

KonKraft-rapport 7

Ringvirkninger av petroleumsvirksomheten

KonKraft

Sammendrag.....	4
1 Innledning.....	5
1.1 Direkte sysselsettingsvirkninger	6
1.2 Typer av ringvirkninger fra oppstrøms olje- og gassvirksomhet	7
1.3 Ringvirkninger ved drift av installasjoner til havs	7
1.4 Ringvirkninger knyttet til landanlegg	8
2 Sysselsetting og næringsutvikling som følge av olje- og gassvirksomheten	9
2.1 Teknologiutvikling	9
2.2 Betydningen for norsk leverandørindustri	9
2.3 Eksport av teknologi	10
2.4 Lokale virkninger	10
3 Ringvirkninger fra gassproduksjonen på norsk sokkel	12
3.1 Rørledninger for gass	12
3.2 Handel med gass	13
3.3 Landfall for prosessering av olje og gass	13
3.3.1 Kårstø.....	13
3.3.2 Kollsnes og Sture.....	14
3.3.3 Tjeldbergodden	14
3.3.4 Nyhamna.....	15
3.3.5 Melkøya - Snøhvitanlegget.....	16
3.3.6 Mongstad	16
3.3.7 Oppsummering	17
4 Mulig utvikling av ny gassvirksomhet i Nord-Norge	18
4.1 Nye gassfunn i Norskehavet.....	18
4.2 Ringvirkninger av nye funn i Norskehavet	19
4.3 Muligheter ved gassfunn utenfor Nordland	20
4.4 Videre utvikling i Norskehavet	21
5 Bruk av naturgass i Norge	22
5.1 Naturgass i energisektoren	22
5.2 Annen bruk av naturgass	23
5.3 Gass er et miljøvennlig alternativ	23
5.4 Klimapolitikk og etterspørsel etter naturgass.....	24
6 Industriell foredling av naturgass i Norge – forutsetninger og muligheter	26
6.1 Lite utviklet gassforedling i Norge	26
6.2 Grenland.....	26
6.2.1 Skanled	27
6.3 Tjelbergodden	28
6.4 Gassmarkedet er i endring.....	28
6.5 Gasskonvertering og ferdigvareindustri	30
6.6 Forhold som har betydning for investeringer i gasskonverterende industri.....	31
6.7 Industrielle gassavtak på land i en nordområdestrategi	33
7 Avslutning	35
8 Bibliografi	36

Sammendrag

Olje- og gassvirksomheten har stor betydning for norsk økonomi, og skaper direkte og indirekte store ringvirkninger over hele landet. I denne rapporten fokuserer vi på gassvirksomheten, - på aktivitetene knyttet til norsk gasseksport, virksomheten ved landanleggene, og bruken av gass i Norge. Vi ser også på utviklingsmulighetene etter hvert som gassvirksomheten flyttes nordover på norsk sokkel, og vi drøfter vilkår og rammebetingelser for å øke bruken av gass til industriformål i Norge.

Ringvirkningene fra olje- og gassvirksomheten dreier seg om langt mer enn de ressursene om mobiliseres for hver enkelt feltutbygging. Næringen trenger innsats fra en rekke andre næringer og kompetanseområder, og den medvirker til å utvikle disse videre. Ett eksempel er norsk leverandørindustri, som i dag er Norges nest største eksportnæring utenom olje og gass. Et annet eksempel er betydningen for norsk forskning og teknologiutvikling, og for samspillet mellom industrien og norske forskningsmiljøer innenfor praktisk talt alle fagområder. Et tredje eksempel er behovet for transporttjenester, vedlikeholdstjenester, forpleining og logistikk.

Vi regner med at i underkant av 150 000 personer har et arbeid som er direkte knyttet til norsk olje- og gassvirksomhet. Legger vi ulike typer generelle underleveranser på toppen av de som er direkte sysselsatt i næringen kommer vi trolig godt forbi de 220 000 arbeidsplassene som det tidligere er antatt at denne næringen direkte eller indirekte bidrar med.

Norge er i ferd med å bli verdens nest største eksportør av naturgass, etter Russland og foran Canada, med en eksport som nærmer seg 100 milliarder kubikkmeter. Norge er dermed – for alle praktiske formål - en uerstattelig leverandør av gass til Europa. Denne virksomheten skaper i seg selv store lokale ringvirkninger, først og fremst knyttet til landfallene for gass langs hele kysten: Kårstø, Kollsnes, Nyhamna, Tjeldbergodden og Melkøya. Rapporten omtaler virksomheten ved disse industrianleggene og hvilken betydning de har lokalt.

Etter hvert som virksomheten på sokkelen har flyttet seg nordover fra Nordsjøen og inn i Norskehavet er det oppdaget betydelige gassressurser også utenfor kysten av Nord-Trøndelag og Nordland. I rapporten ser vi på ulike utviklingsmuligheter knyttet til disse funnene, og omtaler noen av de mest aktuelle problemstillingene knyttet til videre utvikling i Norskehavet.

Bruken av naturgass i Norge er naturlig nok beskjeden sammenlignet med eksporten. Likevel har bruken av gass i Norge økt kraftig de seneste årene. Gassen går da først og fremst til erstatning for fyringsolje, men noe gass brukes også i transportsektoren. Distribusjonen av gass i Norge skjer først og fremst via båt som gass i flytende form (LNG, Liquefied Natural Gas). Denne distribusjonsmåten har vist seg å være svært fleksibel, og i dag er det om lag 30 anlegg for mottak av LNG langs hele kysten. Vi regner med at bruken av gass vil øke i årene som kommer, selv om det er usikkerhet om rammebetingelsene i årene som kommer.

I rapporten ser vi også på mulighetene for å øke bruken av gass til industriformål i Norge – d.v.s. bruke gass som føde til prosesser som skaper nye produkter (gasskonvertering). Avhengig av hva en tror om prisen på gass i de ulike markedene i verden kan det åpne seg muligheter for å utvikle mer slik industri i Norge, i tillegg til den som allerede finnes i Grenlands-området og på Tjeldbergodden. Rapporten ser på hvilke elementer som har betydning for denne typen industrivekst i Norge, og hvordan disse elementene eventuelt kan spille inn etter hvert som nye gassfunn skal bygges ut

1 Innledning

Olje- og gassindustrien er en nøkkelindustri i norsk økonomi som skaper betydelige ringvirkninger langt utenfor sitt eget kjerneområde, og utenfor markedene for olje og gass. Betydelige deler av norsk næringsvirksomhet er vevd inn i et omfattende samspill med olje- og gassnæringen, og svært mange arbeidsplasser er derfor direkte avhengig av denne virksomheten.

Petroleumsnæringen er landets største næring målt i verdiskaping, eksport, investeringer og inntekter til det offentlige. Næringen skaper ringvirkninger i hele norsk økonomi, fra nasjonaløkonomien, gjennom omfattende aktiviteter og leveranser, nasjonal kompetanse- og teknologiutvikling, til direkte virkninger på sysselsetting og aktivitet i en rekke lokalsamfunn langs hele kysten.

I løpet av 40 år er det skapt verdier for om lag 6 000 milliarder kroner i petroleumsnæringen. Dette har bidratt kraftig til å styrke statens finanser og økonomiske handlefrihet, og gjort det mulig å sette til side betydelige finansielle ressurser for framtidige offentlige oppgaver.

I 2007 stod petroleumssektoren for om lag 25 prosent av all verdiskaping i Norge. Verdiskapingen i petroleumsnæringen er tre ganger høyere enn i fastlandsindustrien og om lag 18 ganger høyere enn i primærnæringene. Kontantstrømmen fra petroleumsvirksomheten utgjorde om lag 31 prosent av statens samlede inntekter i 2007, og verdien av Statens pensjonsfond – Utland var ved utgangen av 2007 på om lag 2 000 milliarder kroner.

Norsk olje og gassindustri er i verdensklasse. Norge er i dag den femte største eksportøren av olje og den tredje største eksportøren av naturgass i verden, etter Russland og Canada. I 2007 representerte eksporten av olje og gass nesten halvparten av all norsk eksport (48 prosent), og mer enn 14 ganger eksportverdien av fisk. Gjennom denne omfattende eksportvirksomheten er norske petroleumsvirksomheter knyttet opp mot internasjonale partnere, kunder og andre typer aktører over hele verden. Slik gir petroleumsvirksomheten også et kraftig bidrag til internasjonaliseringen av norsk næringsliv.

Næringen representerer betydelige investeringer. Ved utgangen av 2007 var det totalt investert for mer enn 2 100 milliarder kroner i olje- og gassvirksomheten. Bare i 2007 var investeringene på knappe 110 milliarder kroner, eller om lag 23 prosent av de samlede realinvesteringene i Norge.

Norsk olje- og gassvirksomhet har en framtid som er minst like lang som sin fortid. Fram til i dag er om lag 36 prosent av det vi antar er det totale ressursgrunnlaget produsert og solgt. I årene som kommer regner vi med at væskeproduksjonen vil fortsette å avta, mens produksjonen av gass vil fortsette å øke. Prognosene tilsier at investeringene i sektoren vil fortsette å øke fram til 2010, og deretter avta noe. Prognosene tilsier også høy aktivitet i oljeindustrien i lang tid, men med økt vekt på modifikasjoner og borearbeid. Samlet vil dette gi noenlunde stabil produksjon fra norsk sokkel de nærmeste årene. Med dagens økonomiske situasjon er det imidlertid beheftet stor usikkerhet til prognosene.

1.1 Direkte sysselsettingsvirkninger

Det er om lag 40 000 direkte sysselsatte i olje- og gassvirksomheten. I tillegg kommer om lag 20 000 som er tilknyttet raffinering og annen bearbeiding av petroleum som gassbehandling, petrokjemi og plastindustri. Men næringen har betydning for sysselsettingen langt forbi dette, ikke minst i leverandørindustrien, i teknologivirksomheter, i forskning og forvaltning.

I 2007 var om lag:

- 40 000¹ direkte sysselsatt i olje- og gassvirksomheten
- 20 000² var tilknyttet raffinering og annen bearbeiding av petroleum som gassbehandling, petrokjemi og plastindustri
- 85 000³ årsverk arbeidet med spesialiserte leveranser til olje- og gassvirksomheten

I disse tallene er ikke generelle underleveranser som for eksempel støtte til administrasjon, regnskap, IT-tjenester, kantinedrift og transport inkludert. Selv om det kan være noe overlapp mellom gruppene kan vi anslå at i underkant av 150 000 personer hadde et arbeid som var direkte knyttet til norsk olje- og gassvirksomhet

Disse tallene kan sees i lys av følgende øvrige tall for 2007:

- 57 000 sysselsatte i jordbruk og tjenester tilknyttet jordbruk
- 6 000 sysselsatte i skogbruk og tjenester tilknyttet skogbruk
- 15 500 sysselsatte i fiske, fangst og fiskeoppdrett
- 280 000 totalt sysselsatte i industri og bergverksdrift

Det er dermed liten tvil om at olje- og gassvirksomheten har et betydelig omfang, og at næringen trolig har større betydning for norsk økonomi enn noen annen næring. Olje- og gassvirksomheten skaper ringvirkninger på en rekke nivåer og områder. I forhold til nasjonaløkonomien bidrar næringen til at Norge har et høyt eksportoverskudd, og til at statens finansielle stilling er sterk. Dette gir sikkerhet for felles velferd, økonomisk handlefrihet og unike muligheter til å planlegge for framtidige offentlige oppgaver.

¹ SSB Registerbaserte sysselsettingstall (2007) næringsgruppe 11

² SSB Registerbaserte sysselsettingstall (2007) næringsgruppe 23,24 og 25

³ Vatne, SNF Arbeidsnotat nr.22/07

1.2 Typer av ringvirkninger fra oppstrøms olje- og gassvirksomhet

Virkningene av olje- og gassvirksomheten på eksporttall og statens kontantstrøm oppstår først når petroleum fra norsk sokkel er solgt og levert. For å komme dit er det nødvendig å gjennomføre mange aktiviteter som hver for seg også skaper etterspørsel og ringvirkninger mot resten av norsk økonomi.

Noen av de viktigste aktivitetene er

- fortsatt kartlegging av ressursgrunnlaget
- operativ letevirksomhet
- feltutbygginger og feltmodifikasjoner
- transport og prosessering av olje og gass
- og aktiviteter knyttet til markedsføringen av norsk petroleum

I tillegg kommer en omfattende virksomhet knyttet til felt og anlegg som allerede er i drift, samt behov for å utvikle kompetanse for operasjoner i nye områder. Det er summen av alle disse aktivitetene som representerer næringens ringvirkninger på norsk økonomi, og de gjør seg gjeldende på alle nivåer – fra den enkelte bedrift og opp til innretningen på offentlige budsjetter.

1.3 Ringvirkninger ved drift av installasjoner til havs

En viktig form for direkte ringvirkninger kommer fra drift av operative installasjoner, med tilhørende baser, tilbringertjenester og logistikk. Som eksempel kan nevnes at StatoilHydro i 2007 betjente en portefølje av 17 tilbringerhelikoptre, 4 redningshelikoptre og 2 charterhelikoptre – fra 6 ulike baser i Norge (Stavanger, Bergen, Florø, Kristiansund, Trondheim, Brønnøysund og Hammerfest). Samlet direkte sysselsetting for helikoptervirksomheten (helikopterselskaper og støttetjenester) var på om lag 250 årsverk, mens driftsutgiftene var på om lag 850 millioner kroner.

For marine operasjoner er antall sysselsatte enda større – om lag 700 personer er ansatt som mannskap på de mer enn 50 fartøyene som er på kontrakter av mer enn 6 måneders varighet. Per juli 2008 fordelte disse seg på 20 forsyningsskip, 8 skip for ankerhåndtering og 23 skip for beredskap. Årlig kontraktsverdi for marine operasjoner alene er på om lag 2,3 milliarder kroner for StatoilHydro, og det er grunn til å tro at utgiftene for de øvrige operatørselskapene gjenspeiler deres respektive oppgaver på sokkelen. I tillegg til fartøy på lange kontrakter kommer skip som hentes fra spotmarkedet. Dette er i seg selv betydelig og representerte per juli 2008 om lag 16 skip, med en kontraktsverdi på om lag 1 milliard kroner. Alle skip som StatoilHydro henter inn fra spotmarkedet kommer fra norske rederier. De maritime operasjonene skaper også ringvirkninger hos verftsindustrien gjennom behov for nybygging. For eksempel har StatoilHydro i dag 7 nye fartøy under bygging i Norge.

Basevirksomheten er ikke bare sentral for den operative feltdriften, men skaper også grunnlag for ytterligere næringsutvikling – ikke minst i forsyningstjenesten. Ett eksempel på dette er Bergen Base på Ågotnes, der det i tillegg til basen er etablert et industriområde som i dag omfatter mer enn 100 bedrifter med om lag 1600 årsverk totalt. Basen har nærmere 2000

skipsanløp per år. Et annet eksempel er Kristiansund Base (Vestbase) som betjener flere felt i Norskehavet, og der ca. 750 personer har sin arbeidsplass på baseområdet. Om lag 50 mennesker er sysselsatt på basen i Sandnessjøen, som har ansvar for forsyning av Norne feltet, og der man i 2007 hadde nærmere 390 skipsanløp.

I tillegg til den direkte sysselsettingen på disse basene, kommer betydelige innkjøp fra lokale bedrifter til virksomheten her og ved øvrige baser (Dusavika, Mongstad, Florø og Hammerfest). Dette illustrerer hvordan drift og basevirksomhet kan skape grunnlag for næringsutvikling og vekst, ikke minst lokalt.

1.4 Ringvirkninger knyttet til landanlegg

En tredje type direkte ringvirkninger kommer fra etablering av landanlegg og anlegg for prosessering av olje og gass. I dag finnes det seks anlegg for slik virksomhet i Norge; på Kårstø i Rogaland, Kollsnes, Sture og Mongstad i Hordaland, Nyhamna og Tjeldbergodden i Møre og Romsdal og Hammerfest i Finnmark. Samlet sysselsetter disse anleggene om lag 3500 personer direkte. Hver for seg skaper imidlertid virksomheten ved anleggene omfattende ringvirkninger i form av investeringer, støtte til prosjektering, støtte til drift og støtte til forretningsutvikling.

Ett eksempel på slik forretningsutvikling er Vestprosess DA, som eier og driver et transportsystem og anlegg for utskilling av våtgass. Ustabilisert NGL (Natural Gas Liquids) blir transportert fra terminalen på Kollsnes, via terminalen på Sture og videre til Mongstad. På Mongstad blir våtgassen skilt mellom nafta og LPG (Liquefied Petroleum Gas). Det første produktet kan benyttes direkte i raffineringen av olje, mens det andre kan bli fraksjonert til produkter som propan og butan og deretter eksportert. Et annet eksempel er gassrørledningen fra Kollsnes til Mongstad som sikrer forsyning av gass til kraftvarmeverket på Mongstad samtidig som kraftproduksjonen fra verket bidrar til stabil kraftforsyning til anlegget på Kollsnes og til selve Troll-feltet.

2 Sysselsetting og næringsutvikling som følge av olje- og gassvirksomheten⁴

En stabil aktivitet i olje- og gassnæringen har stor betydning for leverandørindustrien og for lokalsamfunn i hele landet. Næringsutviklingen i petroleumsindustrien er omfattende, og har utviklet seg samtidig med at stadig nye oppgaver innen leting, utbygging, drift og prosessering har blitt løst.

Petroleumsnæringen bygger på kunnskap fra en rekke fagområder; teknologi, naturvitenskap, samfunnsvitenskap, økonomi, miljøfag, juridiske fag og helsefag – for å nevne noe. Dette har igjen skapt grunnlag for omfattende kompetanseutvikling og nettverksbygging mellom industriaktører, forskningsmiljøer og utdanningsinstitusjoner i Norge. Slik blir næringsutviklingen i petroleumssektoren også en impuls for mer generell kunnskapsutvikling i Norge.

2.1 Teknologeutvikling

Norsk sokkel er en krevende petroleumsprovins når det gjelder utbygging og drift. Gjennom årene er det utviklet ny teknologi innenfor en rekke områder for å skape grunnlag for nye feltutbygginger.

Utbygging av nye felt krever store investeringer, og etter hvert som havdypene har blitt større og reservoarene mer krevende har behovene for teknologeutvikling økt. Dette betyr igjen at oljeselskapene har etterspurt stadig mer avanserte løsninger, og dermed at leverandørindustrien hele tiden har måttet arbeide målrettet med utvikling av ny teknologi.

Dette samvirket har ikke bare gjort det mulig å foreta stadig mer utfordrende utbygginger på sokkelen, men også bidratt til å styrke leverandørindustriens konkurransevne internasjonalt. For å kunne etablere nye utbyggingsløsninger har det vært nødvendig med et omfattende samspill mellom oljeselskaper, leverandørbedrifter, ingeniør- og teknologibedrifter og kompetanseinstitusjoner i Norge. En viktig ringvirkning av olje- og gassvirksomheten er derfor utvikling av norsk forskning og teknologi, inklusive produksjon av installasjoner og offshore løsninger, med betydelig potensial for eksport til andre offshore provinser.

2.2 Betydningen for norsk leverandørindustri

Norsk leverandørindustri er ledende på flere områder, som design og konstruksjon av installasjoner, seismikk, boring, undervannsanlegg og flytende produksjon. Som stor eksportør av naturgass har Norge også utviklet høy kompetanse innen transport og prosessering av gass. Leverandørindustrien er lokalisert i alle landets fylker, og har en omfattende sysselsettingsvirkning.

Mens oljeselskapene er avhengige av leveranser fra teknologibedrifter, forskning, leverandørindustri og ulike typer forsyningstjenester, er leveransene fra disse virksomhetene igjen avhengig av bidrag fra andre bedrifter og kompetansemiljøer. Slik skaper etterspørselen

⁴ Alle opplysninger om base aktiviteter og operasjoner på landanleggene er innhentet hos operatørene.

fra olje- og gassindustrien ringvirkninger langt utenfor egen sektor. Disse virkningene er naturlig nok størst i forbindelse med store utbyggingsprosjekter, der det for en periode må bygges opp ekstraordinær kapasitet for forsyninger og logistikk for å sikre gjennomføring av prosjektet.

Oljeselskapene og all øvrig leverandørindustri inngår i et nettverk av gjensidige avhengigheter. For å illustrere disse avhengighetene kan det nevnes at anskaffelser av varer og tjenester fra leverandører utgjør om lag 95 prosent av samlede investeringer og kostnader innen boring- og brønnområdet for StatoilHydro. I utbyggingsprosjekter utgjør anskaffelser anslagsvis 90 prosent av investeringene, mens for drift og vedlikehold av produserende felt og anlegg utgjør anskaffelser opptil 75 prosent av totale kostnader. For andre operatørselskaper er situasjonen trolig noenlunde den samme.

I årene som kommer vil betydningen av drift og vedlikehold øke, både relativt i forhold til samlet aktivitet, men også fordi mange installasjoner og anlegg begynner å trekke på årene.

2.3 Eksport av teknologi

Samtidig som leverandørindustrien har bygget kapasitet for å betjene virksomheten på norsk sokkel, har omfanget av eksport fra leverandørbedriftene økt kraftig. Selv med et svært høyt aktivitetsnivå på norsk sokkel, var den internasjonale omsetningen av varer og tjenester på nær 100 milliarder kroner i 2007. Dette gjør leverandørnæringen til den nest største eksportnæringen i Norge etter olje- og gass, og er nok et eksempel på hvordan kjernevirksomheten på sokkelen skaper ringvirkninger i resten av norsk økonomi.

En annen illustrasjon på leverandørindustriens betydning er omfanget av norske leveranser til olje- og gassvirksomheten på sokkelen. I 2007 anskaffet for eksempel StatoilHydro varer og tjenester for om lag 110 milliarder kroner. Av dette ble om lag 95 milliarder kroner fakturert leverandører med adresse i Norge. Det sier seg selv at en slik etterspørsel skaper betydelige ringvirkninger og aktivitet innenfor en rekke områder som direkte og indirekte er knyttet opp mot selve olje- og gassvirksomheten.

2.4 Lokale virkninger

Lokalt skaper petroleumsnæringen betydelige ringvirkninger. Dette gjelder ikke bare i en kommune som Stavanger, der mye av norsk oljevirksomhet er lokalisert, men også i byer som Oslo, Bergen, Florø, Kristiansund, Trondheim, Brønnøysund, Sandnessjøen, Harstad og Hammerfest og i kommuner der det er etablert landanlegg med tilknytning til virksomheten offshore.

I Harstad er det nærmere 300 arbeidsplasser direkte knyttet til petroleumsvirksomheten, d.v.s. leting, drift og kontortjenester. Som andel av samlet sysselsetting er dette om lag 2,5 prosent. En tilsvarende andel med tilknytning til olje- og gassvirksomhet i en by som Oslo ville betydd 10 000 ansatte, og i Bergen 4 000 ansatte – som eksempler. I tillegg kommer ringvirkningene av etterspørselen fra selve kjernevirksomheten.

Snøhvitianlegget i Hammerfest sysselsetter om lag 500 personer. StatoilHydro har 220 ansatte, hvorav nesten 70 prosent er rekruttert fra Nord-Norge.

I Kristiansund er den direkte petroleumrelaterte sysselsettingen i dag på nærmere 2100 personer. Møreforskning har i 2008 beregnet den indirekte sysselsettingen til å være nesten

1400 årsverk. Dette betyr at om lag 20 prosent av alle sysselsatte i kommunen har en petroleumsrelatert arbeidsplass, noe som igjen er et godt eksempel på at ringvirkningene av petroleumsvirksomheten kan få stor betydning for et lokalsamfunn.

3 Ringvirkninger fra gassproduksjonen på norsk sokkel

I 2007 var Norge verdens tredje største eksportør av naturgass, etter Russland og Canada. I løpet av de nærmeste årene tyder mye på at Norge vil passere Canada i eksportvolum, og dermed bli verdens nest største gasseksportør, med en eksport på opp mot 110 milliarder kubikkmeter per år.

Eksporten av gass fra Norge betyr mye for energiforsyningen i Europa, og særlig i Nordvest-Europa. Om lag 16 prosent av gassforbruket i EU-landene dekkes av gass fra norsk sokkel, og med dagens forsyningsbilde finnes det i virkeligheten ingen erstatning for norsk gass i disse markedene. I land som Tyskland, Storbritannia, Belgia og Frankrike utgjør norsk gass mellom 20 og 30 prosent av forbruket. Fordi gassproduksjonen i Storbritannia er fallende vil betydningen av norsk gass i dette markedet øke i årene som kommer.

Motsatt har gasseksporten betydd mye for utviklingen på norsk sokkel. Det ble tidlig bestemt at fakling av gass i forbindelse med oljeproduksjonen generelt skulle være forbudt. Dermed måtte produsentene legge til rette for disponering av gassen i forbindelse med utbygging av nye felt. Tilgang til markeder for eksport av stadig økende gassvolumer har derfor vært en helt nødvendig forutsetning for produksjonsveksten på norsk sokkel.

I dag utgjør gassproduksjonen en økende andel av samlet produksjon på norsk sokkel, og om noen år vil produksjonen av gass være større enn produksjonen av olje. Dermed blir gasseksporten relativt sett enda viktigere for Norge.

I dag er det etablert fire mottaksterminaler for norsk gass på Kontinentet; to i Tyskland, en i Belgia og en i Frankrike. I tillegg er det to mottaksterminaler i Storbritannia. Gassen fra Snøhvit kjøles ned til LNG på Melkøya, og kan dermed nå alle mottaksanlegg for LNG i verden. Gass fra Snøhvit er allerede levert til Japan. Hovedkontraktene for gassen fra Snøhvit er til mottakere i Spania og USA.

3.1 Rørledninger for gass

For å gjøre gasseksporten fra Nordsjøen og Norskehavet mulig er det etablert et omfattende system av rørledninger, prosessanlegg og terminaler. I dag er dette verdens største offshore transportsystem for gass, med en samlet lengde på mer enn 7 800 kilometer.

Under utbyggingen av infrastrukturen på sokkelen har norske myndigheter alltid lagt vekt på hensynet til samlet ressursforvaltning. Derfor er det norske transportsystemet for gass langt mer integrert enn tilfellet er for eksempel i Storbritannia. Dette har gitt større fleksibilitet og forsyningsikkerhet, ikke minst ved at felt raskt kan gå inn og dekke produksjonstap som følge av ikke planlagte hendelser og produksjonsstans. Som det klart største gassfeltet spiller Troll en unik rolle både når det gjelder å sikre forsyning og med hensyn til å modulere produksjonen i forhold til kundenes avtak, som kan variere svært mye gjennom året.

Gassinfrastrukturen på sokkelen eies i all hovedsak av interessentskapet Gassled, som består av rettighetshavere i lisensene, og opereres av Gassco som eies 100 prosent av staten. Det er Gassco som har ansvaret for drift og kapasitetsadministrasjon i systemet, styring av transporten fra feltene og for planlegging av videre utvikling av systemet. Som nøytral og uavhengig operatør sikrer Gassco likebehandling mellom alle brukerne (skiperne) i systemet og at reglene for regulert tilgang til kapasitet blir ivaretatt.

3.2 Handel med gass

Hoveddelen av norsk gass selges på langsiktige kontrakter til store kunder i Europa. I sin tid var slike kontrakter, der kundene påtar seg ansvar for å motta bestemte mengder gass gjennom året, helt nødvendige for å skape grunnlag for kostbare feltutbygginger og investeringer i infrastruktur.

Etter hver som gassmarkedene har vokst og utviklet seg – ikke minst gjennom reguleringer i EUs indre marked – har denne rollen som garantist for avtak av produserte volumer blitt noe mindre viktig. Storbritannia har for eksempel i dag verdens nest største liberaliserte gassmarked etter USA, med en betydelig kortsiktig likviditet. Med høy grad av likviditet er behovet for store enkeltkunder mindre. For tiden skjer det også en gradvis liberalisering i de kontinentale markedene, med framvekst av nye handelsplasser for gass både i Nederland, Belgia og Tyskland og med økt konkurranse mellom gasselskapene.

Etter hvert som markedene endrer seg blir også rollefordelingen mellom gassprodusentene og kundene endret, og i dag selges gass fra norsk sokkel under helt andre kontraktsmessige betingelser enn tilfellet var på 1980- og 1990-tallet. Tilførsel av LNG inn i markeder som tidligere fikk leveranser bare gjennom rørledninger, bidrar også til endringer i gassmarkedet.

3.3 Landfall for prosessering av olje og gass

Norsk gasseksport skaper betydelige ringvirkninger, gjennom drift, operasjoner og etterspørsel etter varer og tjenester. Rikgass fra sokkelen føres i dag i land på fem steder i Norge; på Kårstø, Kollsnes, Nyhamna, Tjeldbergodden og Melkøya.

Ved alle disse stedene er det etablert omfattende og langsiktig industrivirksomhet knyttet til prosessering og transport av gass. Hvert av anleggene er opprinnelig etablert med tanke på spesifikke feltutbygginger, og de er derfor ulike med tanke på innretning og omfang.

3.3.1 Kårstø

Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg ble opprinnelig etablert for å ta i mot rikgass fra Statfjord-feltet. Oppstarten skjedde i 1985. Senere er flere felt knyttet opp mot Statpipe-systemet, og Kårstø tar også i mot rikgass fra Åsgard Transport og ustabilisert kondensat fra Sleipner.

Om lag 30 felt i Nordsjøen og Norskehavet har i dag leveranser inn mot anlegget på Kårstø, noe som gjør det til en svært sentral komponent i det norske gasssystemet og ett av de største anleggene i sitt slag i verden. Fra rikgassen skilles tørrgass (salgsgass), etan, propan, isobutan, normalbutan og nafta ut.

Salgsgassen transporteres ut fra anlegget gjennom to eksportørledninger, Statpipe og Europipe II. Kondensatanlegget stabiliserer kondensatet fra Sleipner og skiller ut de letteste komponentene. Etan, isobutan, normalbutan, propan, nafta og kondensat blir lagret i ulike tankanlegg og skipet ut i flytende form fra anlegget. Den årlige kapasiteten for etanproduksjoner på 950 000 tonn, som blant går med til å forsyne den petrokjemiske industrien i Grenland.

Kårstø havn er en av landets største, og Kårstø en betydelig industriarbeidsplass med 1100-1300 sysselsatte på anlegget, avhengig av prosjektaktiviteter. For vertskommunen Tysvær er

anlegget i tillegg en betydelig skattyter. Driften av Kårstø skaper betydelige ringvirkninger i nærområdet, og om lag halvparten av leveransene til anlegget kommer fra Rogaland.

I 2007 åpnet Naturkraft AS (eiet av StatoilHydro og Statkraft med 50 prosent hver) sitt gasskraftverk på Kårstø, med en kapasitet på 420 MW (opp til 3,5 TWh per år). Differansen mellom gasspris og kraftpris har imidlertid ført til at verket bare har produsert kraft i en svært begrenset periode, og utsiktene for de nærmeste årene er krevende med dagens prisbaner for gass og elektrisitet.

Ved siden av driften representerer virksomheten på Kårstø også et betydelig kompetansemiljø innenfor teknologi, gassprosessering og transport. Det er etablert ulike former for samarbeid med lokale næringsforeninger, med videregående skoler i nærområdet og i noen grad med Høgskolen i Stord/Haugesund og Universitetet i Stavanger. Ett eksempel på hvordan dette kompetansemiljøet kan bidra til å løse nye oppgaver er bruken av personell fra Kårstø i forbindelse med Snøhvitutbyggingen.

3.3.2 Kollsnes og Sture

Kollsnes gassbehandlingsanlegg tar imot gass fra Troll, Kvitebjørn og Visund. I volum er anlegget det klart største i Norge og dermed også ett av de største i verden, med en kapasitet for eksport av mer enn 140 millioner kubikkmeter gass og 69 000 fat med kondensat per dag.

Rikgassen fra feltene blir separert i salgsgass og kondensat (NGL). Salgsgassen eksporteres gjennom rørledningene Zeepipe II A og Zeepipe II B til henholdsvis Sleipner og Draupner, og videre til Europa. En mindre del av gassen blir også levert til LNG-anlegget til Gasnor i Kollsnes næringspark. I 2005 åpnet et nytt anlegg for behandling av rikgassen fra Kvitebjørn, slik at kapasiteten for gassbehandling og utskilling av kondensat økte med 25 millioner kubikkmeter per dag.

Med økt kapasitet for separasjon av våte komponenter er anlegget blitt mer robust og i stand til å ta i mot gass fra flere kilder. Utseparert kondensat blir sendt videre gjennom Vestprosess til Mongstad.

Sammen med terminalen på Sture utgjør virksomheten på Kollsnes en viktig del av næringslivet i Øygarden kommune. Det er etablert et solid kompetansemiljø, med forgreninger til annen gassvirksomhet lokalt – i første rekke virksomheten til Gasnor. Gjennom prosjekter som Vestprosess og investeringen i et nytt kraftvarmeanlegg på Mongstad har anlegget på Kollsnes også bidratt til industriell utvikling i en større, regional sammenheng.

3.3.3 Tjeldbergodden

Industrianlegget Tjeldbergodden på Nordmøre består av fire fabrikker; en metanolfabrikk, et gassmottaksanlegg, en luftgassfabrikk og en LNG-fabrikk. Anlegget ble offisielt åpnet 5. juni 1997. Metanolfabrikken er blant de største i verden, og har rundt 130 ansatte, og totalt er det rundt 200 årsverk knyttet til anlegget⁵. Da den ble åpnet, var det første gang naturgass ble anvendt til industriell produksjon i stor målestokk i Norge. Metanolfabrikkens

⁵ Arbo m.fl. 2007

produksjonskapasitet er på omlag 900.000 tonn metanol årlig, basert på gass fra Heidrunfeltet på Haltenbanken.

Volumet tilsvarer 25 prosent av Europas samlede produksjonskapasitet for metanol og 13 prosent av Europas forbruk. Fabrikken eies av StatoilHydro (81,7 prosent) og ConocoPhillips (18,3 prosent). Anlegget omfatter også en liten LNG-fabrikk. Produksjonskapasiteten for LNG er på omlag 12.000 tonn LNG i året.

Fabrikkene på Tjeldbergodden utgjør en viktig del av næringslivet i Aure kommune, som i dag opplever nedgang i folketallet. Ny prosjektutvikling har derfor høy prioritet. Shell og StatoilHydro lanserte mars 2006 Halten CO₂-prosjektet, en felles evaluering av et 860MW gasskraft på Tjeldbergodden med CO₂-rensing og -lagring, samt bruk av CO₂ for økt oljeutvinning på Draugen og senere Heidrun.

Juni 2007 annonserte selskapene at det ikke var lønnsomt å bruke CO₂ for økt oljeutvinning på Draugen. Evalueringen viste senere at det er svært krevende å bygge et lønnsomt 860MW gasskraftverk på Tjeldbergodden, selv uten rensing av CO₂. Forventede gass- og kraftpriser har vanskeliggjort arbeidet med å sikre kommersielle kontrakter som ville gjort det mulig å bygge gasskraftverket. Et stramt leverandørmarked med høye kostnader har også påvirket økonomien i anlegget. Rensing og lagring av CO₂ fra et 860MW gasskraftverk på Tjeldbergodden ville ytterligere forverret økonomien i anlegget og krevd betydelige myndighetsbidrag for å la seg realisere. Det har ikke vært mulig å få en tilstrekkelig avklaring med myndighetene om støtte til et slikt anlegg på Tjeldbergodden.

Det finnes planer om mindre nedstrømsaktiviteter i Kjørsviksbugen rett nord for anlegget på Tjeldbergodden, basert på gass og kjølevann. Planene utvikles i regi av Tjeldbergodden Utvikling AS. Disse består dels av oppdrett av torsk og hummer basert på kjølevann. StatoilHydro har lagt betydelige ressurser i å utvikle produksjon av proteiner basert på gass. Denne produksjonen er så langt ikke kommersiell, og er for tiden ikke i gang.

3.3.4 Nyhamna

Landanlegget for gassen fra Ormen Lange ligger på Nyhamna i Aukra kommune. Ilandført gass blir prosessert og separert til salgsgass og kondensat (lettolje). Salgsgassen eksporteres gjennom Langeled til Easington i England via plattformen Sleipner, mens kondensatet blir stabilisert og lagret i fjellhaller før eksport med skip. Selv om Ormen Lange er satt i produksjon, gjenstår fortsatt mye videreutvikling av feltet. Særlig gjelder dette offshore, der det fortsatt gjenstår arbeid med boring og brønner, og der ytterligere to brønner skal installeres på havbunnen. Et endelig valg om fremtidig kompresjonsløsning for feltet (undervanns- eller plattformløsning) blir gjort etter at en pilotstudie av undervannskompresjon er foretatt.

Landanlegget for Ormen Lange kom i drift i september i 2007 og representerer en langsiktig industriell etablering i Aukra. Den samlede sysselsettingen knyttet til Nyhamna er i dag er ca 350 personer Dette tallet forventes å bli høyere i perioder med høy aktivitet⁶. Operatøren Shell har rundt 70 ansatte på landanlegget, mens annet

⁶ Shell - Kristiansund

personell er tilknyttet kontrakter for blant annet vedlikehold, driftsstøtte, modifikasjoner og service. Anlegget er utviklet for en levetid på 40 år. Deler av infrastrukturen har en levetid på opp til 50 år. Kapasiteten på landanlegget er rundt 70 millioner standardkubikkmeter salgsgass og 50 000 fat kondensat per dag.

Utbyggingen av Ormen Lange førte til en utbedring av transportinfrastrukturen i Aukra kommune. En ny ferge til 48 millioner, bygd på Aker Aukra, samt to nye fergesteder, har kommet til i kommunen. Det er også etablert et nytt nett for vannforsyning. Kommunen tilrettela også for gassinfrastruktur som muliggjør leveranse av lokal gass til oppvarming og koking for forbrukerne, samt energiforsyning til eventuell ny industrietablering. Det ble investert rundt 10 millioner kroner i gassuttak for lokalt bruk. Til sammen gikk kontrakter til en verdi av 1,2 milliarder kroner til næringslivet i Aukra og nabokommunene under utbyggingen, mens regionen Midt-Norge mottok ordrer for 2,9 milliarder kroner. Også i Aukra har petroleumsvirksomheten ført til at utflytting og nedgang i folketallet har snudd til ny vekst.

3.3.5 Melkøya - Snøhvit

Lengst i nord føres gassen fra Snøhvit i land på Melkøya i Hammerfest. Her blir kondensat separert og stabilisert, mens tørrgassen blir kjølt ned til flytende form, som LNG. Både kondensatet og gassen blir eksportert med skip. Som eneste anlegg i sitt slag i verden blir også CO₂ fjernet fra brønnstrømmen på Melkøya, og deretter sendt tilbake til feltet for injeksjon i en egen formasjon under havbunnen.

Snøhvit anlegget i Hammerfest sysselsetter om lag 500 personer. StatoilHydro har 220 ansatte, hvorav nesten 70 prosent er rekruttert fra Nord-Norge.

Utbyggingen av Snøhvit har hatt store ringvirkninger nasjonalt, regionalt og lokalt. En omfattende og langsiktig industrivirksomhet er plassert sentralt i Hammerfest kommune, med utsikter til videre vekst etter hvert som petroleumsvirksomheten i Barentshavet utvikler seg.

3.3.6 Mongstad

Mongstad i Hordaland. Anleggene på Mongstad i Hordaland har vært i drift siden midten av 1970-årene. De består i dag av et av oljeraffineri, et NGL prosessanlegg (Vestprosess) samt en råoljeterminal. Raffineriet er det største i Norge og har en kapasitet på 10 millioner tonn råolje per år. Havneanlegget på Mongstad er Norges største målt i tonnasje og Europas største oljehavn etter Rotterdam i Nederland. Energikostnadene ved det rundt 30 år gamle raffineriet utgjør i dag om lag halvparten av driftskostnadene. Varmen fra raffineriet blir dårlig utnyttet og mye energi går til spille. Et nytt kraftvarmeanlegg er under bygging og vil gi lavere driftskostnader og mer stabil energiforsyning. Samlet sysselsetter disse anleggene om lag 3500 personer. Hver for seg skaper imidlertid virksomheten ved anleggene omfattende ringvirkninger i form av investeringer, støtte til prosjektering, støtte til drift og støtte til forretningsutvikling.

3.3.7 Oppsummering

De direkte ringvirkningene av produksjonen av gass på norsk sokkel er samlet sett betydelige, både når det gjelder eksport og verdiskaping, etablering av lokale industrianlegg, forsyning av råstoff til annen norsk industri, utvikling av ny teknologi og spesialisert kompetanse innen gassprosessering og transport.

Stimulansen fra de ulike prosjektene er naturlig nok størst i selve utbyggingsfasen. Mer enn 90 prosent av den gassen som eksporteres fra sokkelen blir først ført i land i Norge for videre behandling. Omkring landfallene er det etablert ulike tiltak og arenaer for næringsutvikling, med stor lokal betydning.

Samtidig må anleggene hele tiden videreutvikles og tilpasses nye krav. På Kårstø ble et omfattende investeringsprogram avsluttet i 2005, bare for å bli erstattet med et nytt og omfattende program for oppgradering som skal avsluttes innen 2010. Også på Kollsnes skal det gjennomføres nye, store investeringer i årene som kommer. Slik bidrar driften av landanleggene til ytterligere ringvirkninger, til dels uavhengig av utbygging av nye felt offshore.

4 Mulig utvikling av ny gassvirksomhet i Nord-Norge

Utviklingen av den landbaserte petroleumsvirksomheten bygger på de reservene som påvises offshore og på de utbyggingskonseptene som rettighetshaverne velger for nye felt.

Aktiviteten på norsk sokkel har gradvis beveget seg nordover fra Nordsjøen og inn i Norskehavet. For evakuering av gass fra Norskehavet er transportsystemet Åsgard Transport en nøkkelfaktor. Rørledningen forsynes i dag med rikgass fra feltene Åsgard, Kristin, Draugen, Heidrun og Norne, og gassen sendes til anlegget på Kårstø for prosessering og eksport. Senere vil også Skarv (fra 2011) transportere gass gjennom Åsgard Transport, og med den tilveksten vil kapasiteten i systemet være svært begrenset de neste 10-12 årene.

4.1 Nye gassfunn i Norskehavet

Det er gjort ytterligere funn av gass i Norskehavet som for øyeblikket ikke har noen besluttet utbyggingsløsning. Det er en utfordring at funnene hver for seg ikke er i stand til å utløse ny infrastruktur, og det krevende å finne løsninger selv når de ulike funnene sees i sammenheng.

En særlig utfordring er at volumprofilene gjør det vanskelig å foreta store investeringer i langsiktig kapasitet for prosessering og transport. Gitt dagens ressursbilde i Norskehavet ser det dermed ut til at selskapene står overfor fire mulige valg;

- å avvente utbygging til det blir ledig kapasitet i Åsgard Transport,
- å utnytte potensialet for ytterligere kapasitet i Langeled og forsterke kapasiteten på Nyhamna,
- å etablere en ny rikgassledning til Kollsnes og utvide kapasiteten der,
- eller å knytte feltene opp mot det nærliggende rikgasssystemet på britisk side av sokkelen – der det er ledig kapasitet.

Eventuelle store gassavtak til gasskonvertering på land i Norskehavsregionen kan også bli et element i ulike løsninger.

Dette bildet ville naturlig nok forandre seg dersom det blir gjort ytterligere funn av en viss størrelse i området. De største gjenværende ressursene på sokkelen ligger fortsatt i Nordsjøen. I Norskehavet er reservene mindre enn halvparten av reservene i Nordsjøen, mens det altså finnes ressurser i funn som ikke er besluttet utbygget. For gass fordeler dagens reserver seg på 66 prosent i Nordsjøen, 27 prosent i Norskehavet og 7 prosent i Barentshavet⁷.

⁷ OD- Petroleumsressursene på norsk sokkel 2007

Om vi inkluderer uoppdagede ressurser blir bildet litt annerledes. For gass er forventingen at det er større uoppdagede gassressurser i Norskehavet (825 millioner Sm³ o.e.), enn i Nordsjøen (500 millioner Sm³ o.e.) og Barentshavet (550 Sm³ o.e.)⁸. Dette betyr at lettevirksomheten er kritisk for den videre utviklingen av både Norskehavet og Barentshavet som petroleumsprovinser.

4.2 Ringvirkninger av nye funn i Norskehavet

På oppdrag fra Olje- og energidepartementet har AGENDA Utredning & Utvikling AS utredet de samfunnsmessige virkningene av petroleumsvirksomheten i Norskehavet i dag og i tidsrommet fram til 2025. Utredningen tar utgangspunkt i Oljedirektoratets prognoser for virksomheten i Norskehavet fram til 2025. Dette er et framtidsbilde som bygger bl.a. bygger på de produksjons- og utbyggingsplanene som oljeselskapene leverte inn til Oljedirektoratet i forbindelse med Revidert nasjonalbudsjett 2007, og der utgangspunktet er mest mulig realistiske forutsetninger om nye funn og utbygginger.

Framtidsbildet bygger på at det gjennomføres omfattende lettevirksomhet i perioden, og det naturlig nok stor usikkerhet til hvilken utvikling som faktisk vil finne sted. En ser for seg tre nye offshoreutbygginger i Norskehavet med produksjonsskip og undervannsbrønner; - en på Haltenbanken sør, en på Haltenbanken nord og en på Vøring nord. En ser også for seg en undervannsutbygging av et lite oljefunn utenfor Møre, med ilandføring til en ny terminal. Alle øvrige felt som antas bygget ut i perioden forutsettes å bli undervannsanlegg som knyttes opp mot de nye feltsentrene eller annen eksisterende infrastruktur.

Med en slik mulig utvikling vil gassproduksjonen i Norskehavet øke fra dagens nivå på om lag 20 milliarder kubikkmeter per år til rundt 40 milliarder kubikkmeter i 2010. Dette nivået holdes så fram til 2016 før produksjonen ventes å øke ytterligere til 50 milliarder kubikkmeter i 2020. Deretter antas det at produksjonen vil avta noe slik at den er på om lag 30 milliarder kubikkmeter i 2025.

Analysen fra AGENDA viser at investeringer i petroleumsvirksomheten i Norskehavet vil være svært lønnsomme, og mer lønnsomme enn de fleste investeringsprosjekter på land i Norge. En ser for seg norske vare- og tjenesteleveranser på mer enn 280 milliarder kroner i perioden 2007-2025, mer enn 60 prosent av totalinvesteringene. Når det gjelder driften av installasjonene er de norske vare- og tjenesteleveransene beregnet til nærmere 150 milliarder kroner, eller 88 prosent av totalkostnadene. ARENA har analysert investeringsleveranser og driftsleveranser for seg. Når det gjelder investeringene viser studien at leveranser fra det lokale næringslivet i Midt-Norge og Nordland vil være på om lag 18 milliarder kroner, eller 6 prosent av totalen. For driftsleveranser antar en at andelen fra det regionale næringslivet vil være vesentlig større – nær 30 prosent av totalen, eller opp mot 50 milliarder kroner i perioden fram mot 2025.

⁸ OD- Petroleumsressursene på norsk sokkel 2007

Sysselsettingsvirkningen av det antatte framtidsbildet er også beregnet. Totalt antar en at petroleumsvirksomheten i Norskehavet i perioden vil kreve vel 620 000 årsverk, eller 33 000 årsverk per år. På regionalt nivå, i Midt-Norge og Nordland, regner en med at sysselsettingseffekten av investeringene vil være 23 000 årsverk, med hovedvekt på transportvirksomhet. På driftssiden er det anslått et behov for nær 64 000 årsverk i perioden, med selve oljevirksomheten, basetjenester og transport som viktigste komponenter. Totale regionale sysselsettingseffekter av virksomheten i Norskehavet er anslått til 80 000 årsverk, eller 4 000 årsverk per år i gjennomsnitt.

I følge ARENA vil framtidsbildet til Oljedirektoratet føre til at olje- og gassvirksomheten flytter seg litt, men ikke mye, nordover. Det antas at basevirksomheten i Brønnøysund og Sandnessjøen vil vokse noe mer enn i Kristiansund. For landbasert drift er det usikkert hvor nye driftsorganisasjoner vil bli plassert, men det antas at Stjørdal og Kristiansund vil være de viktigste driftsmiljøene i regionen også i 2025.

4.3 Muligheter ved gassfunn utenfor Nordland

I en studie utført av SINTEF Energiforskning på oppdrag fra Nordland fylkeskommune, har en sett på mulige evakueringsløsninger for et tenkt gassfunn utenfor Nordlandskysten. Det er antatt at funnet er på størrelse med Snøhvitfeltet, og en har sett på to ulike plasseringer av feltet; - en plassering 240 kilometer fra land sør i Nordland og en plassering 50 kilometer fra land nord i Nordland.

For hvert av feltene har en så studert ulike utbyggingsløsninger;

- Som LNG
- Via ny rørledning (rikgass) til Kollsnes
 - a. Ilandføring og videre eksport til Finland
 - b. Ilandføring og direkte eksport til Europa (som Ormen Lange)
- Vente på ledig kapasitet i Åsgard Transport.

Basert på en rekke forutsetninger om priser, kostnader, tidspunkt for ledig kapasitet i Åsgard Transport, og så videre, viser analysen at alternativet med ilandføring og eksport til Finland er marginalt mer lønnsomt enn de andre alternativene for begge de to feltene. For det nordligste feltet er utbygging som LNG det nest beste alternativet, mens for det sydligste er det nest beste alternativet å etablere en ny røggassledning til Kollsnes.

I studien har en også sett nærmere på noen viktige sensitiviteter, som beliggenhet, gasspris, feltstørrelse, kostnader og CO₂-utslipp. Det viser seg at en løsning med LNG blir mer lønnsom jo lenger nord feltet ligger. I analysen er det antatt at salgsprisen for LNG er 10 øre høyere per kubikkmeter enn prisen på røggass. Hvis en antar at prisen på LNG er 7 til 15 prosent høyere enn røggassprisen vil LNG bli det nest beste alternativet også for det sydlige feltet, mens den må være mer enn 20 prosent høyere for at LNG-alternativet skal bli mer lønnsomt enn eksport til Finland. Med en så høy LNG-pris er LNG-alternativet også klart det mest lønnsomme for det nordlige feltet.

Analysen bygger på at røggass har samme pris i alle markeder. Det er en usikker forutsetning. Finland forsynes i dag med gass fra Russland og det finnes i virkeligheten ingen åpent

tilgjengelige gasspriser i landet. Et like stort spørsmål er den framtidige retningen på finsk energipolitikk, og om landet i det hele tatt ønsker å øke bruken av importert naturgass.

Feltstørrelsen er også en viktig faktor. Relativt sett øker kostnadene ved en LNG-løsning i forhold til en løsning med rørtransport dersom det er større volumer som skal transporteres, noe som isolert sett gjør LNG mindre attraktivt jo større feltet er.

På samme måte har det betydning hvor lenge feltet eventuelt må vente på ledig kapasitet i eksisterende infrastruktur. Jo kortere ventetid, jo større lønnsomhet ved å vente.

Endelig vil utslippene av CO₂ bli svært forskjellige ved de ulike løsningene. I studien fra SINTEF har en ikke regnet med kostnader ved slike utslipp, men det er grunn til å tro at de i alle fall vil være på dagens nivå i EU ETS, og trolig høyere, i prosjektperioden.⁹ Avgassen Snøhvit-anlegget har et utslipp på 900 000 tonn CO₂ per år, eller 4900 tonn per MW. Ved å skalere ned Ormen Lange anlegget på Nyhamna til "Snøhvit-størrelse", ville de tilsvarende utslippene være på 170 000 tonn for alternativene med rørgass – med andre ord betydelig lavere.

4.4 Videre utvikling i Norskehavet

Både studien fra SINTEF og framtidspildet fra Oljedirektoratet tyder på at vi står overfor spennende industrielle utfordringer i tilknytning til petroleumsvirksomheten i Norskehavet. Generelt er det grunn til å anta høy aktivitet når det gjelder både investeringer og drift i årene som kommer, med betydelige regionale ringvirkninger.

Uansett hvilke utbyggingsløsninger en ser for seg, eller valg av infrastruktur, vil Norskehavet etter all sannsynlighet utvikle seg til å bli en enda viktigere petroleumsprovins, trolig med vekt på gass.

Mulighetene for å etablere landbasert virksomhet i Nordland vil avhenge av nye funn, deres størrelse og lokalisering. Generelt er det grunn til å tro at utbygging som LNG vil være mer attraktivt jo lenger nord nye funn blir gjort. På den andre siden innebærer produksjon av LNG vesentlig større CO₂-utslipp enn transport av gass via rør. Framtidens CO₂-kostnader, i form av kvoter, er svært usikre, men det er mye som tyder på at de vil øke etter hvert som både Norge og landene i Europa iverksetter en strengere klimapolitikk.

En slik politikk vil også påvirke gassetterspørselen og dermed gassprisen. Alt i alt betyr dette at det er svært vanskelig i dag å forutsi med sikkerhet hvilken utvikling vi faktisk vil se når det gjelder gassvirksomheten i Norskehavet i årene som kommer.

⁹ EU ETS er verdens største system for handel med utslippstillatelser (kvoter), og gjelder i hele EØS-området. Dagens system omfatter om lag 11 000 installasjoner i kraft- og industriektoren og dekker om lag 50 % av de totale CO₂-utslippene i EØS. For disse sektorene tildeles hvert land i EØS en samlet kvote for utslipp, som deretter fordeles videre ut til det enkelte anlegg. Anlegg som slipper ut mindre enn tildelt kvote kan selge dette overskuddet til anlegg som trenger mer enn det som er tildelt. I dette felles kvotemarkedet oppstår det dermed en pris på utslippskvotene. Enheten som brukes i EU ETS er ett tonn CO₂. Prisen måler derfor kostnaden med å slippe ut ett ekstra tonn CO₂ – eller gevinsten ved å kutte utslippene tilsvarende.

5 Bruk av naturgass i Norge

5.1 *Naturgass i energisektoren*

Om vi ser bort fra bruk av gass til injeksjonsformål for å støtte oljeproduksjonen blir mesteparten av den gassen som brukes til energiformål i Norge benyttet til kraft- og varmeproduksjon i tilknytning til petroleumsvirksomheten.

I følge Statistisk sentralbyrå produserte Norge gass tilsvarende en energimengde på mer enn 1 020 TWh i 2007, eller om lag åtte ganger Norges totale normalproduksjon av elektrisitet. Av dette ble om lag 960 000 GWh eksportert. Netto innenlandsk bruk av gass representerte en energimengde på snaut 64 000 GWh. Av dette ble hele 60 409 GWh benyttet til å generere kraft og varme på installasjonene offshore og ved landanleggene. Om lag 306 millioner kubikkmeter gass, eller 3 368 GWh, gikk med til det som kalles netto innenlands sluttforbruk – som da ikke inkluderer gass brukt som råstoff.

Naturgassforbruket i Norge i energisektoren er økende, og det har økt hvert år siden 2002 da forbruket var om lag halvparten så stort som i 2007. Netto innenlands sluttforbruk av naturgass økte fra 2 974 GWh i 2006 til 3 367 GWh i fjor - en økning på 13,2 prosent. Av dette utgjorde forbruket innenfor industri og bergverksdrift 2 445 GWh. Kjemisk industri er den klart største forbrukeren av naturgass. I fjor var forbruket her 1 101 GWh. Innenfor metallindustrien ble det brukt 694 GWh, mens det i nærings- og nytelsesmiddelindustrien ble brukt 388 GWh.

Mens naturgassforbruket er klart størst innenfor industrien, skjer den største økningen innenfor tjenesteytende næringer, med en økning på hele 138 prosent fra 2006 til 2007. Av et forbruk på 682 GWh i tjenesteytende næringer ble 489 GWh brukt i innenriks sjøfart. Innenfor helse- og sosialtjenester ble det brukt 94 GWh. I jordbruk, skogbruk og fiske var forbruket av naturgass i fjor 189 GWh, mens husholdninger brukte 46 GWh.

Naturgass transporteres i rør eller som bulk i tanker, enten nedkjølt som LNG, eller komprimert gass (CNG, Compressed Natural Gas). Rør er best egnet der konsentrasjonen og tilgjengeligheten til brukere er god, mens LNG og CNG brukes der konsentrasjonen av brukere og tilgjengeligheten er vanskeligere. Forbruket av naturgass transportert i rør utgjorde 2 031 GWh i 2007, mens LNG og CNG utgjorde henholdsvis 1240 og 96 GWh. Økningen for LNG var på nesten 70 prosent fra året før.

Naturgassforbruket utgjorde i fjor 1,5 prosent av totalt innenlands sluttforbruk av energi. Sammenlignet med de fleste land i Europa er denne andelen liten. I Europa er naturgass i dag den nest viktigste energibæreren, etter olje. I Norge – som i andre land – er olje den dominerende energibæreren i transportsektoren, men i det stasjonære energiforbruket er elektrisitet (i all hovedsak fra vannkraft) langt viktigere i Norge enn i praktisk talt alle andre land. Elektrisitet utgjør om lag halvparten av alt sluttforbruk av energi i Norge, og petroleumsprodukter (inklusive LPG) om lag 36 prosent.

5.2 Annen bruk av naturgass

Den sterke veksten i gassforbruket i Norge skyldes særlig at gass går til erstatning for olje i stasjonært forbruk, men i noen grad også i transportsektoren (biler, busser og skip). Det finnes i dag 22 skip som drives med LNG i Norge; - 4 forsyningskip, 3 kystvaktskip og 15 ferger. I Bergen, Haugesund og Stavanger blir CNG brukt som drivstoff til totalt 141 busser.

Rørledninger for distribusjon av gass er bygget ut i beskjedne – men økende – grad i Norge. Størst er utbyggingen i Rogaland der Gasnor har bygget ca. 100 kilometer distribusjonsnett som dekker store deler av Karmøy, Haugesund og sentrale deler av Tysvær. Lenger sør har Lyse lagt en 50 kilometer lang høytrykkssjøledning fra Kårstø til Risavika i Sola kommune. Det er også bygget et lavtrykks distribusjonsnett for naturgass i Jærregionen, samt på øyene Rennesøy, Finnøy, Talgje og Fogn.

Ved utgangen av 2007 var det bygget 440 kilometer lavtrykks distribusjonsnett inklusive 8 kilometer sjøledning mellom Ryfylkeøyene. Ut over dette finnes det mindre distribusjonsnett på Haugalandet, i Bergensregionen, i Vestfold og Telemark, og i tilknytning til mottaksanleggene på Kollsnes og Tjeldbergodden. Utbygginger er også planlagt på Stord og ut fra mottaksanlegget på Nyhamna.

Med begrenset distribusjon via rørledninger skjer den sterkeste veksten i gassforbruket gjennom distribusjon av LNG. Det produseres LNG på fire steder i Norge: - på Karmøy (med føde fra Statpipe), på Kollsnes, på Tjeldbergodden og på Melkøya. I tillegg bygger Lyse og IM Skaugen en LNG-fabrikk (Nordic LNG) i Risavika som vil få føde gjennom rørledningen fra Kårstø. Det er planlagt regulær drift mot slutten av 2010, med en kapasitet på 300 000 tonn årlig.

Anlegget på Melkøya er naturlig nok i en klasse for seg når det gjelder kapasitet, med 4,1 millioner tonn per år. Dette anlegget er imidlertid primært utviklet for eksport. De øvrige norske anleggene har i dag en kapasitet på noe over 150 000 tonn (om lag 2,15 TWh). Denne blir da tredoblet med fabrikk i Risavika, og i følge utbyggerne er det mulig å øke kapasiteten med ytterligere 300 000 tonn i et eventuelt neste trinn.

Selv om bruken av naturgass fortsetter å øke, vil gassvolumene som avtas innenlands være relativt små målt mot samlet norsk gassproduksjon. Distribusjon av naturgass for lokal bruk i energisektoren i Norge vil derfor ikke nå volumer som vil påvirke utbyggingsløsninger når framtidige gassfelt skal bygges ut. Skal dette skje, må det etableres lokale avtak i en helt annen størrelse enn det som er aktuelt for direkte bruk i energisektoren.

Selv et gasskraftverk av den størrelsen som bygges på Mongstad (800 MW), vil ikke alene ha avgjørende påvirkning på utbyggingsløsninger for nye gassfelt. Kombinasjoner av anlegg for industriell foredling av naturgass har derimot størrelser som i gitte situasjoner kan få betydning for valg av utbyggingsløsninger.

5.3 Gass er et miljøvennlig alternativ

Det finnes nå 10 distribusjonsselskaper for naturgass i Norge, og bortsett fra Lyse og Gasnor får alle selskapene levert gassen som LNG. Gasnor leverer i tillegg noe gass som komprimert gass (CNG, Compressed Natural Gas). Det er etablert om lag 30 lokale mottaksterminaler for LNG langs hele kysten. Ved overgang til naturgass i sluttforbruket oppnås vanligvis viktige miljøgevinster, og særlig når gassen erstatter olje. En studie fra Norsk Energi viser at ved et

antatt gassforbruk i energisektoren i Norge på 10 TWh i 2010 vil det være mulig å redusere utslippene av CO₂ med om lag 1,5 millioner tonn, NO_x med mer enn 6000 tonn, SO₂ med nesten 1700 tonn og partikler med 137 tonn.

Det er vanskelig å si i dag om en slik vekst er mulig. Ikke minst har dette sammenheng med avgiftspolitikken, og i hvilken grad potensielle brukere av gass ønsker å ta kostnaden med å konvertere fra dagens energibruk. Som energibærer er naturgass i de fleste tilfeller konkurransedyktig med alternativene, men i praksis må mange kunder foreta en konvertering av egne anlegg før de kan ta gassen i bruk.

5.4 Klimapolitikk og etterspørsel etter naturgass

Det som taler til fordel for økt bruk av gass er forventninger om høyere kostnader ved utslipp av CO₂. Isolert sett trekker dette i retning av økt etterspørsel etter gass, gitt at produsentene av LNG er i stand til å ta ut sine egne utslippskostnader i sluttprisen. Motsatt kan et sterkt ønske om å fremme mer fornybar energi i varme- og transportmarkedene gå på bekostning av naturgass gjennom støtteordninger som stimulerer bioenergi og avgifter som gjør gass relativt sett mindre attraktivt.

Norge har vedtatt en svært ambisiøs klimapolitikk, men det er foreløpig uklart hvordan denne politikken skal gjennomføres og hvilke tiltak som vil bli satt i verk i ulike sektorer. Ved siden av naturgassens fordelaktive miljøegenskaper i forhold til andre fossile energibærere, er det et viktig tilleggspoeng at infrastrukturen for bruk av naturgass også vil kunne brukes for biogass – som er et potensielt vekstområde. På den måten kan naturgass både bidra til bedre miljøresultater i dag og samtidig være med på å legge grunnlaget for økt bruk av fornybar energi i framtiden.

Det har vært en jevn økning i etterspørselen etter naturgass i flere tiår. I enkelte markeder har denne veksten vært basert på subsidier og sterk befolkningsvekst (særlig i Nord-Afrika og Midt-Østen), mens den i andre (og særlig i OECD-området) har vært basert på økt etterspørsel etter gass i kraftproduksjon. Denne veksten har igjen vært knyttet til tre forhold; at gass har vært tilgjengelig og konkurransedyktig, teknologisk utvikling av mer effektive kraftturbiner og naturgassens fordelaktige miljøegenskaper sammenlignet med olje og kull (gjelder både lokal og global forurensning).

Det benyttes store mengder kull til kraftproduksjon i OECD-området, og USA har verdens største kullreserver. Denne kraftproduksjonen fører imidlertid med seg store utslipp av klimagasser. Fram til i dag har slike utslipp ikke medført noen ekstra kostnader, bortsett fra i EØS-området på grunn av EU ETS.

Kvoteprisen i ETS er fortsatt ikke høy nok til å utløse vesentlige endringer i sammensettingen av kraftproduksjonen, utvikling av ny teknologi (for eksempel for fangst og lagring av CO₂) eller økt satsing på fornybar energi. Forsatt er det prisen på gass versus kull som i all hovedsak avgjør hvilken energibærer som foretrekkes av kraftprodusentene, og fortsatt må fornybar energi motta omfattende subsidier gjennom budsjettstøtte og kraftpris (tariffer for innmating eller omsettbare ”grønne” sertifikater).

Utenfor EØS er utslipp av klimagasser uten kostnad. Det er i dag usikkert hvilke forpliktelser land som USA, Canada, Russland, Kina og Brasil vil påta seg i forbindelse med neste års store klimakonferanse i København, og med eventuell virkning fra 2012. For Europa spesielt gjelder det at EU har besluttet sin såkalte 20-20-20 politikk; - 20 prosent reduksjon av

energiforbruket gjennom effektivisering, 20 prosent reduksjon i utslippene av klimagasser og 20 prosent andel fornybar energi i sluttforbruket innen 2020. Hvordan en slik politikk konkret skal gjennomføres, og hva som eventuelt blir virkningen for forholdet mellom de ulike energibærerne er imidlertid fortsatt uklart.

For framtidig etterspørsel – og dermed også pris – på naturgass vil særlig følgende forhold være avgjørende:

- Kostnadene ved utslipp av klimagasser, - høye kostnader vil isolert sett føre til at gass foretrekkes framfor kull i kraftproduksjon;
- Kostnadene ved produksjon av elektrisitet, - sterk satsing på fornybar kraftproduksjon og mulige pålegg om CO₂-rensing vil føre til vekst i kraftprisene som igjen kan påvirke etterspørselen etter elektrisitet og dermed også gass;
- Omfang av energieffektivisering som følge av høyere energipriser og nye tiltak for å fremme energiøkonomisering.

For tilbudssiden er særlig utviklingen i Russland avgjørende. I dag dekker Russland om lag 25 prosent av gassforbruket i EU – og om lag halvparten av importen. Begge deler antas å øke i årene som kommer, men hvor raskt og hvor mye er uklart. Viktige eksportregioner som Nord-Afrika og Midt-Østen ser ut til å ha begrenset kapasitet for økt eksport i årene som kommer, ikke minst på grunn av kraftig vekst i eget forbruk.

I en situasjon med sterkere satsing på klimapolitikk (høyere utslippskostnader), økt etterspørsel etter gass og begrenset tilgang på ny import kan dette føre til vesentlig høyere gasspriser i Europa enn i dag – og kanskje også høyere priser enn i andre regioner. Imidlertid er den politiske usikkerheten omkring nye klimatiltak så stor at det er vanskelig å trekke entydige konklusjoner i dag.

6 Industriell foredling av naturgass i Norge – forutsetninger og muligheter ¹⁰

Industriell foredling av naturgass betyr at naturgass og naturgasskomponenter brukes som råvare til vareproduksjon (plastråstoff, metanol, ammoniakk osv.) eller inngår som føde i prosessindustri.

6.1 Lite utviklet gassforedling i Norge

Bare en svært liten del av norsk naturgass har til nå vært anvendt i gassforedlende industri i Norge. Internasjonal gassforedlende industri har i betydelig utstrekning etablert industrianlegg i områder i verden der såkalt ”innestengt” gass har vært tilgjengelig til lav pris. Dette har vært en hovedgrunn til at Norge, der gassprisene har vært høye p.g.a. gassens høye alternativverdi i det europeiske energimarkedet, ikke har framstått som en attraktiv lokalisering for internasjonal gassbrukende industri. St.meld. nr 9 (2002-2003) Om innenlands bruk av naturgass mv. omtaler dette slik:

”I de tilfeller hvor gass benyttes som råstoff i industriproduksjon vil gassprisen ofte utgjøre en stor andel av de totale produksjonskostnadene. Prisen på gass vil være viktigere jo større andel gassen utgjør av produksjonskostnadene for varen.

De laveste gassprisene finnes ofte på de steder hvor gass produseres langt fra de sentrale markedsområdene. Dette er typisk steder der gass produseres sammen med olje og det ikke finnes alternative anvendelser for de tilgjengelige gassvolumene. Å transportere gassen til markedene kan være svært kostbart, men dersom gassen kan utnyttes som en råvare for å skape andre produkter, kan produktene transporteres til markedene og dette kan være betydelig rimeligere. Dette er situasjonen mange steder i verden i dag, som i Sør-Amerika og Midtøsten. Produksjon av varer som produseres i store kvanta med gass som råstoff, og som i tillegg kan transporteres i bulk på skip, vil normalt bli lagt til steder hvor gassen på grunn av høye transportkostnader har lav alternativ verdi.”

Det finnes to unntak fra hovedmønsteret i Norge:

6.2 Grenland

Det lå politiske beslutninger bak byggingen av de petrokjemiske anleggene i Grenland midt på 70-tallet. Ekofisk-funnet i 1969 gjorde Norge til en oljenasjon. Oljen fra Ekofisk ble ført i rørledning til Teeside i England. I Teeside ble det skilt våtgass fra råolje. Staten undertegnet en avtale med Ekofisk-eierne om levering av etan tilsvarende en årlig produksjonskapasitet av

¹⁰ Dette kapitlet bygger mye på arbeid hentet fra rapporten Globalisering – nye muligheter for gassbasert industri i Norge. Utarbeidet for Norges forskningsråd. Econ-rapport nr. 2008-001, Prosjekt nr. 54960

250.000 tonn etylen til gunstige priser til Noretyls anlegg i Grenland. I 1974 besluttet Stortinget derfor at det skulle bygges et nytt stort petrokjemisk sentrum i Bamble i Telemark.

Stortinget besluttet videre at Norsk Hydro, Statoil og Saga Petrokjemi skulle eie og drive anleggene. Det ble bygd en etylen-cracker med en kapasitet på 300.000 tonn etylen og 55.000 tonn propylen. Norsk Hydro ble operatør for etylenfabrikken og halvparten av etylengassen gikk til Hydros nye PVC-fabrikk.

Den andre halvparten gikk til polyolefinfabrikken, som Saga Petrokjemi fikk ansvaret for. Det ble bygd anlegg for fremstilling av myk (LDPE), hard (HDPE) polyetylen og polypropylen.

De nye anleggene kom i drift i 1978 og 1979. Siden den gang har Grenland vært sentrum for den petrokjemiske industrien i Norge.

De viktigste bedriftene og deres eiere i dag er:

- Ineos Polyolefins i Bamble, som produserer plastråvarene polyeten og polypropen (tidligere Borealis).
- Ineos Polymers (tidligere Hydro Polymers), som produserer klor, lut, hydrogen og VCM i Klor/VCM-fabrikken på Rafnes, og to ulike typer PVC-plast i PVCfabrikken på Herøya.
- Noretyl (joint venture mellom Ineos Polymers og Ineos Olefins), crackeren som produserer etylen og propylen, og den største andelen av disse produktene benyttes som råstoff i Ineos' anlegg som produserer polyeten, polypropen og VCM
- Yara Porsgrunn som har flere moderne fabrikkenheter: en ammoniakkfabrikk, tre salpetersyrefabrikker, to fullgjødsselfabrikker (NPK) og en kalk-salpeterfabrikk.

Investeringer i og utvikling av større petrokjemiske miljøer vil trolig henge sammen med om det eksisterer andre stedsavhengige konkurransefortrinn. Slike fortrinn kan være ulike typer klyngeeffekter som tilknytning til bredere kompetansemiljø, nærhet til nøkkelkunder eller strategiske leverandører av andre innsatsvarer enn gass. Spesielt i

Grenland kan dette være tilfelle. Grenland utmerker seg som et av de sterkeste prosessindustri miljøene i Norge. Både befolkning og myndigheter har opparbeidet seg betydelig kompetanse innen arbeid innen denne type industri. Industri miljøet har gjennom årene opplevd store strukturelle endringer innenfor bedriftsmassen, men fornyelsesevnen har vært god, noe som forsterker bedriftenes evne til å møte nye markedsmessige utfordringer. Petrokjemisk industri er en meget kapitalintensiv industri, men investeringene ser likevel ut til å søke mot miljøer som i utgangspunktet har sterk industriell infrastruktur og kompetanse.

6.2.1 Skanled

Det lenge vært diskutert å etablere et innenlandsk transmisjonsrør for naturgass, for å bringe den fra mottaksanleggene til viktige industriområder i andre deler av landet. Særlig har det vært oppmerksomhet mot mulighetene for å transportere gass i relativt store volumer til Grenlands-området, med muligheter for forgreninger til Østlands-området og eventuelt også Sverige og Danmark.

Rørledningsprosjektet Skanled opereres av Gassco på vegne av et større partnerskap av potensielle gasskjøpere. Skanled rørledningsystem er et transportsystem for gass mellom

Norge, Sverige og Danmark med en total lengde på 853 km. Det er også lagt til rette for mulige fremtidige avgreninger til Lista og Slagentangen. Rørledningssystemet er kostnadvurdert til om lag 10 milliarder NOK. I tillegg kommer investeringer i de tilgrensede prosjektene på Rafnes og i Sverige og Danmark. Investeringsbeslutning er planlagt i høsten 2009 og oppstart av gassleveranser kan tidligst starte i desember 2012.

Skanled-partnerskapet består av en rekke industriselskaper, i tillegg har Petoro, på vegne av staten, gjort avtale om å gå inn som partner i utviklingen av Skanled-prosjektet med en andel på inntil 30 prosent.

Skanled-prosjektet er imidlertid et komplisert prosjekt og det gjenstår fortsatt betydelige utfordringer før prosjektet kan realiseres. Ufordringene er særlig knyttet til gasskjøp/-salg, tekniske valg og økonomi i de tilgrensede prosjektene (spesielt på Rafnes), samt myndighetsprosessene i Norge, Sverige og Danmark.

6.3 Tjeldbergodden

Metanolfabrikken på Tjeldbergodden ble etablert som ”gassløsning” for den assosierte gassen i oljefeltet Heidrun. Heidrun-gassen var å betrakte som ”innestengt” da Heidrun-feltet ble utbygd, fordi det ikke var etablert en eksportløsning for naturgass fra Norskehavet.

Gassvolumene i Heidrun var ikke store nok til å forsvare en rørledning for eksport til energimarkedene. Utbyggingen av Åsgard-feltet utløste senere eksportrørledningen Åsgard Transport. Dersom Åsgard-feltet var blitt bygget ut før Heidrun, ville trolig ikke metanolfabrikken på Tjeldbergodden blitt etablert.

6.4 Gassmarkedet er i endring

Gassforedlende industri (gasskonvertering) kan få sterkere vekst i årene som kommer. Dette kommer av sterk etterspørsel etter produktene fra denne industrien, og kan bli påvirket av at det internasjonale gassmarkedet gjennom de senere årene har vært i endring. Disse endringene kan under gitte betingelser få betydning for norsk konkurransekraft m.h.t. å tiltrekke seg nye etableringer fra internasjonal gassbrukende industri.

Historisk har de internasjonale gassmarkedene bestått av flere relativt uavhengige regionale gassmarkeder med egne prismetanismer, ensidig basert på rørledningsbaserte tilførsler. Eksempler er USA, Øst-Europa, Vest-Europa, Nord-Afrika og Midt-Østen. Det har også vært etablert markeder utelukkende basert på forsyning med LNG, først og fremst i Asia - særlig Japan, Taiwan og Sør-Korea. LNG har tradisjonelt vært produsert i områder der det ikke har vært tilgang på rørledningstransport til aktuelle markeder, og der store gassvolumer har vært omtalt som ”innestengt”. Snøhvit-utbyggingen kommer under denne definisjonen.

Generelt er omfanget av ”innestengt” gass rundt om i verden blitt mindre etter hvert som gassmarkedene har utviklet seg, infrastrukturen er bygget ut og forbruket av gass har økt sterkt i land der gassen har hatt svært lav verdi.

Det er interessant at flere land med betydelige gassreserver og produksjon, både i Midt-Østen og Nord-Afrika, i dag vurderer kjernekraft som alternativ for å dekke framtidig behov for elektrisitet. Dette gjelder bl.a. Iran, Qatar og Algerie. På den ene siden er dette et uttrykk for ønske om å diversifisere egen kraftproduksjon. Men det kan også være uttrykk for bekymring

over evnen til å opprettholde et høyt innenlands forbruk i kombinasjon med høy eksport av naturgass.

Hvordan slike land velger avveiningen mellom innenlandsk forbruk og eksport av gass kan potensielt ha stor betydning for tilgangen på ny gass til de best betalende markedene i OECD-området. Indirekte får dette også betydning for verdien av gassproduksjon som skjer innenfor OECD – som for eksempel i Norge og USA.

De senere årene har gassprisene økt parallelt med oljeprisen, samtidig som kostnadene ved å produsere LNG fram til for noen år siden viste en synkende tendens. Selv om LNG-kostnadene de senere årene har økt kraftig og en rekke prosjekter har rapportert om betydelige forsinkelser og kostnadsoverskridelser, øker produksjonen av LNG.

LNG selges nå inn i markeder som også har tilgang på rørgass, for eksempel USA, Europa, Kina og India. Isolert sett kan dette føre til at gassprisene i disse markedene utjevnes i perioder. Det er forventninger om at gassmarkedet kan endre karakter mer i retning av oljemarkedet, - dvs. et prismessig mer globalisert marked. Imidlertid er det vanskelig å vite hvor raskt en slik utvikling vil gå, bl.a. på grunn av knapphet på LNG og høy avhengighet av LNG i Asia.

Flere internasjonale analyser støtter oppfatningen om at gassmarkedet kan gå mot en mer global prissetting. Det vises i denne sammenhengen til to publikasjoner fra IEA: Natural Gas Market Review 2006 (Towards a Global Gas Market) og Natural Gas Market Review 2007 (Security in a globalising market to 2015). Da rapporten for 2007 ble lansert, uttalte Claude Mandil, Executive Director of the International Energy Agency (IEA) bl.a. følgende:

“Natural gas is becoming an increasingly global commodity; developments in previously separate regional gas markets can no longer be considered in isolation”, og “The dramatic growth of liquefied natural gas (LNG) output is linking markets to an extent thought impossible a few years ago.”

Econ Poyry har utarbeidet en rapport for Norges Forskningsråd om hvilke effekter endringene i gassmarkedet kan få for videre utvikling av gassforedlende industri i Norge. I rapportens sammendrag står bl.a. følgende:

”Utviklingen i retning av et globalt gassmarked der gassprisene jevnes ut, vil bidra til at råstoffprisenenes betydning for lokalisering av nye investeringer i petrokjemisk- eller annen gassbasert industri reduseres. Det forventes økt etterspørsel etter petrokjemiske produkter for eksempel i det europeiske markedet og metanol til det amerikanske markedet. Disse forhold bidrar til å skape muligheter for økt verdiskaping gjennom industriell foredling av naturgass i Norge.”

Denne konklusjonen er imidlertid avhengig av hva en tror om en mulig utjevning av de globale gassprisene. I 2007 ble det forbrukt 2 922 milliarder kubikkmeter naturgass i verden under ett. Av dette ble om lag 550 milliarder kubikkmeter eksportert til andre land som rørgass, og 226 milliarder kubikkmeter som LNG. Andelen LNG i forhold til samlet gassforbruk er altså under 10 prosent (BP Statistical Review of World Energy 2008).

For at LNG skal ha en utjevne effekt på globale gasspriser må tilbudet av LNG over tid representere den marginale tilleggskapasiteten i alle de store regionale gassmarkedene. Inntil for få år siden var det en vanlig oppfatning at LNG ville spille en slik rolle ikke bare i Asia,

men også i USA og Vest-Europa. I dag ser imidlertid bildet noe annerledes ut. I USA har gassprisen i det siste falt betydelig på grunn av økt egenproduksjon og økte reserveanslag, og i Europa er om lag 4/5-deler av gassmarkedet fortsatt basert på priser som i ulik grad er indeksert mot alternative energibærere som oljeprodukter, og til en viss grad også kull og elektrisitet.

Gassprisene har den siste tiden likevel vært til dels betydelig høyere i Asia enn i andre deler av verden. Av flere grunner er det derfor usikkerhet om den rollen LNG vil spille i den globale prisdannelsen, selv om betydningen av forsyning gjennom LNG er antatt å øke.

Generelt har vi de siste to årene observert store forskjeller på gassprisene, også i markeder der gass omsettes til en eller annen markedspris. I tillegg til disse markedene (i første rekke Europa, Asia og USA) finnes det betydelige markeder der gassforbruket subsidieres. Om lag halvparten av all gass som produseres i verden omsettes til priser som er langt under både spotprisen på LNG, gassprisene i USA og Storbritannia, eller kontraktsprisene i Vest-Europa. Dette gjelder store forbruksland som Russland, Iran, Kina, Indonesia, Saudi-Arabia, De arabiske emirater, Venezuela og Usbekistan.

I volum er disse markedene langt større enn verdens produksjon av LNG, og dette taler isolert sett for at vi fortsatt vil ha betydelige forskjeller når det gjelder prisdannelsen på gass.

6.5 Gasskonvertering og ferdigvareindustri

Hensikten med industriell foredling av naturgass, er økt verdiskaping, målt mot den verdiskaping det innebærer å eksportere naturgassen inn i energimarkedene. Det betyr at lønnsomheten ved gassalg inn i foredlingsvirksomhet må være minst like god som ved å eksportere naturgassen. Merverdien skal skapes i foredlingsleddet, slik at den samlede verdiskapingen for landet blir høyere for de volumene som går inn i foredlende industri.

Mens energimarkedet kan bruke naturgass både i store og i svært små volumer, vil første trinn i en industriell vareproduksjon fra naturgass i de aller fleste tilfeller måtte skje i store produksjonsanlegg.

Gjennom gasskonvertering omdannes naturgass til industriråstoff, og gasskonvertering kan defineres som en prosess som omdanner gass av ulik type til et flytende eller fast produkt som til vanlig kan transporteres under normalt trykk og normal temperatur.

Gasskonvertering gir ikke sluttprodukter, men industriråstoff, og disse er bulkprodukter i store volumer. Eksempler er plastråstoff, metanol, ammoniakk osv. Denne typen produksjon skjer i hard internasjonal konkurranse i et globalt marked. Utviklingen går mot stadig større anlegg, for å få best mulig lønnsomhet.

En eventuell etablering av ny gasskonverterende industri i Norge ville normalt ha best betingelser på/ved ilandføringssteder for gass, eksisterende og eventuelle nye. Da unngås kostnader med ytterligere gasstransport.

Et mulig unntak fra dette er etablering i områder der integreringsfordeler med den etablerte gassindustrielle klyngen eventuelt er store nok til å kompensere for transportkostnader for gass til området. Grenlandsområdet kan være et slik område i Norge.

En forutsetning for slike nyetableringer er naturligvis at de er konkurransedyktige og i stand til å bære kostnadene ved alle innsatsfaktorer, inkludert gasskostnad og kostnader ved utslipp.

Skulle dette vise seg mulig ville det både være verdiskapende i seg selv, og det vil kunne gi konkurransefordeler til norske bedrifter som satser på lønnsom videre verdiskaping i de neste trinnene i verdikjeden for ferdigvareindustrien.

6.6 Forhold som har betydning for investeringer i gasskonverterende industri

Det er ønskelig å legge til rette for maksimal nasjonal verdiskaping basert på norske naturressurser. Dette inkluderer mulighetene for å etablere lønnsom og langsiktig industrivirksomhet som nytter norsk naturgass som råstoff. Den unike fordelene slike virksomheter vil ha i Norge er naturligvis knyttet til fysisk nærhet til selve råstoffet.

En industriell aktør vil alltid vurdere en rekke forhold som anses relevante for en investering som planlegges. Under den forutsetning at gasspris ikke lenger vil være så sterkt styrende for investeringene som tidligere, i alle fall innenfor OECD-området, vil andre elementer få større vekt. På flere av de punktene som omtales nedenfor burde Norge ha konkurransefortrinn sammenlignet med andre OECD-land.

Tilgang på gass

Norge har fem ilandføringssteder, der naturgass er tilgjengelig i store volumer. Svært mye av denne gassen er allerede forpliktet gjennom eksisterende salgskontrakter, men det er grunn til å anta at norsk gassproduksjon vil øke i årene som kommer, basert på funn som er gjort og forventede nye funn. Særlig ved de etablerte ilandføringsstedene burde derfor forholdene ligge til rette for investeringer i videre industriell bearbeiding av norsk gass.

Nærhet til produktmarkeder

Det er vanligvis dyrere å transportere gass enn å transportere produkter fra en tilsvarende mengde gass. Hvis andre faktorer (for eksempel tilgang på billig gass) ikke styrer lokalisering, vil en industriell aktør ønske å legge sin produksjon i eller nært det markedet som skal betjenes.

For produkter som skal avsettes i de store europeiske og nordamerikanske markedene vil produksjonskapasitet i Norge være strategisk godt plassert, målt mot plassering i for eksempel Midt-Østen.

Industriell infrastruktur

Bulk-produksjon av råvareprodukter tenderer til å søke fordeler ved lokalisering i industrielle ”klynger” når det er mulig, bl.a. pga fordeler ved å dele på infrastrukturkostnader. Det kan også være rene prosessmessige fordeler ved å knytte sammen ulike typer produksjon, med fordeler for alle parter.

I tillegg kommer de åpenbare skalafordelene ved å bygge store enheter. Denne typen produksjon er derfor lite egnet til å spre på små og enkeltstående enheter som må bære alle infrastrukturkostnader alene.

Videre utbygging av slik produksjon i Norge bør derfor konsentreres på de stedene der det er eller kan oppstå klyngefordeler i kombinasjon med tilgang på gass, samtidig som basis infrastruktur er etablert (kraftforsyning, veier, havneanlegg osv.). På flere steder i Norge kan det ligge til rette for at nye gasskonverteringsanlegg kan utvikle konkurransekraft i et internasjonalt marked.

Teknologi/teknologimiljøer/kompetanse

Petrokjemisk industri er i høy grad en avansert og teknologidrevet industri. Med NTNU/Sintef i Trondheim som det største, har Norge, også målt internasjonalt, mange og til dels høyt spesialiserte forsknings- og teknologimiljøer ved universiteter/institutter og også i industrien.

En økt satsning på forskning på området vil ytterligere kunne gjøre Norge attraktivt for internasjonale industriaktører. En start i denne retningen er det nye forskningsprogrammet Gassmaks under Norges Forskningsråd. Når det gjelder å skape økt norsk konkurransekraft basert på forskning og teknologiutvikling, ligger det ingen begrensninger for Norge av EØS-karakter eller på andre måter. Forsknings-satsning er et rent nasjonalt anliggende.

Arbeidskraft

Sanering av industri som ikke lenger er konkurransekraftig er en nødvendig prosess, og den bør fortsette kontinuerlig. Men da er det viktig at også mulighetene for utvikling av ny industri blir tatt vare på.

Ny industri og nye industriarbeidsplasser er et viktig grunnlag for å skape mangfold i næringslivet og dermed bidra til å skape og opprettholde levedyktige lokalsamfunn. I mange områder har tradisjonell industri blitt kraftig nedbygget, og den ledige arbeidskraften er ikke alltid automatisk og umiddelbart kvalifisert eller tilgjengelig for helt andre bransjer som trenger flere hender, kanskje i andre deler av landet. Ikke minst gjelder dette i store deler av distrikts-Norge, og spesielt på de ensidige industristedene. Nettopp steder med industritradisjoner kan ha spesielle fordeler når det gjelder å ta i mot nye industribedrifter.

Det understrekes at den typen industri det her er snakk om, på alle nivåer er industri som passer godt i dagens Norge. Den er gjennom hele verdikjeden teknologidrevet, kapitalintensiv og høyt automatisert. Det kreves høykvalifisert arbeidskraft, og alle ledd i verdikjeden har høy verdiskaping pr arbeidsplass.

Kostnadsnivået ved industriell produksjon

Norge har på de fleste områder et høyt kostnadsnivå, noe som isolert sett ikke er en fordel med tanke på å trekke nye industrietableringer til vårt land. Samtidig har relative forskjeller mht byggekostnader målt mot andre områder, for eksempel Midt-Østen, de senere årene utviklet seg i vår favør. Og når det gjelder høykvalifisert arbeidskraft, eksempelvis ingeniører og forskere, er ikke vårt land regnet som et spesielt høykostland. I motsatt retning trekker kostnadene ved utslipp av klimagasser, der landene i EØS-området fortsatt er alene om å pålegge industrien og kraftsektoren utslippskostnader, og der det er usikkert om de internasjonale klimaforhandlingene vil endre vesentlig på dette bildet fra 2012.

Politisk stabilitet

Få gassproduserende land i verden, om noen, kan tilby industrielle investorer mer forutsigbare og stabile rammevilkår enn Norge.

Punktene foran vil alle være relevante i en beslutningsprosess når en internasjonal industriaktør skal vurdere en eventuell lokalisering av ny produksjonskapasitet i Norge

6.7 Industrielle gassavtak på land i en nordområdestrategi

Selv om gassprisene over tid tenderer til å jevnes ut i og mellom de store gassbrukende markedene, vil prisen på naturgass på produksjonssteder og ilandføringssteder fortsatt ha en logisk variasjon. Dette kommer av at transportkostnadene for å få gassen til de store brukermarkedene vil variere. Jo større avstand til energimarkedene, desto større transportkostnad for å bringe gassen dit. Dette gjelder i alle produksjonsområder, enten det er i Russland, i Midt-Østen, i Norge eller i andre områder.

Dersom eventuelle større gassavtak på land kan avklares parallelt med nye feltutviklinger, og dersom slike gassavtak reduserer behovet for ny infrastruktur, vil det oppstå en kommersiell arena som kan gi utgangspunkt for vinn-vinn-situasjoner for både gassprodusenter og gassbrukere.

For gassprodusentene vil et lokalt marked på et ilandføringssted i gitte situasjoner kunne bidra til å utløse nye gassvolumer – slik tilfellet var for Heidrun. Gasspriser på et ilandføringssted vil i en slik situasjon naturlig også måtte reflektere reduserte infrastrukturinvesteringer, gitt at det ikke finnes alternative transportmuligheter.

Ilandføring for industriell bruk forutsetter imidlertid at det aktuelle funnet befinner seg i avstand fra eksisterende infrastruktur og fra andre felt som kan inngå i en større transportløsning fra det aktuelle området. I praksis betyr dette gassfunn i den nordlige delen av Norskehavet.

For en gassbruker som skal ha store volumer, vil selv mindre forskjeller i gasspris kunne få avgjørende betydning i en lokaliseringsbeslutning for etablering av ny gassforedlende industri. Det er i de aller fleste tilfeller billigere å transportere produkter laget av naturgass enn å transportere gassen. For europeiske industriaktører som bruker naturgass vil derfor etablering på et norsk ilandføringssted kunne bli interessant, gitt at det er sikkerhet for leveranse av tilstrekkelige volumer over lang tid.

De tre provinsene på norsk sokkel er i en ulik situasjon mht denne problemstillingen:

- I Nordsjøen er eksportinfrastrukturen i all hovedsak utbygget. I løpet av relativt få år kan det bli det ledige kapasitet i dette systemet, som da kan ta inn betydelige mengder ”ny gass” gitt at kapasiteten for gassbehandling på for eksempel Kårstø er tilstrekkelig. Unntatt fra dette er selvsagt den situasjon som oppstår dersom det gjøres et meget stort funn.
- I Norskehavet er infrastrukturen bare delvis utbygget, gjennom Åsgard Transport, Langeled og Haltenpipe. Fra tredje kvartal 2011, når Skarv kommer i produksjon, vil kapasiteten i Åsgard Transport være mer eller mindre fullt utnyttet i 8-10 år. I Langeled er det en viss ledig kapasitet, og det er mulig å bygge videre på kapasiteten på Nyhamna. Det er gjort en rekke mindre og middels store funn i området, som så langt ikke har tilgang på eksportkapasitet. Det arbeides derfor for tiden fra oljeselskapenes side (og fra OD og Gassco) med muligheter for ny eksportinfrastruktur.

En problemstilling er at ny infrastruktur helt fram til eksportmarkedet er meget krevende kommersielt, og må innebære en meget stor løsning for å bli lønnsom. Dermed vil det i tilfelle på sikt også kunne bli etablert en betydelig overkapasitet, etter

hvert som Åsgard Transport får ledig kapasitet. Store industrielle gassavtak lokalt på et ilandføringssted kan innebære nye muligheter. Det grunnleggende problemet både når det gjelder eksport og eventuell innenlandsk bruk av gassen fra Norskehavet er imidlertid at produksjonsprofilen for de aktuelle feltene per i dag ikke gir grunnlag for nye langsiktige investeringer som strekker over flere tiår.

- I Barentshavet vil denne problemstillingen kunne bli ytterligere aktuell. Eksport gjennom rørledninger anses lite aktuelt innenfor en oversiktlig tidshorisont. I dagens kommersielle virkelighet vil et gassfelt i nord ikke kunne bære kostnadene ved rørinfrastruktur for eksport. På lengre sikt er det antatt at ledig kapasitet i nedbetalte rørsystemer lenger sør på sokkelen kan bidra til å aktualisere røledninger også fra nord. I den nære framtiden må det imidlertid antas at eksport av naturgass fra nordområdene vil måtte baseres på LNG-løsninger, og vurderes i lys av den infrastrukturen som er skapt gjennom Snøhvit.

Dette gjør at alternativet med industrielle avtak, eventuelt i kombinasjon med LNG-løsninger, kan komme til å framstå som kommersielt interessante muligheter. Ikke bare fordi det kan utløse utbygging av gassvolumer, men den industrielle virksomheten på land kan bli like viktig som selve gassproduksjonen.

Det kan nevnes at prosessindustri i nord også vil ha fordeler ved den lavere middeltemperaturen i området, pga god tilgang på effektivt lavtemperert kjølevann. Det gjøres for tiden også et betydelig forskningsarbeid rundt mulighetene for å utnytte norske, svenske, finske og russiske mineralressurser i kombinasjon med norsk og russisk naturgass. Dersom det lykkes å finne kommersielle løsninger her, vil det kunne åpne for en betydelig ny industriell virksomhet i nord.

7 Avslutning

Olje- og gassindustrien i Norge har stor betydning for norsk økonomi, og skaper betydelige ringvirkninger inn mot tilgrensende næringer, leverandører og en rekke lokalsamfunn i hele landet. Norsk gasseksport har skapt grunnlag for etablering av flere tunge industrimiljøer langs kysten.

Etter hver som næringen har flyttet seg nordover på norsk sokkel er det skapt grunnlag for ny tilknyttet næringsvirksomhet. Lengst i nord er utbyggingen av Snøhvit et eksempel på dette, og i den sørlige delen av Norskehavet er det allerede etablert betydelig aktivitet.

Nye funn i Norskehavet kan skape grunnlag for ytterligere næringsvirksomhet. Avhengig funnstørrelse, lokalisering, valg av utbyggingsløsninger og tilgjengelig kapasitet for eksport av olje og gass er det mulig å tenke seg en rekke ulike alternativer for investeringer, sysselsettingsvirkninger og etablering av landbasert virksomhet.

Det er en særlig utfordring å finne evakueringsløsninger for naturgass som allerede er påvist i Norskehavet. På den ene siden er det begrenset kapasitet i dagens infrastruktur i noen år framover, og på den andre siden er påviste reserver for små til å kunne støtte etablering av helt nye transportløsninger. Ved eventuelt nye gassfunn i den nordlige delen av Norskehavet vil LNG kunne være et robust alternativ, eventuelt i kombinasjon med etablering av lokal industri som bruker gass i noe omfang. Mulighetene for slik industrietablering vil være avhengig av bl.a. utviklingen i gassmarkedene når det gjelder gasspris og kostnadene ved utslipp som følge av en strammere klimapolitikk.

8 Bibliografi

- Arbo, Petter, Sveinung Eikeland, Arild Hervik (2007): Regionale ringvirkninger av olje- og gassnæringen. En oppsummering av foreliggende kartlegginger. Norut NIBR Finnmarkrapport 2007:4.
- Globalisering – nye muligheter for gassbasert industri i Norge. Utarbeidet for Norges forskningsråd. Econ-rapport nr. 2008-001, Prosjekt nr. 54960
- Markedsrapport for produkter basert på kjemisk konvertering av naturgass. Jacobs Consultancy. Utarbeidet for Norges forskningsråd
- Miljøkonsekvenser av økt industriell naturgassforedling i Norge. Utarbeidet for Norges forskningsråd. SINTEF Energiforskning, april 2008
- Norut: Lokale og regionale ringvirkninger av Snøhvitutbyggingen. Følgeforskning av utviklingen av Snøhvitfeltet – status august 2008
- Olje- og energidepartementet: Faktaheftet om norsk petroleumsvirksomhet, 2008
- Olje- og energidepartementet: Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet. Sektor petroleum og energi (rapport fra AGENDA Utredning & Utvikling AS)
- Oljedirektoratet: Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel, 2007
- Opplysninger fra Gassco AS (www.gassco.no)
- Opplysninger fra StatoilHydro ASA (www.statoilhydro.com)
- Opplysninger fra Shell/Kristiansund
- SINTEF Energi: Sammenligning av ulike eksportløsninger for naturgass fra felt utenfor Nordland, 2007
- Statistisk sentralbyrå (www.ssb.no)

Utgitt 3.mars 2009 av KonKraft.

Prosjektsponsor har vært Roar Flåthen (Landsorganisasjonen).

Prosjektleder har vært Dag Odenes (LO).

Sistnevnte har ledet et prosjektteam som for øvrig har bestått av

Tom Sudmann Therkildsen StatoilHydro og Hogne Hognset Fagforbundet IndustriEnergi.

Det har underveis i arbeidet vært rapportert jevnlig til en referansegruppe med følgende medlemmer:

Odd Sverre Haraldsen	OED
Jorunn Salthella	OED
Erik Johnsen,	OED
Arild Glæserud	ENI
Olav Fjellså	BP
Jan Skogseth	Aibel
Bjørn Harald Martinsen	OLF
Knut Weum	Konkraft
Ann Kristin Sjøtveit	Konkraft
Jeanette Iren Moen	Fellesforbundet
Frode Alfheim	IndustriEnergi
Øivind Silåmo	LO

KonKraft er en samarbeidsarena for:

