større kompleksitet i tilskuddsordningen mot brukere trenger ikke nødvendigvis være avgjørende, i og med at man etter hvert har betydelig erfaring i å utforme tilskuddsordninger målrettet til ulike formål. En viktig innvendig mot sluttbruker-støtte er likevel de rettslige beskrankninger som EØS-avtalens statsstøtteregler setter. Disse innebærer at en slik ordning vanskelig kan treffe de større gassbrukerne.

I forhold til scenario 1 (storskala rør) er derfor støtte til gassbrukere best egnet som et supplerende virkemiddel. Tidsfaktoren det tar å utvikle et marked og usikkerhet om ordningens varighet vil kunne komplisere en investeringsbeslutning i et kapitalintensivt prosjekt. Scenario 1 vil også kreve store gassvolumer i form av gasskraftverk og større industrier som ikke vil kunne gis direkte støtte. De rettslige skranker tilsier også at sluttbrukerstøtte neppe alene kan være et tilstrekkelig tiltak under scenario 2 (storskala LNG).

Den nærmere vurdering av de tre scenariene som vi er bedt om å drøfte viser at det er større grunn til å velge et sterkere statlig engasjement dess større investeringskostnadene er, dess større markedsusikkerheten er og desto større grad av ulønnsomhet prosjektene er preget av. Det vil sannsynligvis være vanskelig, eventuelt svært dyrt, for staten å utløse store rørprosjekter i privat regi alene. Her kan en mer hensiktsmessig framgangsmåte være at staten tar en aktiv rolle gjennom et statlig infrastrukturselskap. Større rørprosjekter vil neppe

bli lønnsomme uten minst én betydelig forbruker, typisk et gasskraftverk. Kombinerte løsninger med videreføring av rørledninger til Sverige og/eller Finland kan styrke lønnsomheten. Investeringer innenfor rammen av Gassled, eventuelt med et utløsende bidrag fra staten, kan her være aktuelt.

Engasjement gjennom et statlig infrastrukturselskap kan også være nødvendig dersom man ønsker LNG-løsninger introdusert til regioner med lav lønnsomhet. Ved andre prosjekter, først og fremst LNG-prosjekter med bedre lønnsomhet samt enkelte mindre rørprosjekter, anbefales at utbyggingen i større grad overlates til private, kommersielle aktører i kombinasjon med statsstøtte i en eller annen form. Sannsynligvis kommer man i disse tilfellene ikke utenom at det i en del utstrekning må ytes direkte investeringsstøtte. Staten kan imidlertid i en viss utstrekning – som et supplement – bidra til å skape et gassmarked gjennom å yte mer dedikert sluttbrukerstøtte til enkelte aktører.

9. REFERANSER

Kartlegging og utredning av former for offentlig privat samarbeid (OPS) – en KPMG-rapport til Nærings- og handelsdepartementet, Oslo, mars 2003. (http://odin.dep.no/nhd/norsk/publ/rapporter/)

Inventory. Public aid granted to different energy sources, European Commission Working Paper, Brussels, 2002.

Landbasert bruk av naturgass – distribusjonsløsninger, Sintef Energiforskning, Rapport TR A5650, mai 2002.

Natural Gas Distribution. Focus on Western Europe, IEA, Paris, 1998.

Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects, Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), 2003.

Bjørstad, H., T. Eldegard, T. Reve, K. Sunnevåg og J. Aarrestad, Naturgass i Norge – Muligheter og begrensninger, SNF-rapport 02/95, Bergen, 1995.

Investeringer i nett og alternative tiltak. Econ rapport 2003-074, Oslo, 2003.

"LNG - mest kostnadseffektive distribusjonsform for naturgass i Norge?", Foredrag på Gasskonferansen i Bergen, mai 2003, Driftsdir. Terje Lillebjerka, Mo Industripark AS og dir. forretningsutvikling Hans Næss Olstad, Norgas.

"Regjeringen har foreslått å gi ENOVA ansvar for å tildele de ressurser staten setter inn i utbygging av infrastruktur for naturgass", Foredrag på Gasskonferansen i Bergen, mai 2003, Adm. Dir. Eli Arnstad, ENOVA

"Stavanger og Jæren", Foredrag på Gasskonferansen i Bergen, mai 2003, Adm. Dir. Torbjørn Johnsen, Lyse Gass.

Econs Rapport 2003-074 "Investeringer I nett og alternative tiltak." ISBN 82-7645-633-2

Stortingsmelding nr 9 (2002-2003), Om innenlands bruk av naturgass mv

Innstilling S. Nr 167 (2002-2003) fra energi- og miljøkomiteen, Om innenlands bruk av naturgass mv.

FIN 2000: "Veiledning i samfunnsøkonomiske analyser", Veileder, Finansdepartementet

NVE (2001): "Bruk av risikojustert kalkulasjonsrente ved vurdering av energiprosjekter", Internt notat, Norges Vassdrags og Energidirektorat, 2001

"Håndbok for samfunnsøkonomisk analyse av energiprosjekter" , Norges Vassdrags og Energidirektorat 2002

o0o

VEDLEGG 1 OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTETS ANBUDSINNBYDELSE AV 08.08.03