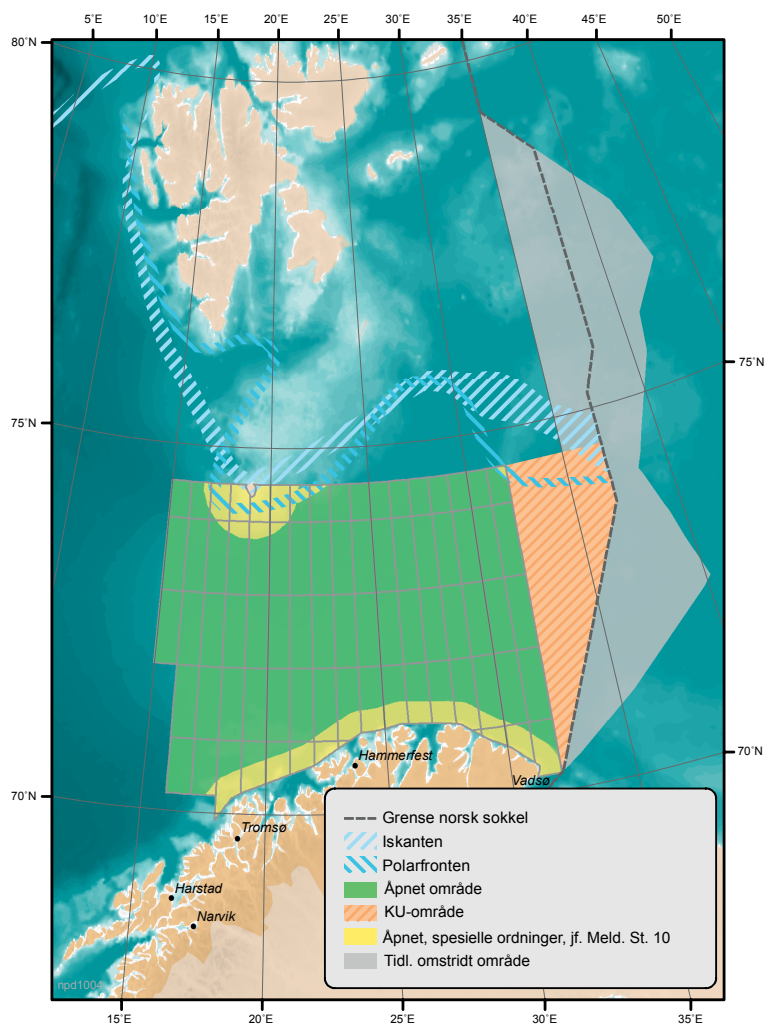
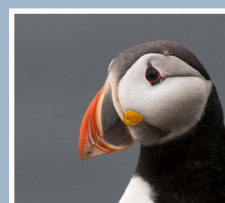
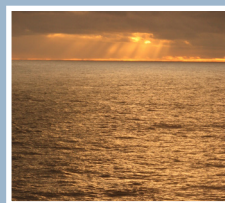


Industriell bruk av gass fra Barentshavet sørøst

Konsekvensutredning for Barentshavet sørøst
Utarbeidet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet



Innledning ved Olje- og energidepartementet **Åpningsprosessen for Barentshavet sørøst**

Før et område kan åpnes for petroleumsvirksomhet må det gjennomføres en åpningsprosess. En åpningsprosess har som formål å utrede det faglige grunnlaget for Stortingets beslutning om åpning av et område.

En åpningsprosess består av to hovedelementer. Den ene delen er en vurdering av ressurspotensialet i området. Den andre delen er en vurdering av de næringsmessige, miljømessige og andre samfunnsmessige virkninger av petroleumsvirksomhet i området (konsekvensutredning).

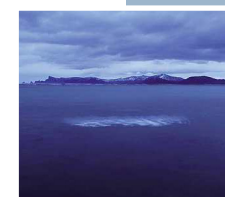
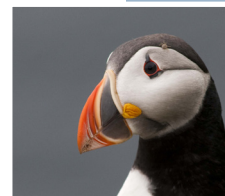
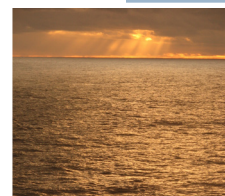
Konsekvensutredningen skal belyse spørsmål som fare for forurensning og økonomiske og samfunnsmessige virkninger petroleumsvirksomhet kan ha. En konsekvensutredning er en sentral del av en åpningsprosess og gjennomføres i regi av Olje- og energidepartementet.

Første del av konsekvensutredningsprosessen innebærer utarbeidelse av et utredningsprogram. Utredningsprogrammet angir temaene for konsekvensutredningen. For å belyse de ulike temaene utarbeides det ulike fagutredninger. Olje- og energidepartementet oppsummerer de ulike utredningene i en konsekvensutredningsrapport som sendes på offentlig høring.

Utredningene, høringsuttalelsene, vurderingen av ressurspotensialet og annen relevant informasjon som har framkommet i prosessen danner grunnlag for en melding til Stortinget. Stortinget tar stilling til åpning eller ikke åpning av hele eller deler av det aktuelle område, inklusive eventuelle vilkår.

Denne rapporten er en av flere faglige utredningsrapporter som inngår i en serie underlagsrapporter til Konsekvensutredning om virkninger av petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst. Utrederen står inne for det faglige innholdet i rapporten.

Utredningen er laget på oppdrag for Olje- og energidepartementet. Arbeidet vil inngå i en konsekvensutredningsrapport som er planlagt sendt på offentlig høring 4. kvartal 2012. Det er lagt opp til at regjeringens vurdering av spørsmålet om åpning av områder for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst legges frem for Stortinget våren 2013.





Muligheter og forutsetninger for industriell bruk av gass

Utredninger i forbindelse med konsekvensutredningene for Barentshavet sørøst

Innhold

1	Bakgrunn	3
2	Innledning	3
3	Om petrokjemi	3
4	Alternative anvendelsesområder for industriell bruk av gass i Norge	5
5	Tilgjengelige gassvolumer i Norge	6
5.1	Industriell bruk av våtgass	6
5.2	Industriell bruk av tørrgass	7
6	Petrokjemimarkeder – oppsummering viktigste trekk internasjonalt	7
7	Naturgassmarkeder	8
7.1	LNG og gass til industri	8
7.2	Gassforbruk per produkt	8
8	Industriell interesse fra annen industri	9
9	Beskrivelse av scenariene for Barentshavet sørøst	9
10	Mulige anvendelsesområder i regionen	10
11	Mulige anvendelsesområder for høyt scenario	10
11.1	<i>Direktereduksjon av jernmalm</i>	10
11.2	<i>Produksjon av metanol</i>	11
11.3	<i>Produksjon av ammoniakk</i>	11
11.4	<i>Metallsmelteverksindustri</i>	11
11.5	<i>Oppsummert industrielle alternativ for det høye scenariet for Barentshavet sørøst</i>	12
12	Mulige anvendelsesområder for det lave scenariet	12
12.1	<i>Direktereduksjon av jernmalm</i>	12
12.2	<i>Produksjon av metanol</i>	12
12.3	<i>Produksjon av ammoniakk</i>	12
12.4	<i>Metallsmelteverksindustri</i>	12
12.5	<i>Oppsummert industrielle alternativ for det lave scenariet for Barentshavet sørøst</i>	13
13	Oppsummeringer / konklusjon	13

1 Bakgrunn

I Meld. St. 10 (2010-2011) Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten har Olje- og energidepartementet fått mandat til å gjennomføre kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet i uåpnede deler av Nordland IV, V, VI, VII og Troms II (det nordøstlige Norskehavet - NØNH). En sammenstillingsrapport fra kunnskapsinnhenting planlegges fremlagt høsten 2012.

Regjeringen besluttet i Meld. St. 10 (2010-2011) å starte en åpningsprosess for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst (BHSØ), med sikte på tildeling av utvinningstillatelser. I tråd med Lov om petroleumsvirksomhet § 3-1, skal Olje- og energidepartementet utarbeide et beslutningsgrunnlag - en konsekvensutredning - for spørsmålet om åpning for petroleumsvirksomhet. Spørsmålet om åpning av Barentshavet sørøst for petroleumsvirksomhet planlegges lagt frem for Stortinget våren 2013.

Olje- og energidepartementet ønsker i den forbindelse Gasscos vurderinger av muligheter for industriell bruk av naturgass for to ressursutfall (høyt og lavt) for petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet, og tilsvarende høyt og lavt scenario for Barentshavet sørøst (basert på produksjonsprofiler utarbeidet av Oljedirektoratet).

2 Innledning

Hovedformålet med norsk olje- og gassvirksomhet er å maksimere verdiskapingen fra olje- og gassressursene på norsk kontinentalsokkel. Aktivitetsnivået innen leting og produksjon vil være betydelig påvirket av muligheten for å transportere både olje og gass på en kostnadseffektiv måte til markedet, og robuste transportløsninger vil derfor bidra til letevirsomhet etter gass og kan derigjennom påvirke om fremtidige ressurser blir utvunnet.

Verdiskaping gjennom industriell bruk av gass i Norge skal være basert på sunn forretningsmessig virksomhet i alle ledd, fra produksjon til leveranse i markedet. En levedyktig industri skal ikke baseres på subsidier. Det innebærer store kostnader å bygge ut feltene på norsk sokkel, og om ikke bidraget fra salg av produsert petroleum er tilstrekkelig for at utbyggingen er lønnsom for oppstrømsaktørene vil ikke ressursene bli realisert. I de nye områdene nord for eksisterende infrastruktur er kostnadene for å bringe gassen til markedet i Europa antatt å være høyere enn for felter nær eksisterende infrastruktur slik at det kan antas at noe prisfordel er oppnåelig dersom industriell bruk kan håndtere hele volumet i gitte utbyggingsløsninger. Denne fordelingen blir vanskelig å realisere dersom det i tillegg til industri må etableres gasstransportløsninger til markedet, være seg ved rørtransport eller skipsløsninger.

Gassco har på oppdrag fra Olje- og energidepartementet etablert en arena der oppstrøms- og nedstrømsindustri kan konsultere kompetanse innen gasstransport, gasskvalitet og tilgjengelighet på gass i Norge, kalt Industriarena. Denne industriarenaen diskuterer muligheter og utfordringer for industriell bruk av gass i Norge, eksempelvis utviklingstrekk i de globale petrokjemimarkeder, planer for utnyttelse av eksisterende og ny infrastruktur for norsk gass og bransjens felles CO₂-utfordringer.

Gassco utarbeider i denne sammenheng, og sammen med industrien, analyser for å kartlegge muligheter for å videreutvikle gassbasert industri i Norge. I tillegg utøver Gassco i henhold til regelverket om petroleumsutvinning et særskilt arkitektmandat for å ivareta effektiv videreutvikling av gassinfrastrukturen på norsk sokkel. Gassco utarbeider transportplaner og gjennomfører analyser for å sikre best mulig utnyttelse av eksisterende og ny infrastruktur. Dette medfører i mange tilfelle også å vurdere industriell anvendelse av naturgass til sammenligning med gasseksport. Gassco har således bygget opp en oversikt over relevante muligheter for industriell anvendelse av naturgass i Norge. Denne kunnskapen danner grunnlaget for å analysere realistiske muligheter i denne sammenheng.

3 Om petrokjemi

Petrokjemi er organiske (karbonbaserte) produkter som er avledet fra olje, gass eller kull. De petrokjemiske prosessene går gjennom mange ledd før de blir til et sluttprodukt.

Generelt sett blir hydrokarbonet spaltet i mindre molekyler ved såkalt krakking ved høy temperatur og siden satt sammen til andre molekyler ved såkalt reformering. Disse videreføres eller blandes inn i andre produkter, som tekstiler, malingsprodukter etc.

For våtgassbasert industri er etylen og propylen de viktigste basiskomponentene. Etylen står for over 30 % av verdens produksjon av de primære petrokjemiske komponentene. Etylenproduksjonen i Europa og Asia er i hovedsak basert på nafta som råvare, mens etylenproduksjonen i Nord-Amerika og Midtøsten (og Norge) er basert på etan. Etylen fra etan produseres i all hovedsak der hvor etanet skilles ut fra gassen (fraksjoneres), mens nafta kan transporteres over lange avstander før den blir videreført til polypropylen eller andre produkter.

For tørrgassbasert industrivirksomhet er hovedproduktene ammoniakk og metanol. Etterspørselen etter ammoniakk er drevet av etterspørselen etter kunstgjødsel som igjen er drevet av befolkningsvekst og økonomisk vekst. Metanol konsumeres i hovedsak (ca. 80%) innen kjemisk industri, hvorav hovedtyngden raffineres til formaldehyd som benyttes innen treforedlingsindustrien og i noen grad som tilsetning i drivstoff. Etterspørselen etter begge disse produktene er således avhengig av konjunkturen innen bygnings- og konstruksjonsmarkedet, så vel som generell konjunkturutvikling.

Petrokjemianleggene i Grenland er de eneste i Norge som er basert på våtgass. Her omdannes etan fra Kårstø og Teesside til plastråvarer. Det starter med Noretyls etylenfabrikk på Rafnes som splitter etanet i krakkeren. Hos Noretyl omdannes gassen til hovedproduktene etylen og propylen. Etylen overføres til VCM-anlegget til INEOS Norge hvor den reagerer med klor til VCM (vinylkloridmonomer). VCM blir til plastråstoffet PVC (polyvinylklorid). PVC-fabrikken på Herøya i Porsgrunn får tilførsel av

VCM via rørledning under Frierfjorden. Etylen fra Noretyl går også i rørledning til INEOS Bamples plastråvarefabrikk på Rønningen. Etylen blir foredlet til polyetylen (PEL).

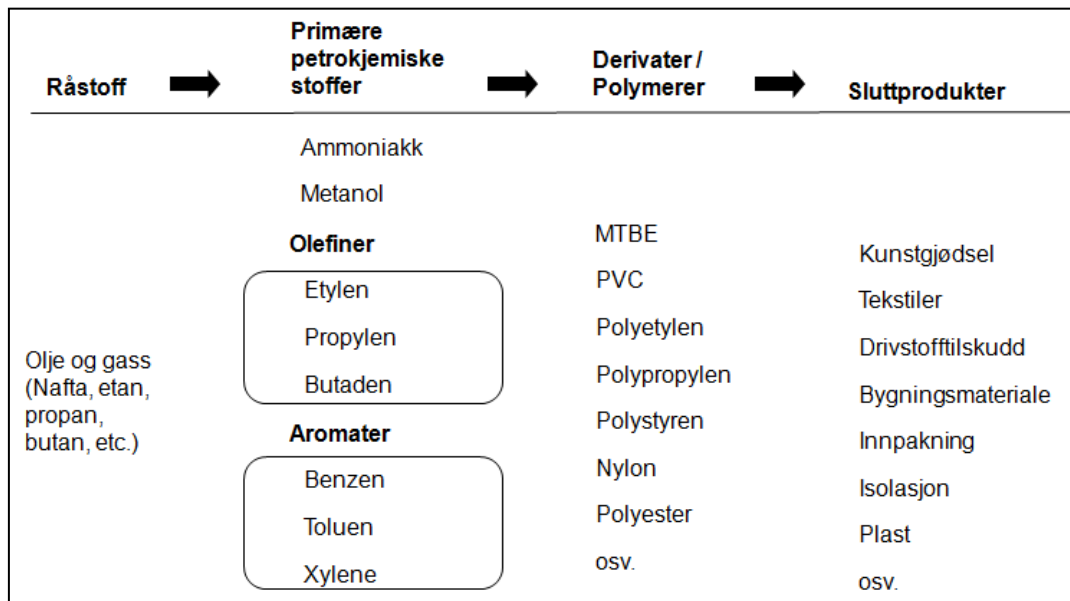
Plastråvarene fra anleggene i Grenland benyttes i plastbearbeidende industri og inngår i svært mange plastprodukter som preger vår hverdag. Råvarene benyttes til fremstilling av bl.a. matemballasje, medisinske artikler, plastposer, bygningsmaterialer, kabelisolasjon, gulvbelegg og rør.

Yaras anlegg i Porsgrunn får også etan som føde til sin ammoniakkproduksjon. Yara oppgir produksjonskapasiteten i Porsgrunn til 2 millioner tonn NPK og Fullgjødsel, 800 000 tonn Kalksalpeter og 500 000 tonn ammoniakk pr år. Yara kan benytte etanet til ammoniakkproduksjon eller importere ammoniakk etter hva som er mest hensiktsmessig til enhver tid.

Tørrgassbasert petrokjemi er etablert på industrianlegget Tjeldbergodden på Nordmøre. Anlegget som ble offisielt åpnet i juni 1997, består av fire fabrikker; metanolfabrikk, gassmottaksanlegg, luftgassfabrikk og LNG-fabrikk.

Metanolfabrikken er den største i Vest-Europa. Da den ble åpnet, var det første gang tørrgass ble anvendt til industriell produksjon i stor målestokk i Norge. Metanolfabrikkenes produksjonskapasitet er på omlag 900 000 tonn metanol årlig, og er basert på gass fra Heidrun-feltet på Haltenbanken.

En forenklet verdikjede for petrokjemisk virksomhet er beskrevet i figuren under:



Illustrasjon: Verdikjede for petrokjemiske produkter

Norsk naturgass inngår i de petrokjemiske prosessene som finner sted både basert på våtgass og tørrgass. Det er i hovedsak de letteste petrokjemiske primærkomponentene som produseres fra gass, altså ammoniakk, metanol, etylen, propylen og butadien.

Når gass blir produsert fra reservoarene består den av flere forskjellige hydrokarbonmolekyler, som klassifiseres etter hvor mange karbonatomer hvert molekyl har. Dess færre karbonatomer, dess lettere sies det ofte at gassen er. Hovedskillet går mellom rikgass, våtgass og tørrgass.

Naturgassen Norge eksporterer i rørledninger til Europa er i hovedsak tørrgass. Tørrgass består hovedsakelig av metan, men inneholder både noe etan, propan, butan og mindre mengder tyngre komponenter. Metan, som er den letteste del av naturgassen, benyttes i hovedsak som energi til oppvarming eller i kraftverk, men er også råstoff for produksjon av metanol og ammoniakk.

Det etanet som ikke selges med tørrgassen, brukes i all hovedsak som råstoff i den petrokjemiske industrien og da i hovedsak til produksjon av etylen. I figuren over vises til produktgruppen olefiner som er det første trinnet i petrokjemi prosessen basert på våtgass, hvor etan/propan eller butan blir foredlet til olefiner ved krakking. Olefiner inngår som grunnsteiner i den videre foredlingsprosessen til plastmaterialer og tilsetningsprodukter til annen petrokjemi, som malingsprodukter og lignende. Propan og butan benyttes både som råstoff til den petrokjemiske industri og som energikilde i husholdninger (til matlaging).

BASF, Sinopec, DuPont, INEOS og Dow Chemicals regnes blant de største internasjonale petrokjemiaktørene¹. Petrokjemisk virksomhet startet i USA i 1920-årene og ble senere bygget opp i store deler av Europa. De siste 20 årene har oppbyggingen av industrien vært fokusert på Asia som det størst voksende markedet og Midt-Østen pga. begrenset avsetningsmuligheter for naturgass.

Økt utvinning av skifergass i USA den senere tid fører også til økt aktivitet på petrokjemianlegg i nærområdene. Skifergassen er i flere tilfeller for «rik» til at den kan brukes i tørrgassmarkedet. Nybygging av krakkere i forbindelse med produksjonsstedene for skifergass er derfor aktualisert de siste årene. Samtidig gjenåpnes tørrgassbaserte anlegg for produksjon av metanol på grunn av lave råvarepriser som følge av utstrakt skifergassproduksjon. Det forventes ikke særlig (om noen) nybygging i Europa, men en svært stor andel av den globale petrokjemiske virksomheten vil fortsatt være i Europa i lang tid fremover. Det er investert store beløp i den kapasiteten som er bygget opp i Europa, og forvaltningen av disse anleggene generer store verdier for selskapene. Den stadig økende konkurransen fra andre deler av verden, gjør at den norske og europeiske virksomheten må sikre en effektiv drift og kontinuerlig vurdere ulike oppgraderinger og forbedringer for å møte den globale konkurransen.

¹ ICIS rangerer de største som BASF, Sinopec, ExxonMobil, Dow Chemical, LyondellBasell Industries, SABIC, Shell, Mitsubishi Chemical, DuPont og INEOS som de ti største basert på verdi av selskapenes omsetning i 2011

4 Alternative anvendelsesområder for industriell bruk av gass i Norge

Gassprosessering og gassbasert industri forekommer i dag på ulike lokasjoner. Den viktigste forutsetningen for å etablere industriell bruk av gass er, naturligvis, tilgang på gass. En vurdering av dette bør starte med en oversikt over fysiske muligheter for langsiktig leveranse av gass i rett volum og til rett kvalitet. Deretter kan mulig langsiktig pris og kommersielle vilkår for øvrig analyseres i lys av alternativ anvendelse for gassen og utviklingen i relevante markeder.

Ved vurderinger av mulig økt bruk av gass til industrielle formål i Norge, kan det derfor være hensiktsmessig å vurdere fire ulike utgangspunkt:

Naturgass til varme og som drivstoff

Norsk naturgass blir i hovedsak eksportert gjennom store gassrør til markedene på kontinentet samt noe LNG eksport fra Melkøya. Ser man bort fra bruk på sokkelen til drift av anlegg og til reinjeksjon i reservoarene er rundt 98,5% av naturgassen eksportert. Energimengden i den naturgassen som eksporteres i 2012 er forventet til å overstige 1200 TWh. De største tørrgassforbrukerne i Norge er metanolfabrikken på Tjeldbergodden og gasskraftverket på Kårstø når det er i drift. Det resterende drivstoff og varmemarkedet utgjør rundt 1 million Sm³ per dag, som utgjør mindre enn én prosent av eksportvolumet. Det er likevel bygget opp en betydelig virksomhet basert på dette markedet til småskala LNG-distribusjon, til varme i industrien og til drivstoff til skip og landkjøretøy, i tillegg til rørgass til lokal distribusjon til husholdninger, drivhus og til offentlige bygg.

Denne virksomheten er i vekst og vil vokse basert på utvikling av innenlands forbruk til varme og ikke minst til drivstoff til skipsnæringen. Denne type virksomhet vil bli videreutviklet i tråd med markedet i fastlands Norge og er ikke avhengig av ny ilandføring for å få adgang til mer gass. Det er således en virksomhet som vil finne sin naturlige plassering i forhold til markedets utvikling mer enn adgang på gass (som det er mye av i denne relasjonen). Vi anser det derfor ikke som en tilleggsvirksomhet som utløses av etablering av gassbasertindustri, og denne type industri vil heller ikke kunne påvirke utbyggingsløsninger eller industriell etablering i nevneverdig grad innenfor overskuelig framtid.

Industriutvikling der gass prosesseres på land i dag

Tilgjengeligheten av tørrgassvolum og våtgasskomponenter som etan i tiden fremover er størst ved de eksisterende lokasjoner for gassprosessering. Verdien av denne gassen på disse lokasjonene vil være basert på priser som norske gassprodusenter kan oppnå i det europeiske markedet.

Muligheter for annen ny type gassbasert industri, som er relatert til eksisterende industri som eksempelvis mineral- og metallindustrien, kan også lokaliseres der hvor gassen allerede ilandføres eller etableres i forbindelse med nye ilandføringslokasjoner.

Videreutvikling av den gassbaserte industrien som allerede finnes i dag

Generelt gir videreutvikling og oppgradering av eksisterende anlegg bedre økonomi enn nyetableringer, da det kan dras nytte av eksisterende infrastruktur og kompetanse.

Av eksisterende gassbasert industri i Norge i dag er en videre utvikling av den tørrgassbaserte metanol-produksjonen på Tjeldbergodden ikke begrenset av tilgang til naturgass. Videre utvikling av den petrokjemiske industrien i Grenland er avhengig av økt tilgjengelighet av etan. Mer etan kan gjøres tilgjengelig enten ved at kapasiteten ved Kårstø-anlegget økes eller ved etablering av ny etaneparasjonskapasitet på andre ilandføringssteder.

Nyetableringer hvor eksportløsninger ikke eksisterer i dag

En fjerde mulighet for etablering av ny gassbasert industri i Norge er på steder hvor det i dag ikke eksisterer eksportløsninger. Steder uten eksisterende gassprosesseringskapasitet og infrastruktur kan virke attraktiv ettersom eventuell mangel på eksportalternativ kan gjøre gassprisen mer konkurransedyktig i forhold til andre mer modne områder med utbygde eksportalternativer.

Erfaringer så langt viser imidlertid at ny utbygging og ilandføring av gass innbefatter så store gassvolum at en eksportløsning uansett vil være nødvendig.

For å muliggjøre ilandføring av mindre volum til områder langs traseen for en gassrørledning kan man klargjøre ledningen for fremtidige tilknyttinger, enten ved forhåndsinstallerte tilknytningspunkt eller klargjøring for senere tilknytting ved hjelp av såkalt «hot-tap» på hovedrørledningen.

Dersom det er stor sannsynlighet for at det blir installert tilknyttinger og man er rimelig sikker på optimal plassering av slik tilknytting, kan man forhånds installere T-stykker på rørledningen. Disse kan være av samme størrelse som hovedrøret eller av mindre dimensjon. Som regel vil en være tilbakeholden med å installere slike uten at fremtidige bruk er avklart, da det i tillegg til de direkte kostnadene ved å installere T-er og Y-er er fremtidige kostnader med inspeksjon og vedlikehold.

Det er utviklet metoder og verktøy for å koble seg til rørledninger under høyt trykk i drift uten å måtte trykkavlaste hovedrøret, gjennom såkalt «hot-tap», eller an boring under trykk. Det vil som regel være tilstrekkelig å identifisere områder hvor slik an boring er best egnet ut fra rørets materialegenskaper (slik som veggtykkelse og geometri) og bunnforholdene for å angi mulige «hot-tap» lokasjoner.

Begge disse metodene vil muliggjøre ilandføring av relevante mengder gass til industriell bruk langs rørledningstraseen.

Hovedrørledninger i dag legges som regel med størst mulig diameter av storskalahensyn og er ofte over en meter i diameter og kan transportere gass med trykk over 200 bar. Som eksempel kan det nevnes at Åsgard Transport rørledningen har en diameter på 42 tommer (> 1m) og en kapasitet på omlag 70 millioner Sm³ per dag, mens Rogassledningen som forsyner Skangass sitt LNG anlegg i Risavika og lokalt forbruk i sør-Rogaland har en diameter på 10 tommer (~25 cm) og en kapasitet på 1,5 mrd. Sm³ gass per år (~5 millioner Sm³ per dag).

Alternativ til «hot-tap» på hovedrørledninger kan være leveranser av LNG fra etablerte eller nye småskala LNG-anlegg.

5 Tilgjengelige gassvolumer i Norge

Norge har et godt utgangspunkt for utvikling av gassbasert industrivirksomhet. Vi har store olje- og gassressurser på sokkelen, og brorparten av gassen er innom land for prosessering før den eksporteres. Det er således store mengder tilgjengelig gass for petrokjemisk virksomhet i Norge.

5.1 Industriell bruk av våtgass

Etanbasert petrokjemisk industri krever relativt store gassforekomster. Det eksisterende etylen-anlegget til INEOS på Rafnes bruker rundt 500 000 tonn etan årlig. For å separere 500 000 tonn etan kreves det svært store naturgassvolumer. Eksempelvis vil en gass-strøm med 6% etan kreve over 10 mrd. Sm³ per år for å kunne separere ut et slikt etan-volum². Dette tilsvarer omtrent det årlige gassvolumet som transporteres i rørledningen fra Åsgard området, eller rundt 10% av Norges totale gasseksport i 2011.

Det kreves altså store gassvolumer med relativt høyt³ etaninnhold for å møte etan-behovet for en etylen-fabrikk på størrelse med den INEOS driver på Grenland.

Nye, moderne, etylenanlegg bygges gjerne med en produksjonskapasitet på 1 million tonn etylen eller mer, og da med mulig forbruk på over 1 million tonn etan per år.

På Kårstø produseres årlig 800 000 – 900 000 tonn etan. Den etanmengden som eksporteres i norsk tørrgass utgjør et større volum enn dette. Det ble eksportert omtrent 100 mrd. Sm³ tørrgass i kalenderåret 2011. Denne gassen inneholdt omtrent 7,7 millioner tonn etan, hvorav 4,0 millioner tonn har vært i land på Kårstø eller Kollsnes.

Det er mulig å skille ut mer etan fra norsk gass enn det som gjøres i dag. Noe etan må riktignok være igjen i tørrgassen som blir eksportert, for å møte de brennverdispesifikasjoner som er avtalt med kjøpere av tørrgassen. For at tørrgassen skal møte salgsavtalenes krav til bl.a. brennverdi, kreves det at den inneholder mellom 2 og 3 mol% etan. Tidligere analyser viser at et etanseparasjonsanlegg vil koste i størrelsesorden 3⁴ mrd. kroner og det vil ta tre til fire år å bygge etter investeringsbeslutning er fattet. Det vil si at basert på dagens prognoser for tilgjengelig etan vil ett nytt anlegg kun bli fullt utnyttet i noen få år dersom en investeringsbeslutning kunne bli tatt neste år.

Basert på nåværende gasseksportvolumer er det fortsatt en teoretisk mulighet til mer enn å doble separasjon av etan fra gassen i noen år. Eksempelvis er det fra Europipe II ved Kårstø teoretisk mulig å skille ut 1,3 millioner tonn etan i året og samtidig tilfredsstillende kravene i salgsgass spesifikasjonene.

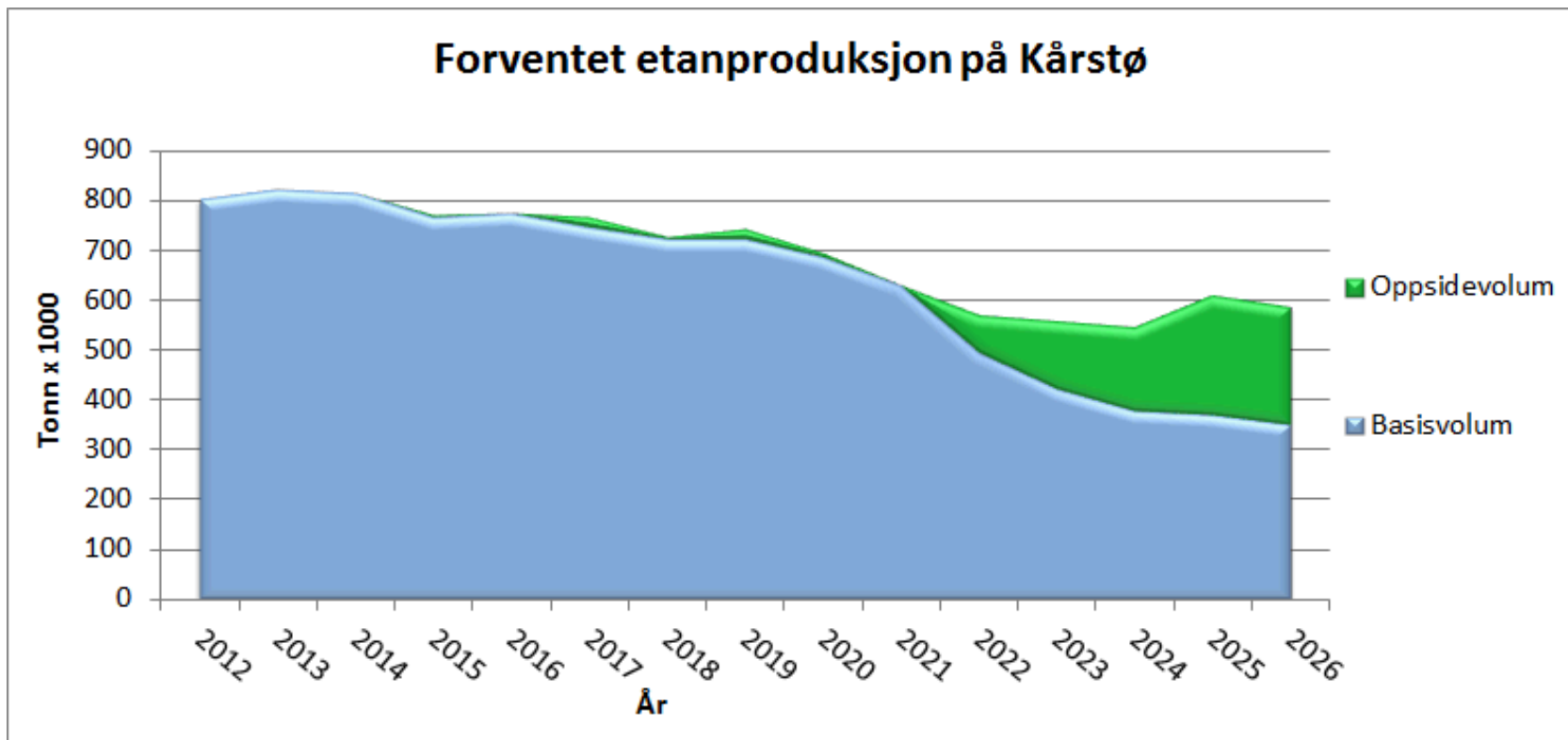
Med mindre det oppdages nye, svært store rikgassfelt på norsk sokkel, innebærer dette at vurderinger av ny eller utvidet etanproduksjon bør ta utgangspunkt i å benytte etan fra de eksisterende mottaksanleggene i Norge som i dag prosesserer mest rikgass, nemlig Kårstø og Kollsnes. Potensialet for etanproduksjon på Nyhamna ser ut til å være begrenset og etanmengdene på Tjeldbergødden er neglisjerbare.

Siden nåværende etanproduksjon i Norge foregår på Kårstø, er det interessant å se forventet framtidig etantilgang der. Figuren under viser forventet etanproduksjon, illustrert ved basisvolum (volum fra felt i produksjon eller besluttet utbygget) og oppsidevolum (påviste volum som er i utviklingsløp, men ikke besluttet utbygget). Figuren viser at forventet etanproduksjon vil falle raskt om ikke nye gassvolumer fyller opp den ledige kapasiteten. Dagens etanproduksjon vil falle bratt etter 10-12 år med mindre ny etanrik gass tilføres Kårstø-anlegget.

² Under forutsetning at 2,5% etan forblir i salgsgassen for å møte kvalitetskrav til brennegenskaper

³ Anslagsvis felt med mer enn 200 mrd. Sm³ utvinnbar gass med rundt 10% etaninnhold vil kunne gi ~500 000 tonn etan på i 10 år

⁴ Basert på Gassco kostnadsberegninger fra 2007



Illustrasjon: Estimert etanproduksjon, base case- og oppsidevolum⁵

5.2 Industriell bruk av tørrgass

Av all gassen som ble eksportert i kalenderåret 2011 (som nevnt, omtrent 100 mrd. Sm³ tørrgass) blir rundt tre fjerdedeler ilandført i Norge for behandling før den eksporteres.

Tørrgassbasert industri bruker lite gass i forhold til de gassvolum som eksporteres. For eksempel benytter metanolanlegget på Tjeldbergodden, som er Europas største metanolanlegg, et gassvolum på ca. 700 millioner Sm³ i året. Som nevnt over (ref.: Kapittel 3) blir Yaras ammoniakkfabrikk i Porsgrunn drevet med etan som føde. Dersom ammoniakkfabrikken ble drevet med metan til føde ville virkningsgraden vært noe bedre. Metan er ikke tilgjengelig i Porsgrunn og man anvender derfor etan som kommer sjøveien fra Kårstø og Teesside. Hvis Yaras ammoniakk-produksjon i Grenland skulle utelukkende benytte tørrgass, ville de hatt et årlig gassbehov på anslagsvis 500 millioner Sm³ i året.

Nye teknologier som tørrgass til olefiner (GTO) og konverteringsteknologi som tørrgass til diesel (GTL) vil kunne etterspørre større gassvolum. Eksempelvis vil et større GTL-anlegg⁶ behøve over 10 mrd. Sm³ i året, mens GTO-anlegg (som er mer umoden teknologi) har blitt planlagt med bruk på rundt 3 mrd. Sm³ i året.

En utfordring for tørrgassbasert industrivirksomhet i Norge er det faktum at alternativverdien av gassen (og dermed referanseprisen for gassen) er høy. Dette skyldes at Norge har en godt utbygget og kostnadseffektiv gassinfrastruktur knyttet opp mot det europeiske gassmarkedet.

Det antas å være langt frem før noen av disse konverteringsteknologiene (GTL & GTO) vil være lønnsomt i Europa.

6 Petrokjemimarkeder – oppsummering viktigste trekk internasjonalt

For å forstå mulige utviklingstrekk i den norske petrokjemiske industrien er det viktig å vurdere dette i lys av de utviklingstrekk som skjer internasjonalt. De viktigste elementer i petrokjemimarkedet er beskrevet under.

Økende etterspørsel etter petrokjemiske produkter.

Kapasiteten i den petrokjemiske industrien har vokst med over 4% per år de siste 20 årene. Den økte veksten skyldes spesielt at plastprodukter stadig får nye anvendelsesområder, spesielt innen elektronikk og bilindustri.

Produksjonskostnadene avhenger i stor grad av råvarekostnader.

For petrokjemisk virksomhet utgjør råvareprisen en stor andel av driftskostnadene. Ved markedspris for gassen, kan gass som føde utgjøre mellom 50-90% av driftskostnadene.

Endret produksjonsmønster og nye handelsruter.

Etter at olje- og gassprisene begynte å stige markant på begynnelsen av 2000-tallet, har det vært få investeringer i nye petrokjemiske anlegg i Europa og for så vidt også i Nord-Amerika. I de senere årene har mange petrokjemiske produsenter flyttet produksjonen sin enten til der kundene deres er (hovedsakelig Asia), eller der det er billig råstoff (hovedsakelig Midt-Østen). I Nord-Amerika registreres økt etablering av ny etylenkapasitet basert på utvinning av rik skifer-gass. Utover dette er det nesten utelukkende anlegg i Midt-Østen og Asia som er under planlegging. I kjølvannet av finanskrisen har også deler av den petrokjemiske produksjonen i Europa stengt ned som følge av vanskelig markedssituasjon.

Miljøregulering.

Den petrokjemiske industrien er storforbrukere av energi. Økt fokus på regulering av CO₂-utslipp vil kunne medføre betydelige utfordringer for industrien fremover. En spesiell utfordring er hvordan den petrokjemiske industrien i Europa og andre regioner

⁵ Kilde: Gassco

⁶ Eksempelvis er Shell's Pearl anlegg i Qatar designet for 15 mrd. Sm³ per år

som har fastsatte mål for reduksjon av CO₂, skal kunne konkurrere med produsenter som ikke er underlagt slike mål. Den norske petrokjemibransjen omfattes også av EUs REACH-direktiv som regulerer lokal forurensing.

7 Naturgassmarkeder

Ettersom naturgass utgjør en svært stor andel av driftskostnadene for petrokjemisk virksomhet, er det relevant å forstå strukturen i naturgassmarkedene og hvordan gassprismekanismene fungerer og kan komme til å bli framover. Gassprisene i Europa har den seneste tiden vært betydelig høyere enn gassprisene som kan oppnås i andre land og regioner som Nord-Amerika, Vest- og Nord-Afrika og Midt-Østen. Den reelle sammenligningsprisen er dog ikke entydig, da de gasspriser ulike kjøpere kan oppnå avhenger av flere faktorer som type og lengde på kjøpskontrakt, fleksibilitet i gassavtaket, eventuell indeksering av priser osv. De observerte gassprisene i markedet gir en referansepris som gassprodusenter i Norge og Europa vil vurdere ved inngåelse av nye salgskontrakter.

De senere årene har det blitt bygget mye gassbasert industri i land med mye gass, men som er lokalisert langt fra de store gassmarkedene. Dette gjelder for eksempel Saudi-Arabia, Trinidad & Tobago og Qatar. Disse landene har ikke hatt et lønnsomt eksportalternativ, og dette har vært en viktig grunn til at gassbasert industri i disse landene har kunnet kjøpe gass svært billig. Dette gjelder både pris for tørrgass og for våtgass.

7.1 LNG og gass til industri

Økt tilførsel av LNG og såkalt ukonvensjonell gassproduksjon, spesielt i USA, har ført til store endringer i gassmarkedet. Under drøftes hvilke implikasjoner dette har for petrokjemisk industri.

For gassprodusenter som er lokalisert langt fra de store og godt betalende gassmarkedene, er LNG en attraktiv mulighet for å selge mer av gassen på det globale markedet. Økt eksport av gass kan begrense både mulighet til og ønske om å selge gass billig til innenlands gassbasert industri. At gassprodusenter får en alternativ anvendelse av sin gass, fører altså til at prisen på gass til innenlands industriell bruk i disse landene vil kunne øke.

Ved drøfting av fremtidige gasspriser for gassbasert industri i Norge, er det viktig å skille mellom tørrgasspriser (metan) og våtgasspriser (etan, propan, butan). Tørrgass etterspørres i all hovedsak til kraftproduksjon og varme, og som petrokjemisk føde til produksjon av ammoniakk til kunstgjødsel og metanol. Annen petrokjemisk virksomhet som produserer ulike plaststoffer etterspør våtgass (spesielt etan).

Priser på gass til tørrgassbasert industri er i direkte konkurranse med alternativ anvendelse av tørrgassen, enten gjennom eksport via rørledninger, LNG / CNG eller annen innenlands bruk. Slik bruk kan være kraftproduksjon, injisering i oljefelt, direkte oppvarming og til bruk i husholdning.

For våtgassbasert industri er bildet noe mer komplekst. Etan, som er det viktigste råstoffet, må skilles ut fra den gassen som produseres i olje- og gassfeltene. Å skille ut etan fra gass-strømmen krever store investeringer i separasjonsanlegg. Disse anleggene krever store gassvolum for å kunne produsere den etanmengde som er nødvendig for et moderne videreforedlingsanlegg (en såkalt krakker).

Det er stort sett bare i Norge og over Nordsjøen fra Teesside (UK) at etan transporteres på skip. Ved alle andre petrokjemiske anlegg videreføres etan ved separasjonsstedet (dvs. der etanet skilles ut fra rikgassen). Endelig pris på etan ved forskjellige lokasjoner vil være en funksjon av mange faktorer, men de viktigste vil være i hvilken grad det faktisk er etan i tilstrekkelige mengder tilgjengelig over tid, hvor mye gass som eksporteres og til hvilke destinasjoner, samt i hvilken grad selger av etan er villig til å subsidiere prisen for å etablere eller videreføre petrokjemisk virksomhet.

7.2 Gassforbruk per produkt

For å få et inntrykk av betydningen av gasspriser i slik industri, kan en oversikt over kostnaden for gasskjøp sammenlignet med salgspris for produktet være nyttig. Under er dette vist for de to tørrgassbaserte produktene som produseres i Norge med store volum tørrgass; ammoniakk og metanol. Forutsetningen for beregning av kostnad ved gasskjøp er at det for ammoniakk går 850 Sm³ naturgass per tonn ammoniakk, og for metanol 800 Sm³ naturgass per tonn metanol.

Aktuelle prisnoteringer	Ammoniakk (250 - 600 USD / tonn)	Metanol (200 - 440 USD / tonn)
Gasskostnad ved ulike gasspriser		
1,0 NOK Sm ³	142 USD/ tonn	133 USD/ tonn
1,5 NOK Sm ³	213 USD/ tonn	200 USD/ tonn
2,0 NOK Sm ³	283 USD/ tonn	266 USD/ tonn
2,5 NOK Sm ³	355 USD/ tonn	333 USD/ tonn

Kilde: Yara, Methanex
(Forutsatt 6,0 NOK / USD)

Prisnoteringene på disse produktene varierer sterkt. Metanol for eksempel er notert fra 145 til 340 € per tonn i Methanex prisrapport de siste tre årene, mens ammoniakk dagsnoteringer varierer mellom 250 og 600 USD per tonn de siste 3 årene i henhold til Yara. Prisene har vist en kraftig oppgang i den seneste perioden, mens gjennomsnittet for de siste ti år i underkant av 300 USD per tonn for ammoniakk. Som det framgår av tabellen utgjør kostnad for kjøp av gass en stor andel av kostnaden ved produksjon av disse produktene. Rundt regnet har europeiske gasspriser det siste tiåret variert fra 1 til 3 kroner per Sm³. I revidert nasjonalbudsjett (RNB2012) forutsettes en pris på 1,91 per Sm³.

8 Industriell interesse fra annen industri

Selskapet Höganäs har lansert og forsøkt å modne et forretningsmessig konsept basert på direktereduksjon (DRI) av jernmalm ved hjelp av naturgass. Prosjektet har gått under navnet «Ironman» og en mulighetsstudie er gjennomført av Höganäs, Statoil og LKAB, basert på nyetablering ved det eksisterende metanolanlegget på Tjeldbergodden. Gassco utfører relevante analyser for Höganäs under industrimandatet. Etablering av Ironman-prosjektet er ihht Höganäs avhengig av at industrielle deltagere utover LKAB og Höganäs tar del i utviklingen. SIVA er engasjert for å identifisere aktuelle interesser. Prosjektet er fortsatt markedsmessig interessant.

Andre industrielle forretningskonsept blir vurdert i samarbeid mellom oppstrøms- og nedstrømsindustri med jevne mellomrom. Så langt er det svært få konsept som blir vurdert til å ha tilstrekkelig god forretningsmessig basis. Det er imidlertid økt interesse for å etablere virksomhet i Norge på grunn av stabile og forutsigbare rammevilkår og ikke minst tilgjengelig kompetanse. Forventningene om et betydelig kraftoverskudd i løpet av den kommende tiårsperiode har imidlertid mer eller mindre satt en stopper for direkte og indirekte gassforbruk som energikilde til industriformål (som for eksempel Alcoas planer i Finnmark).

9 Beskrivelse av scenariene for Barentshavet sørøst

OD's scenarier for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst er beskrevet i notats form OD datert 18.06.2012.

I korte trekk beskrives to scenarier basert på to forskjellige lete- og funnhistorier. Det høye scenariet beskrives ved at første gassfeltet på 40 mrd. Sm³ blir funnet i 2017, deretter blir det gjort ett funn hvert år til og med 2022. Totale utvinnbare gassfunn er anslått til 120 mrd. Sm³. Utbygging forventes vedtatt i 2023 og gassen blir ilandført til Finnmark med ett mottaksanlegg med kapasitet på 5 mrd. Sm³ per år, satt i drift i 2027. Utbygging av gassressursene tilpasses kapasiteten på landanlegget slik at dette men en kort oppbyggingsperiode og nedtrapping får en forholdsvis jevn utnyttelse i 25 til 30 år. OD beskriver dette scenariet basert på ilandføring og videre eksport av naturgassen via rørledning eller konvertering til LNG. Landbasert virksomhet basert på hele eller deler av dette volumet blir diskutert i under.

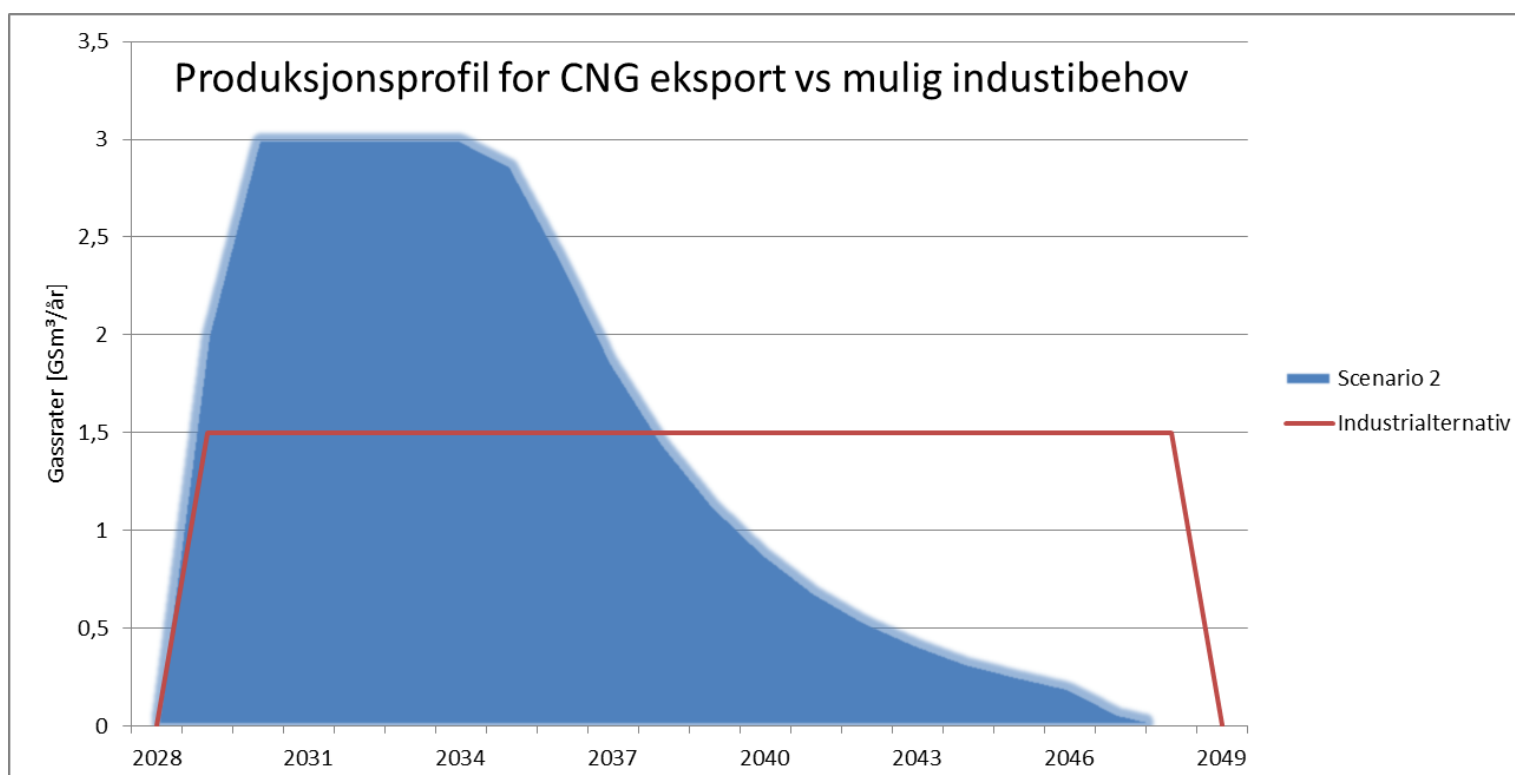
Det lavere scenariet baseres på utbyggingsbeslutning i 2025 av ett olje og ett gassfelt. Produksjonsstart er 2029 med oppbygging av gassproduksjonen til 3,0 mrd. Sm³ per år fra 2029/30 basert på totalt 30 mrd. Sm³ i gassreserver. I tillegg til evakuering av gassen ved hjelp av CNG på skip antar vi at gassen kan føres til land til industriell bruk i regionen.

For å dekke de fire gassfunnene i Høyt scenario, ilandført til en lokasjon på kysten, blir det behov for anslagsvis 500 km rørledning, to landfall (avhengig av pre-investering), nødvendig infrastruktur på land og grunnarbeider, til sammen antatt til en kostnad på rundt 10 mrd. kroner.

De to gassfunnene i det lave scenariet er til sammen 3 mrd. Sm³ platåproduksjon, mens gjennomsnitt produksjon over levetiden er 0,8 mrd. Sm³ per felt per år. Antar vi ilandføring under samme forutsetninger som over for Høyt scenario kan en anta et kostnadsnivå på rundt 5 mrd. kroner, basert på totalt 200 - 300 km rør og tilsvarende landanlegg. I begge scenarier er det forutsatt at industrien kan motta gassen til den kvalitet den er produsert, dvs. det er ikke tatt hensyn til eventuelt behov for forbehandling av gassen før den går til industrien.

Denne delen av rapporten tar for seg de industrielle mulighetene lokalt basert på utbyggingsscenarioet til OD, men for det formål å kunne evaluere industriell anvendelse av gassressursene har Gassco i dette tilfellet antatt en mulig ilandføring til en havn langs Finnmarkskysten.

Et totalvolum på 30 mrd. Sm³ vil ved en årlig produksjon på 3 mrd. Sm³ bli uttømt i løpet av 10 år. For å sikre gassforsyning til industri med minimum 20 års horisont bør altså den samlede produksjonsraten reduseres betydelig om ikke man skal være avhengig av nye funn. Reduksjon av produksjonen for å møte industriens krav vil naturligvis ha en kostnad som må hensyntas i økonomiske analyser.



Eksempel på tilpassingsbehov for eventuell industrielt behov for det lave scenariet.

10 Mulige anvendelsesområder i regionen

Det er viktig å vurdere hvorvidt industri alene eller sammen med beslektet virksomhet har kapasitet til å utnytte hele gassprofilen over en realistisk tidshorison, typisk 20 til 30 år, eller det også vil være behov for å transportere deler av gassproduksjonen videre til andre markeder, enten som rørgass, CNG eller LNG. Dersom det likevel må etableres transportløsninger for transport av naturgassen til markedet er det implisitt lagt en prisforventning for produsentene basert på markedspris. Det er i så fall andre komparative fordeler som trengs for å gjøre lokal gassbasert industri lønnsom. Det siste kan i Finnmark for eksempel være industriell foredling av mineralforekomster ved hjelp av naturgass.

11 Mulige anvendelsesområder for høyt scenario

Som beskrevet i kapittel 3 av denne rapporten er det vesentlig forskjell på muligheter for å utnytte naturgass industrielt for våtgass og tørrgass. For å få tilstrekkelig volumgrunnlag for våtgassbasert industri trengs store gassreserver med høyt etaninnhold.

Selv høyt scenario for Barentshavet sørøst vil ikke gi tilstrekkelig føde til en krakker i størrelsesorden med INEOS anlegg i Porsgrunn, selv med ekstremt høye etaninnhold. For begge scenariene for Barentshavet sørøst er det altså industri basert på tørrgass som vil kunne være aktuelt.

Man kan argumentere for at LNG-anlegg er en form for industriell utnyttelse av naturgass, men for dette formål er LNG ansett som en metode for å transportere gassen til tørrgassmarkedet, som et alternativ til rørtransport og CNG. Forbruket av LNG som drivstoff til forsyningsfartøy og kystflåten er voksende og kan på sikt tenkes å kunne avta betydelige mengder LNG. Denne type virksomhet vil trolig bygges gradvis opp rundt det etablerte småskala LNG-distribusjonsapparatet, og innen 2027 kan dette markedet hatt en betydelig utvikling. Produksjon av LNG til dette formål vil likevel være en måte å bringe naturgass til markedet, og vi anser derfor ikke dette som en relevant industriell utnyttelse av naturgass i denne sammenheng.

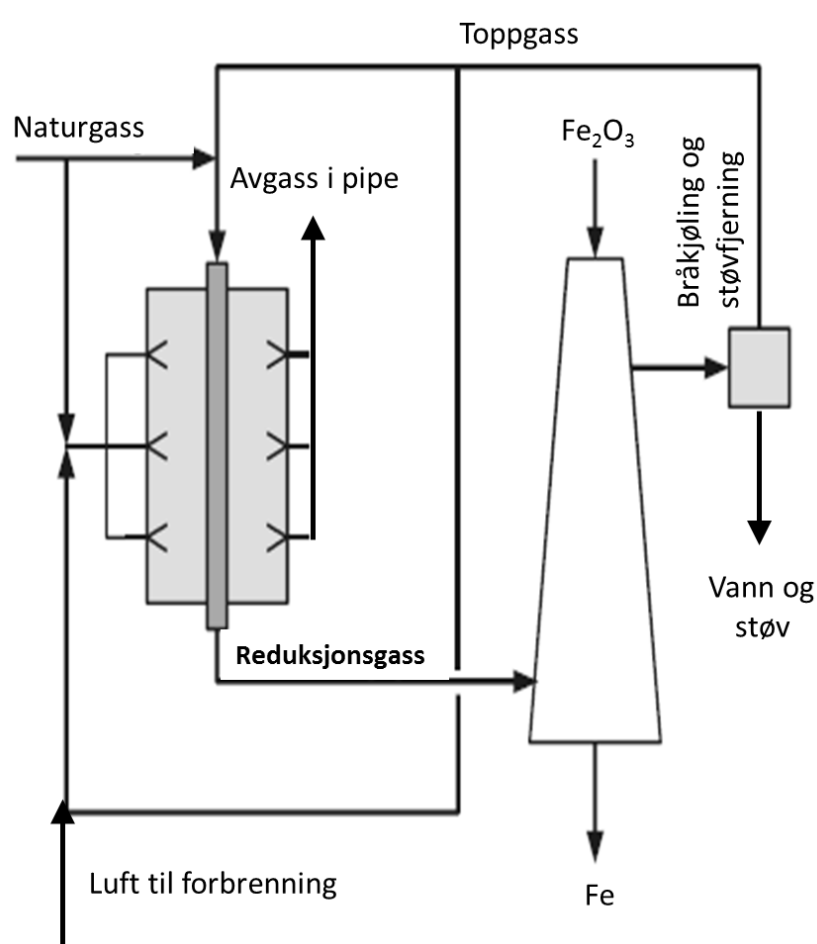
Ser man bort fra kommersielt krevende konsept som konvertering av gass til diesel (GTL) og til olefiner (GTO), står man da igjen med følgende anvendelsesmuligheter for tørrgass i forbindelse med ilandføring av naturgass til Finnmark i ODs høye scenario for Barentshavets sørøst;

- i) Direktereduksjon av jernmalm (DRI)
- ii) Produksjon av metanol
- iii) Produksjon av ammoniakk
- iv) Metallsmelteverksindustri

11.1 Direktereduksjon av jernmalm

Direktereduksjon av jernmalm ved bruk av naturgass er kjent teknologi og selv om storparten av reduksjonsanleggene i drift er basert på kull og koks finnes det allerede et ikke ubetydelig antall jernverk som anvender naturgass som reduksjonsmiddel. Verdensproduksjonen av jern ved DRI prosess er 70 - 80 millioner tonn per år (av totalt produksjonskapasitet på rundt 1 500 mill tonn per år).

Höganäs har forsøkt å etablere «Ironman-prosjektet» sammen med Statoil og LKAB, basert på nyetablering ved det eksisterende metanolanlegget på Tjeldbergodden. I samarbeid med Höganäs har Gassco i industriarena-sammenheng vurdert prosjektet som forretningsmessig interessant. Utdrøiningene industrien har vært møtt med er relatert til liten interesse fra norske industrielle aktører til å være med på eiersiden og usikkerhet knyttet til krav om fjerning og deponering av CO₂.



Figur 1: Illustrasjon DRI prosess/ Kilde: Leiv Kolbeinsen, Professor ved NTNU

Et anlegg som Ironman-prosjektet antas å kunne realiseres på forholdsvis kort tid (3 - 4 år fra investeringsbeslutning) og kan derfor være et alternativ for utnyttelse av ilandført naturgass i Finnmark. Et moderne anlegg vil ha et gassbehov på rundt 500 millioner Sm³ p.a. altså rundt 10 % av forventningene i dette scenariet. 10 anlegg på denne størrelsen vil kunne ta hele forventingsprofilen over en periode på 24 år. Altså kan DRI basert jernverk være ett av alternativene som kan være aktuelt ved en eventuell ilandføring av naturgass i regionen til industrielt bruk, men ikke som den eneste brukeren av et så stort ressursgrunnlag som indikert i scenariet.

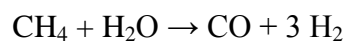
11.2 Produksjon av metanol

Metanolproduksjon fra naturgass er også en velutviklet og kjent prosess som bl.a. Statoil driver, sammen med ConocoPhillips, i stor skala på Tjeldbergodden. Produksjonskapasiteten på Tjeldbergodden forsyner ca. 25% av Europas behov og er en stor, moderne enhet i verdensmålestokk.

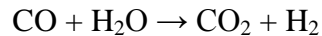


Bilde fra Statoils metanolfabrikk på Tjeldbergodden fra Statoils hjemmeside

Metanol blir produsert ved dampreforming av naturgass (engelsk: steam methane reforming, SMR). Dette er den vanligste og rimeligste metoden for å produsere hydrogen til kommersiell bruk eller til videre industriell syntesegass for produksjon av ammoniakk og metanol. Ved høye temperaturer (700–1100 °C) og med nikkel-basert katalysator reagerer damp med metan og gir karbonmonoksid og hydrogen.



Høyere utbytte av hydrogen kan oppnås gjennom vann/gass-skiftreaksjon med det fremstilte karbonmonoksidet ved lavere temperatur.



Den første reaksjonen er endoterm (forbruker varme), den andre reaksjonen er eksoterm (produserer varme).

Metanol foredles i stor grad videre til formaldehyd som inngår i blant annet i treforedlingsindustrien samt i økende grad som tilsetning til drivstoff. Et anlegg på størrelse med den eksisterende metanolfabrikken på Tjeldbergodden har kapasitet til å ta 700 millioner Sm³ per år. Altså kan metanol produksjon være et alternativ til gassbasert industri ved en eventuell ilandføring av naturgass i regionen, men ikke som den eneste brukeren av et så stort ressursgrunnlag som indikert i scenariet.

11.3 Produksjon av ammoniakk

Ammoniakk fremstilles også fra naturgass via syntesegassproduksjon og denne produksjonsmetoden foregår i stor skala over hele kloden. Føden kan være naturgass, men også basert på kull og metangass produsert fra kull (coal bed methane). Ammoniakk inngår først og fremst i produksjon av kunstgjødsel.

Yara driver blant annet en ammoniakfabrikk på Herøya. Til å produsere ett tonn ammoniakk trengs 850 kg metan. Moderne ammoniakfabrikker kan ta store volum av naturgass, kanskje så mye som 5 million Sm³ per dag, eller 1,5 mrd. Sm³ pa. Kunstgjødselproduksjon foregår i stor grad av nasjonale aktører og det ansees av mange nasjoner viktig å ha adgang til egen produksjon. Anleggene bygges gjerne basert på subsidiert føde eller basert på innestengt gass. Ett stort ammoniakkanlegg vil altså kunne ta rundt en tredjedel av det høye scenario volumene.

11.4 Metallsmelteverksindustri

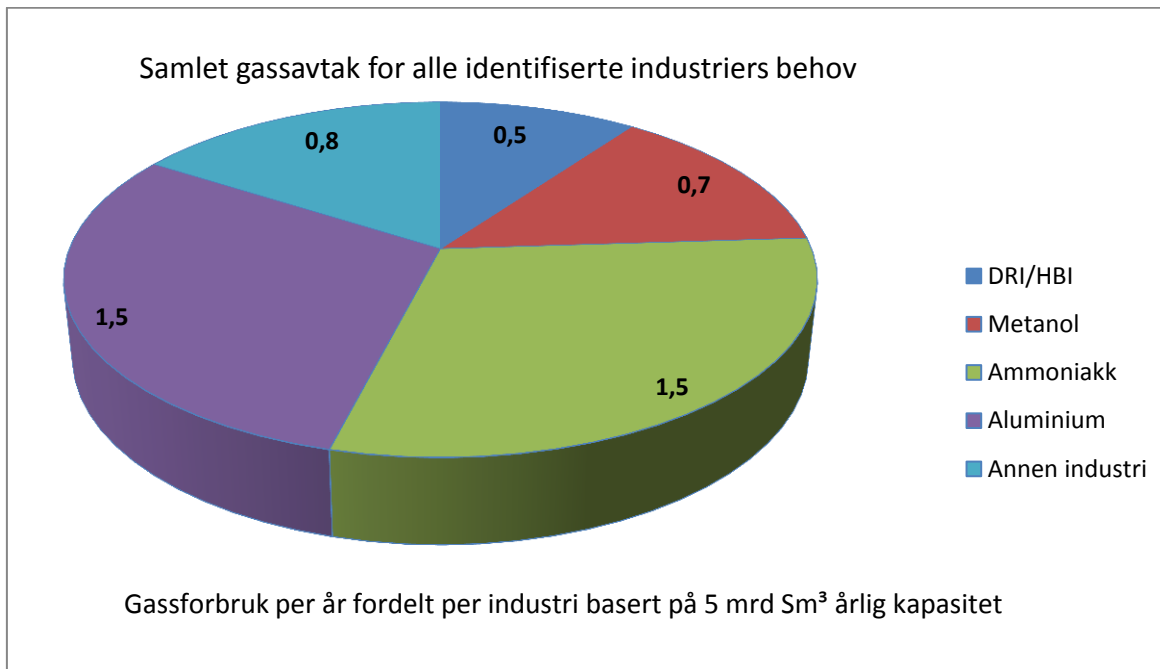
Alcoa har lansert en ide om å basere ny aluminiumsmelter i regionen med innestengt gass som energikilde. Dersom naturgass som ikke har tilgang til et eksisterende marked kan stilles til rådighet på tilsvarende vilkår som oppnås i områder som Sør-Amerika, Midt-Østen og Malaysia kan etablering av ny aluminiumsproduksjon være interessant, i følge Alcoa. Regionen kan ha en komparativ fordel ved at omgivelsestemperaturen er forholdsvis lav og dermed virkningsgraden høy samt at det er stabil tilgang på kompetent arbeidskraft som gjør det interessant å vurdere aluminiumsproduksjon basert på gasskraft i regionen. Den høye virkningsgraden vil føre til lavere utslipp av CO₂ per produsert aluminium sammenlignet med andre anlegg basert på naturgass utenfor Norge. Et anlegg à la Hydros anlegg i Qatar (Qatalum) har et kraftbehov på rundt 850 MW. Basert på en virkningsgrad i kraftproduksjonen på 60% har et slikt anlegg et gassbehov på vel 2 millioner Sm³/d, eller ¾ milliarder Sm³ pa, som tilsvarer 15% av gassproduksjonen i dette scenariet.

Ved en kraftkostnad på 180 kroner MWh vil korresponderende gasspris være 1 krone per Sm³ naturgass.

Selv om man tar hensyn til kostnader ved å etablere ny infrastruktur for å transportere naturgassen fra dette området til markedet i Europa vil det være utfordrende å få etablert industri basert på slike forventninger.

11.5 Oppsummert industrielle alternativ for det høye scenariet for Barentshavet sørøst

Som drøftet over er det industrier som kan tenkes å forbruke deler av produksjonsforventningene.



Samler man alle disse alternativene, DRI/HBI, metanolfabrikk, ammoniakk produksjon og aluminiumsmelter basert på gasskraft, summeres dette til rundt 80 % av produksjonskapasiteten for det høye scenariet for Barentshavet sørøst.

For at ressursene skal kunne realiseres må utbyggerne sikres avsetning av ressursene og trygge økonomisk utvinnbare reserver gjennom realistiske inntektskilder.

Vurderingene over er basert på at der er forholdsvis tørr gass med lite forurensninger som kvikksølv, H₂S og CO₂. Gasskvaliteten vil kunne påføre ekstra kostnader for anleggene, men når det er sagt er det også mulig at prosessene som DRI/HBI kan tilpasses vesentlige variasjoner i kvalitetskrav som CO₂ innhold, energitetthet, trykk og temperatur for eksempel utover det som vil være tilfelle for transport videre i gassrør, eller produksjon av LNG.

Det kan skje store endringer i markedene fram mot beslutning om utbygging av ressursene i Barentshavet sørøst, antatt så sent som 2023 i dette høyere scenariet. Det kan ikke utelukkes at denne typen industri etableres på konkurransedyktige vilkår, men at alle ovennevnte industrielle muligheter realiseres og derved eksportløsning blir unødvendig er nok svært lite sannsynlig. Det er et stykke fram til beslutningspunkter og det skal letes og finnes betydelige mengder gass for å kunne tenke på etablering av industri som er i drift fra 2027.

12 Mulige anvendelsesområder for det lave scenariet

Det lave scenariet for Barentshavet sørøst vil ikke gi tilstrekkelig produksjonskapasitet for langsiktig industriell virksomhet uten at produksjonsraten reduseres fra ODs antakelser til rundt 1 mrd. Sm³ per år. Det vil i så fall gi føde til virksomhet i 30 år.

Dersom det er gass med veldig høyt metaninnhold kan LNG til drivstoff naturligvis være en mulighet selv ved disse relativt lave volumene, og innen 2030 kan dette markedet ha fått en betydelig utvikling.

Hver av de anvendelsesområdene vurdert over vil i dette scenariet kunne være aktuelle avtakere av eventuell ilandført gass, direktereduksjon av jernmalm (DRI/HBI), metanol eller ammoniakk produksjon samt metallsmelteverksindustri.

12.1 Direktereduksjon av jernmalm

Etablering av et anlegg for direktereduksjon av jernmalm kan være et alternativ for utnyttelse av ilandført naturgass i Finnmark. Et moderne anlegg vil ha et gassbehov på rundt 500 millioner Sm³ p.a. altså rundt 50 % av forventningene i dette scenariet dersom produksjonstiden kan utvides til 30 år. 2 anlegg på denne størrelsen vil kunne ta hele ressursbildet over samme periode forutsatt at produksjonsratene kan tilpasses industriens behov. Altså kan DRI/HBI-basert jernverk være ett av alternativene som kan være aktuelt for en etablering av industri for anvendelse av naturgass i regionen, alene, eller sammen med annen industri.

12.2 Produksjon av metanol

Ett moderne anlegg produserer årlig ca. 900 000 tonn metanol, mens gassforbruket er rundt 700 millioner Sm³ pa. Ett moderne metanolanlegg sammen med en DRI/HBI prosess vil kunne ta all forventet ressursgrunnlag i dette scenariet i en tidsperiode på 25 år forutsatt at gassproduksjonen kan tilpasses industriens behov.

12.3 Produksjon av ammoniakk

Moderne ammoniakkfabrikker vil ta store volum av naturgass, kanskje så mye som 5 millioner Sm³ per dag, eller 1,5 milliarder Sm³ pa. Ett stort ammoniakkanlegg vil altså kunne ta hele ressursgrunnlaget i dette scenariet over en periode på 20 år.

12.4 Metallsmelteverksindustri

Et moderne aluminiumsanlegg har et kraftbehov på rundt 850 MW. Det gir et gassbehov på vel 2 millioner Sm³/d, eller 0,7 milliarder Sm³ pa, som tilsvarer all gassproduksjonen i dette scenariet i 40 år forutsatt at gassproduksjonen kan tilpasses industriens behov.

12.5 Oppsummert industrielle alternativ for det lave scenariet for Barentshavet sørøst

Som drøftet over er det industrier som kan tenkes å forbruke hele produksjonen. Hver og en eller sammen med en av de andre alternativene vil disse ha kapasitet til hele produksjonskapasiteten for scenario 2 for Barentshavet sørøst, forutsatt at gassproduksjonen kan tilpasses industriens behov over 20 til 40 år. Kostnader ved å forskyve gassproduksjonen på feltene til å møte industriens krav kan være store og må tas hensyn til i de økonomiske vurderingen av alternativene.

Vurderingene over er videre basert på at der er forholdsvis tørr gass med lite forurensninger som kvikksølv, H₂S og CO₂. Gasskvaliteten vil kunne påføre ekstra kostnader for anleggene, men når det er sagt er det også mulig at prosessene som DRI/HBI kan tilpasses vesentlige variasjoner i kvalitetskrav som CO₂ innhold, energitetthet, trykk og temperatur for eksempel utover det som vil være tilfelle for transport videre i gassrør, eller konvertering til LNG.

Det kan skje store endringer i markedene fram mot beslutning om utbygging av ressursene i Barentshavet sørøst, antatt så sent som 2025 i dette lave scenariet, så man skal ikke utelukke at annen industri modnes og kan etableres på konkurransedyktige vilkår både for industrien og feltutbyggere.

13 Oppsummeringer / konklusjon

Utvikling av gassreservene i denne regionen vil være krevende så lenge det ikke er etablert infrastruktur for å bringe gass til markedet. Det er store distanser til etablerte markeder og det vil derfor være betydelige kostnader ved å bringe gassen til markedet. Dette kan gi muligheter for industriell anvendelse av gassen og en prisfordel kan oppstå om lokalt avtak til industri evner å avsette tilstrekkelig gass slik at det ikke blir behov for annen gasstransportløsning. Vurderinger gjort i industriarenasammenheng i 2011 indikerer at noen typer gassbasert industri kan ha betalingssevne for naturgass som bør kunne møte produsentenes forventninger.

I det høye scenariet vil det være svært lite realistisk å forestille seg at industrietableringer vil konsumere hele gassproduksjonen ved en ilandføring til Finnmark. Industriell etablering på forretningsmessig grunnlag kan ta i bruk deler av naturgassen ved ilandføringsstedet i den perioden det dreier seg om, samtidig som brorparten av gassen transporteres videre.

Det synes derfor realistisk å anta at det blir etablert gasstransportløsning ut av regionen som gir adgang til det etablerte markedet. Gassbasert industri vil da basere seg på markedspris for gassen hensyntatt mulige besparelser knyttet til prosessering og/eller transport ved lokalt avtak.

For det lave scenariet er mulighetene for ilandføring og industriell etablering avhengig av å finne industri som kan matche produksjonskapasiteten både med hensyn til kvalitet, kapasitet og ikke minst tidsakse. Det er svært krevende å finne en slik match uten at produksjonsratene fra gassfeltene samordnes og tilrettelegges industriens behov. Eventuelle kostnader forbundet med å samordne feltutvikling med industrien kan være store og må regnes inn i økonomien for alternativene.

En forutsetning for gassbasert industri er, som tidligere nevnt, at gass blir gjort tilgjengelig. Det har norsk naturgass vært siden 1985 uten at dette har resultert i etablering av gassbasert industri av betydelig omfang. Det er i tillegg viktig å sikre investorinteresse. For at industrielle aktører skal kunne investere i naturgassbasert industri kreves det tidlig kunnskapsutveksling om feltutviklingsplaner med tanke på timeplaner, gasskvalitet og produksjonsprofiler for at eventuelle industrielle planer kan bli hensyntatt i vurdering av feltenes utbyggingsløsninger. Dette er spesielt viktig i umodne områder der timeplanene for hele verdikjeden må sammenfalle for å kunne gjennomføres.

