

Tillegg til konsekvensutredning for utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden



mars 2005

Innhold

1	Innledning	1
2	Fangst, transport og lagring av CO₂	3
2.1	Fangst av CO ₂	3
2.1.1	Vurdering av ulike teknologier for CO ₂ -fangst.....	3
2.1.2	Forprosjektering av konkret CO ₂ -fjernings anlegg tilknyttet et gasskraftverk på Tjeldbergodden	6
2.1.2.1	Forutsetninger og beskrivelse av konsept	6
2.1.2.2	Virkningsgrad.....	7
2.1.2.3	Kostnader	8
2.2	Transport av CO ₂	10
2.2.1	Transportløsninger og transportkostnader i tidligere studier	10
2.2.2	Transportløsninger og -kostnader for CO ₂ fra Tjeldbergodden	11
2.3	Lagring av CO ₂	12
2.4	Samlede kostnader for fangst, transport og lagring, uten EOR.....	13
2.4.1	Inntektsmuligheter	15
2.5	Bruk av CO ₂ for å øke oljeutvinningsgraden (EOR- Enhanced Oil Recovery)	15
2.5.1	Vurderte muligheter for bruk av CO ₂ for EOR-formål på Haltenbanken	17
2.5.2	Eksempel fra Gullfaks-studien ang. bruk av CO ₂ for EOR-formål.....	18
2.5.3	Samlet vurdering av EOR på norsk sokkel	19
2.6	Oppsummering CO ₂ -håndtering.....	20
3	Samfunnsøkonomiske vurderinger	21
3.1	Generelle betraktninger angående samfunnsøkonomiske effekter.....	21
3.1.1	Samfunnsøkonomisk diskonteringsfaktor	21
3.2	Investeringer.....	22
3.2.1	Investeringer i gasskraftverket	22
3.2.2	Levetidsbetraktninger og avskrivninger.....	22
3.3	Driftskostnader	23
3.3.1	Faste driftskostnader	23
3.3.1.1	Bemanning	23
3.3.1.2	Eiendomsskatt	23
3.3.1.3	Forsikring	23
3.3.2	Variable driftskostnader	24
3.3.2.1	Vedlikehold.....	24
3.3.2.2	Øvrige driftskostnader på Tjeldbergodden.....	24
3.3.2.3	Miljøkostnader NO _x	24
3.3.2.4	Miljøkostnader CO ₂	25
3.3.2.5	Naturgass.....	26
3.3.3	Nettrelaterte kostnader – bedriftsøkonomi og samfunnsøkonomi	28
3.4	Kraftmarkedet	31
3.4.1	Kraftproduksjon	31
3.4.2	Kraftpriser	31
3.5	Samfunnsøkonomisk analyse	33
4	Nitrogenavsetninger	35
4.1	Bakgrunn for oppdaterte avsetningsberegninger.....	35
4.2	Resultat av nye modellkjøringer	36

4.2.1	Maksimalavsetninger	36
4.2.2	Spredningskart.....	38
4.3	Konsekvensvurderinger.....	41
4.4	Oppsummering nitrogenavsetninger	43
App A	Statoils kommentarer til høringsuttalelser til konsekvensutredningen.....	45

18. mars 2005

1 Innledning

Statoil leverte konsesjonssøknad og utslippssøknad for utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden i juni 2004. Med utgangspunkt i høringsuttalelser mottatt i den offentlige høringsrunden, har Statoil i brev til NVE datert 10. desember gitt utfyllende opplysninger. Dette brevet er tatt inn som vedlegg til denne tilleggsutredningen (appendiks A).

NVE har i brev av 20. desember 2004 gitt uttrykk for at foretatte utredninger i hovedsak er tilfredsstillende for videre behandling av gasskraftsaken.

For å bidra til en bedre opplysning av visse tema, ønsker NVE likevel at det foretas supplerende utredninger på følgende punkter:

Fangst og lagring

Kostnader og andre forhold ved fangst og lagring generelt og på Tjeldbergodden spesielt, bør beskrives og drøftes i noe større omfang ut fra tilgjengelige opplysninger og igangsatte utredninger. En bør skille mellom kostnader til henholdsvis fangst, transport og lagring.

Samfunnsøkonomi

Det ønskes en samlet framstilling av samfunnsøkonomiske forhold ved omsøkt etablering av gasskraft på Tjeldbergodden. Herunder ønskes en vurdering av mulige alternative kvotepriser, gasspriser og kraftpriser.

Nitrogenavsetninger

En mulig løsning for håndtering av NO_x er bruk av SCR, og det ønskes en framstilling av lokale og regionale miljøvirkninger ved bruk av denne teknologien.

*Tillegg til konsekvensutredning for utvidelse
av metanolfabrikk og bygging av
gasskraftverk på Tjeldbergodden.*

Dok. nr. PMT-RAPP 00004

18. mars 2005

18. mars 2005

2 Fangst, transport og lagring av CO₂

Gasskraftverk med CO₂-håndtering forutsetter at det finnes løsninger både for fjerning/fangst, transport og lagring av CO₂.

Etter at CO₂ er fjernet fra røykgassen må CO₂ lagres på en slik måte at det ikke skjer lekkasjer til atmosfæren. I dag er eneste mulighet å injisere CO₂ til en geologisk formasjon. På denne måten vil en kunne oppnå stor grad av sikkerhet for at det ikke skjer lekkasjer til atmosfæren på lang sikt. For Sleipnerfeltet i Nordsjøen hvor Statoil er operatør er det valgt en slik løsning, der CO₂-overskudd som fjernes fra salgsgassen blir injisert og varig lagret i Utsira-formasjonen. Studier fra Sleipner, verifisert av seismikk, indikerer at deponeringen skjer som forutsatt og at den deponerte CO₂ med stor grad av sikkerhet vil forbli i undergrunnen.

En lignende løsning kan en også tenke seg for CO₂ som eventuelt fjernes fra eksosen fra et gasskraftverk. Men metoden innebærer betydelige kostnader knyttet til transport, boring av nødvendige brønner og kontinuerlig injeksjon, og gir ikke annen bedriftsøkonomisk gevinst enn sparte kostnader til kjøp av CO₂-kvoter i et framtidig kvotehandelsystem, eventuelt innspart CO₂-avgift der slik avgift er pålagt.

På denne bakgrunn er det også sett på mulighetene for å utnytte CO₂ til verdiskapning. Under bestemte forutsetninger vil CO₂ injisert til et oljereservoar kunne øke utvinningsgraden av olje. For mange av oljereservoarene på norsk sokkel injiseres vann og/eller gass for å opprettholde reservoartrykket og på den måten øke oljeutvinningsgraden. Dersom en helt eller delvis går over til å benytte injeksjon av CO₂ i stedet for tradisjonelle løsninger, vil utvinningsgraden i noen tilfeller kunne økes.

I det følgende er det sett nærmere på hvilke muligheter og begrensninger som i dag gjelder med hensyn til å finne løsninger for henholdsvis fangst, transport, lagring og eventuell bruk av CO₂ for å øke oljeutvinningen, og tilhørende kostnader. Beskrivelsen tar i første rekke utgangspunkt i nye konkrete studier som er gjennomført spesifikt for PMT-prosjektet, men det refereres også resultater fra tidligere studier.

I de konkrete tallene som brukes i de videre analyser er det lagt til grunn at kraftverket i utgangspunktet vil ha en produksjonskapasitet på om lag 860 MW elektrisitet. Som også opplyst i konsekvensutredningen og konsesjonssøknaden kan kraftverket bli opp til 7 % større eller mindre enn dette avhengig av hvilke turbinleverandør som blir valgt og av den videre optimalisering av design for kraftverket.

2.1 Fangst av CO₂

2.1.1 Vurdering av ulike teknologier for CO₂-fangst

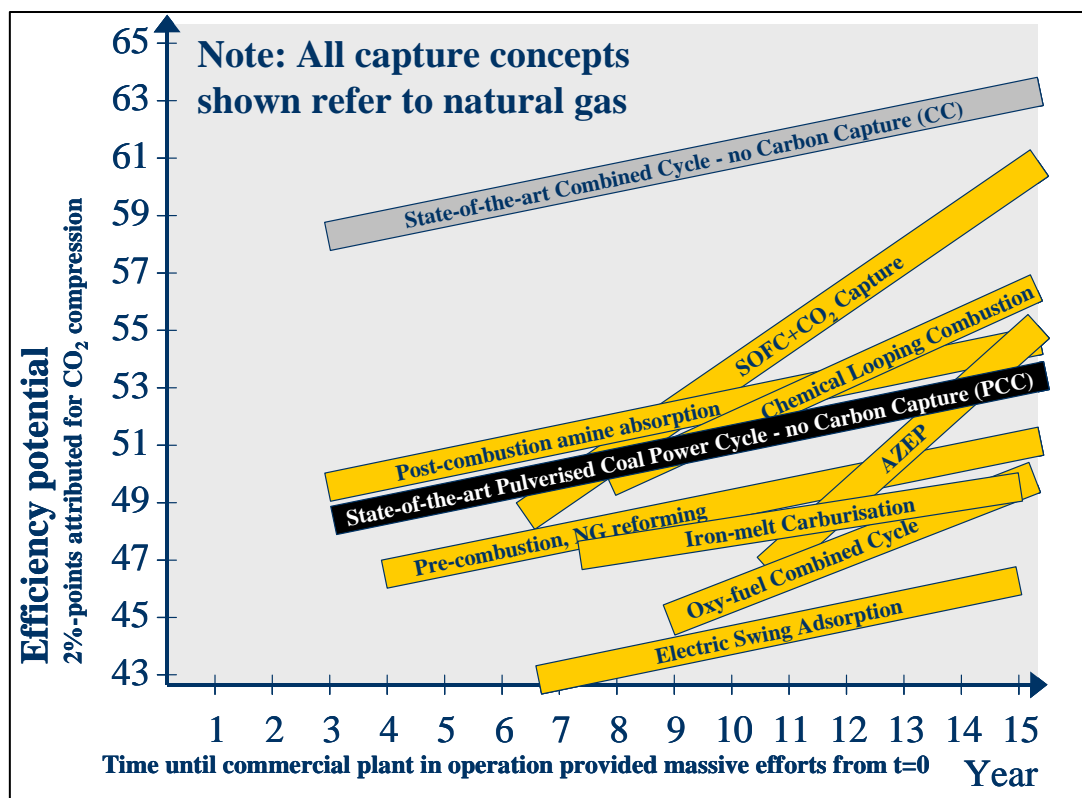
Fjerning av CO₂ fra gasskraftverk basert på tradisjonell renseteknologi er utfordrende, siden konsentrasjonen av CO₂ i røykgassen er lav og røykgassvolumene er meget store. Dette innebærer bruk av mye energi og store og kostbare anlegg. Det foregår betydelig forskning og

18. mars 2005

utvikling knyttet til å finne bedre metoder for å produsere kraft med CO₂ -fjerning fra gass og andre fossile brenslere. Statoil har derfor engasjert SINTEF for å kartlegge status på teknologiutvikling, samt å komme opp med en vurdering av et konkret anlegg for fjerning av CO₂ fra det planlagte gasskraftverket på Tjeldbergodden, basert på beste tilgjengelige teknologi.

Resultatene er presentert i rapporten "Tjeldbergodden Power/Methanol – CO₂-reduksjon efforts. SP2: CO₂ capture and transport, februar 2005".

I SINTEF-studien er kjente utviklingsprosjekter vurdert med hensyn til forventet energibruk og utviklingstid frem til kommersiell tilgjengelighet. Figuren under oppsummerer status fra SINTEF-studien med hensyn til teknologi og antatt teknologiutvikling.



Figur 2-1. Teknologistatus for CO₂-fangst (SINTEF)

Med kommersiell tilgjengelighet mener SINTEF i denne sammenheng det tidspunktet en antar at det vil finnes leverandører som kan levere/bygge slike anlegg med nødvendige garantier for driftssikkerhet m.m, forutsatt at det gjøres en massiv innsats på teknologiutvikling fra dag 0. I vurderingen er det ikke tatt hensyn til kostnader og hvorvidt anleggene vil være kommersielt realiserbare på det gitte tidspunktet.

Statoil vurderer det slik at teknologien med etter-rensing av røykgass basert på aminabsorpsjon pr. i dag er tilgjengelig og samtidig gir relativt god effektivitet mht. CO₂-fangst. Teknologien

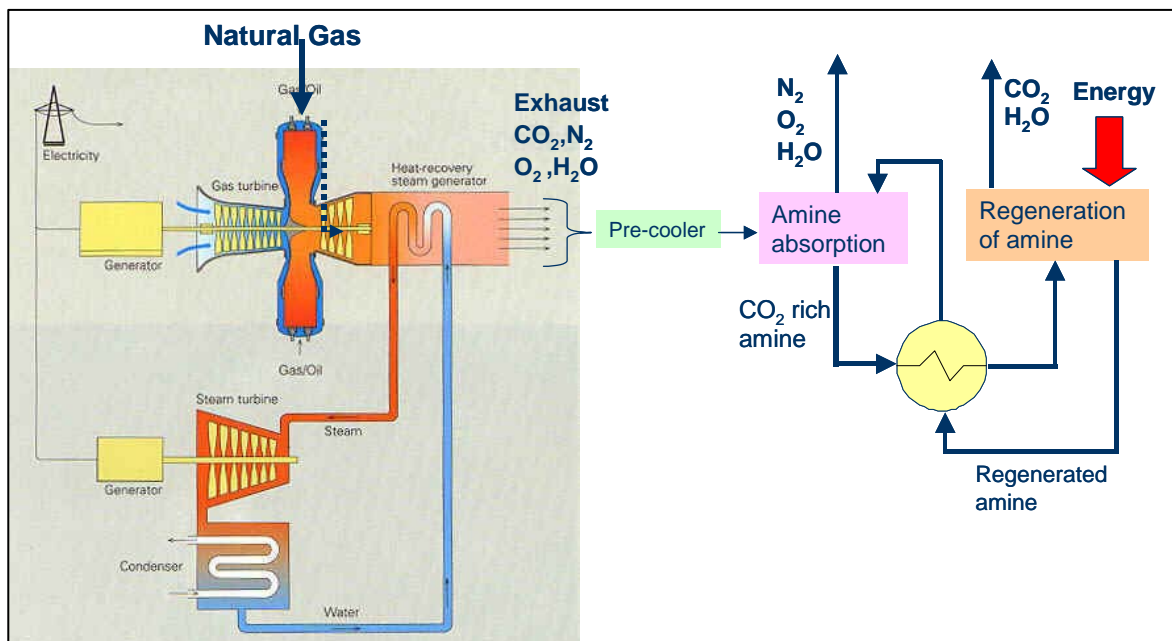
18. mars 2005

er utprøvd i praktisk drift, og har de laveste fangstkostnadene. Kostnadene er likevel altfor høye i forhold til hva som er kommersielt mulig å ta i bruk for gasskraftverk i Norge.

Teknologien er under utvikling. Det antas at nye aminløsninger i fremtiden vil kunne medføre mer energieffektivt opptak av CO₂, og dermed resultere i høyere virkningsgrad, som igjen gir ytterligere reduserte kostnader.

Fluor og Mitsubishi anses som de ledende teknologileverandører for røykgassrensing basert på aminabsorpsjon. Deres teknologier må anses som likeverdige. Man anses likevel at Fluor har kommet lengst i praktisk teknologiutvikling, da deres teknologi er demonstrert på et anlegg med gassturbin i fullskala (Bellingham i USA, hvor om lag 330 tonn CO₂/dag tilsvarende om lag 110.000 tonn CO₂/år fjernes). Et fjerningsanlegg på Tjeldbergodden vil måtte ta hånd om omlag 18 ganger større røykgassvolumer enn anlegget i Bellingham. 18 ganger oppskalering vil kreve en del nyutvikling med tilhørende usikkerhet i investeringsestimater, gjennomføring av prosjektet og om det i drift vil fungere som planlagt.

Figuren under viser prinsippet for CO₂ renseanlegg basert på røykgassrensing ved bruk av aminabsorpsjon.



Figur 2-2. Prinsippet for røykgassrensing basert på aminabsorpsjon

I SINTEFs rapport er det skissert et konsept med aminabsorpsjon for CO₂ fjerning på Tjeldbergodden basert på informasjon hentet i publikasjoner. Studien skisserer også mulige forbedringsforslag gjennom blant annet integrasjon med kraftverket i forhold til et standard frittstående aminprosessanlegg.

SINTEF har også estimert kostnadene med å bygge og drive det anlegget de har skissert for Tjeldbergodden. Kostnadsestimatene bygger i stor grad på generelt tilgjengelige kostnadstall

18. mars 2005

fra publiserte rapporter, og kontrollen av eget estimat er også gjort mot andre publiserte tall. Slike kostnadsestimater har naturlig nok en stor grad av usikkerhet, i beste fall anslått til +/- 50 %.

Kostnader for CO₂ fjerning, transport og lagring som rapporteres fra forskjellige kilder og studier har til dels store sprik, selv når samme teknologi legges til grunn. Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøkelse (GEUS) eksempelvis, rapporterer i deres temanummer nr. 2 desember 2004 "Geologisk lagring af CO₂ – et bidrag til fremtidens klimapolitik" at estimatene som rapporteres varierer mellom 235 DKK og 780 DKK tilsvarende fra om lag 250 til 850 NOK pr tonn CO₂.

Dette skyldes nok i stor grad at de fleste tall som offentliggjøres er basert på enkle ide studier ("Screening studies") og svært sjelden grundige forprosjekteringsarbeider frem til definert og dimensjonert teknisk løsning (konsept). Kostnadsestimatene er oftest basert på tilgjengelige kostnadsdata fra forskjellige offentlige kilder. Gjerne er kildematerialet fra forskjellige land med forskjellig kostnadsnivå. Etter som ingen heller har bygd denne type anlegg av en størrelse som det som skal til på Tjeldbergodden, finnes det heller ingen gode erfaringstall offentlig tilgjengelig for et slikt anlegg. Ut fra dette har nok de fleste av de kostnadsestimater som foreligger neppe en nøyaktighet som er beder enn +/- 50 % i beste fall, tilsvarende om lag det Statoil og mange andre i bransjen vil kalle et klasse A estimat. Dette forklarer nok mye av det sprik en ser i rapporterte kostnadstall fra den ene studiene til den andre. Ofte ser vi også kostnadstall offentliggjort hvor bare deler av kjeden fra fangst til lagring er med. Dette er viktig å ha klart før tall fra forskjellige rapporter sammenlignes.

For å få et sikrere bilde av kostnadene forbundet med fangst, transport og lagring av CO₂ skal det gjøres en grundig forprosjektering av et konkret anlegg.

2.1.2 Forprosjektering av konkret CO₂-fjernings anlegg tilknyttet et gasskraftverk på Tjeldbergodden

2.1.2.1 Forutsetninger og beskrivelse av konsept

Statoil har ønsket å undersøke mer konkret hvordan et mulig CO₂-fjernings anlegg kunne tilpasses og bygges i tilknytning til et kraftverk på Tjeldbergodden, og dessuten få etablert et mer konkret og realistisk kostnadsbilde for bygging av et slikt anlegg i Norge. Fluor ble derfor høsten 2004 engasjert til å gjennomføre en forprosjektering (konseptstudie) av et CO₂ fjerningsanlegg på Tjeldbergodden basert på deres egen teknologi, der det også tas hensyn til de seneste oppdateringer og erfaringer fra det anlegg de har bygget i Bellingham i USA.

Resultatene fra forprosjekteringen foreligger i rapporten "Study and Estimate for CO₂ Capture Facilities for the proposed 800 MW Combined Cycle Power Plant – Tjeldbergodden, Norway, february 2005".

I Fluors studie for CO₂-fjernings anlegget er det tatt utgangspunkt i de samme designbetingelser som er lagt til grunn for selve kraftverket. Videre er tatt med relevante forbedringsforslag fra SINTEF-studien, som ikke forutsetter videre uttesting eller videreutvikling av kraftverksturbiner, og som er signifikante med hensyn til reell forbedringsverdi.

18. mars 2005

I spesifikasjonen for selve kraftverket er det forutsatt at det skal legges til rette for å bygge et anlegg for CO₂ fjerning tett inntil kraftverket. Kraftverket er dreid 90 grader for å at slik bygging av et eventuelt CO₂ skal kunne skje enklest mulig. Kraftverket blir også spesifisert slik at det skal være mulig å oppnå integrasjonseffekter både med hensyn til kost og energieffektivitet. Et eksempel på slik integrasjon er å utnytte varme fra kraftverket for nødvendig oppvarming i CO₂ anlegget, og dermed unngå å bygge egen varmegenerering for CO₂ anlegget. Dette vil kunne oppnås selv om CO₂-anlegget etterinstalleres.

Fluor anbefaler en rensegrad på 85 % som optimal, og dette er lagt til grunn i studien. Økning av rensegrad ut over dette vil medføre at energiforbruket i CO₂ anlegget øker raskt og vil medføre at energieffektiviteten avtar vesentlig. Med disse forutsetningene har Fluor brukt et konsept som samler opp røygassen fra kraftverket og prosesserer den gjennom tre absorpsjonstog, hvoretter ren CO₂ skilles ut, trykkes og tørkes for videre transport til endelig deponering i en geologisk formasjon.

Utslipp til luft fra denne prosessen vil være resten av røygassen etter at 85 % av CO₂ er fjernet. I tillegg til at CO₂ fjernes, vil aminet også fange opp en del nitrogenforbindelser. Røygassen fra CO₂-reanseanlegget vil inneholde små mengder amin samt noe ammoniakk som genereres i reanseanlegget. Røygassen fra kraftverket inneholder betydelige mengder vann og en del av dette vil felles ut i CO₂ anlegget. Dette vannet vil inneholde forurensninger fra røygassen, men vil kunne renses og resirkuleres, evt. dreneres til sjø.

Det er ikke gjort noen vurderinger av den miljømessige betydningen av restutslippene av amin og ammoniakk i røygassen, eller av vann som slippes til sjø. Følgelig er det heller ikke tatt hensyn til eventuelle ekstrakostnader til ytterligere rensing.

En andel amin vil degradere i prosessen og kan ikke gjenvinnes, og blir dermed et avfallsprodukt som må avhendes som spesialavfall.

2.1.2.2 Virkningsgrad

Fjerning av CO₂ krever betydelige mengder energi. Det gir en lavere virkningsgrad for et kraftverk med CO₂-fjerning enn for et kraftverk uten CO₂-fjerning. Tabellen under viser en oppstilling av virkningsgrad for kraftverket på Tjeldbergodden uten og med CO₂ fjerningsanlegg.

18. mars 2005

Tabell 2-1. Virkningsgrad for kraftverk med CO₂-fangstsanlegg

Basis	Virkningsgrad %
Kraftverk uten CO ₂ fangstsanlegg	58.0
Tap i kraftverk – uttak av energi til CO ₂ anlegg	5.0
Energi for drift av utstyr i CO ₂ anlegg	2.5
Kompresjon til 100 bar	1.5
Netto virkningsgrad, kraftverk med CO ₂ fangst	49.0

En reduksjon av virkningsgraden med 9 prosentpoeng betyr at det går med 18 % mer energi (gass) for hver kWh elektrisitet som produseres og leveres til nettet. 9 prosentpoeng reduksjon i virkningsgrad er rimelig godt i overensstemmelse med det tap i virkningsgrad som også SINTEF har beregnet kan oppnås (8,4 %) ved god integrasjon av CO₂ fjerningsanlegget med selve kraftverket.

For det planlagte anlegget på Tjeldbergodden betyr den reduserte virkningsgraden at tilgjengelig elektrisk effekt reduseres fra 860 MW til om lag 725 MW ved samme gassforbruk. Det innebærer at levert elektrisitet til nettet reduseres fra om lag 7 TWh pr. år til om lag 5,9 TWh pr. år.

Fluor har lagt til grunn at CO₂ trykkes opp til 100 bar og tørkes før eksport i rørledning. Ved det trykket er CO₂ flytende. Andre studier indikerer at trykket må heves over dette, kanskje til 150 bar før transport for å unngå kostbare tilleggsinstallasjoner offshore for å få CO₂ trykket ned i den geologiske formasjonen for lagring. Det vil kreve kun litt ekstra pumpeenergi og påvirke virkningsgraden i tabell 2-1 kun ubetydelig. De ekstra kostnader til denne ene pumpen er også relativt små. Ved eventuell injeksjon av CO₂ i et oljereservoar, kan det være behov for enda større trykk, enten fra land eller ved ekstra kompresjon ute på den aktuelle plattformen.

2.1.2.3 Kostnader

Fluor har i sin forprosjektering av det konkrete CO₂ fjerningsanlegg på Tjeldbergodden både dimensjonert og listet opp alle utstyrskomponenter som vil inngå i et ferdig anlegg. Komplette arrangement planer er utarbeidet osv. På dette grunnlag har Fluor innhentet konkrete priser i markedet fra potensielle leverandører av hovedutstyrskomponenter. I tillegg har de benyttet data fra egen database og erfaringstall fra bygging av Fluors anlegg i Bellingham, USA. Bellingham-anlegget ble bygget på 90-tallet, og det er tatt høyde for den teknologiutvikling som har skjedd etter det tidspunktet.

Fluor er for øvrig leverandør av byggeprosjekter verden over, og de var også utbygger for det opprinnelige metanolanlegget på Tjeldbergodden. Fluor er dermed godt kjent med norsk kostnadsnivå og andre forskjeller mellom å bygge i Norge og å bygge andre steder i verden. På denne bakgrunn antas det at Fluors kostnadsberegninger har en betydelig større nøyaktighet enn de beregningene som er presentert i andre rapporter, som for eksempel SINTEFs rapport. Statoil vurderer Fluor sitt estimat til å være omtrent på nivå med et Statoil klasse C estimat, tilsvarende en usikkerhet på om lag +/- 30 %. Det er et gjennomarbeidet og konkret estimat for et slikt anlegg plassert i Norge, og vi kjenner ikke til at tilsvarende prosjektering er foretatt tidligere for anlegg i Norge.

18. mars 2005

Kostnadsoppsettet i denne utredningen er basert på Fluors estimat, korrigert med Statoils egne tall for tomteopparbeidelse. Kostnader til byggherre og ekstra usikkerhet ved at dette er et anlegg av en størrelse som ikke er blitt bygget tidligere, er ikke lagt til. Dette tilsier at usikkerheten totalt sett likevel kan være større enn de anslåtte +/- 30 %. For å komme frem til et kostnadsestimat med usikkerhet på +/- 20 % kreves et betydelig antall ingeniørtimer og betydelige kostnader i detaljprosjektering av anlegget.

Tabellen under viser oppsummert den estimerte investeringskostnad for et anlegg for fjerning av CO₂ fra røykgassen fra et planlagt gasskraftverk på Tjeldbergodden. Total byggekostnad på 3370 mill NOK tilsvarer om lag 80 % ekstra investeringer ut over de om lag 4200 mill NOK som selve kraftverket alene er beregnet å ville koste.

Tabell 2-2. Investeringskostnader for CO₂-fangstsanlegg (Millioner NOK)

Kostnadselement	Kostnad
Deler og utstyr	930
Byggearbeider	1250
Tomt, prosjektering, mm	510
Uforutsett og usikkerhet	680
Total byggekostnader	3370

I Fluors rapport oppgis forbrukstall på energibruk, hjelpestoffer osv, og disse er basis for etablering av driftskostnader, sammen med Statoils egen modell for etablering av driftskostnader. Tabellen under viser oppsummert driftskostnadene for CO₂ anlegget.

Tabell 2-3. Drifts og vedlikeholdskostnader for CO₂-fangstsanlegg (millioner NOK/år)

Element	Kostnad
Bemanning, vedlikehold	120
Kjemikalier, etc.	50
Skatt og forsikring	30
Energikostnader	240 – 400 *
Totalt	440 - 600

* Energikostnadene avhenger av gassprisen, og er her angitt for et variasjonsspenn på 0,60 -1,40 NOK/Sm³ gass.

Fluor har forprosjektert et optimalt CO₂ fangstanlegg med god varmeintegrasjon med gasskraftverket. Det innebærer at energi til CO₂ fangstanlegget tas fra kraftverket i form av varme og elektrisitet. Det er denne energikostnaden som er inkludert som energikostnader for CO₂-fjerningsanlegget i tabell 2-3. Dette er en mer energieffektiv og økonomisk måte å skaffe energi til drift av CO₂ fangstanlegget enn om det skulle etablere sin egen energikilde. Det vises for øvrig til kapittel 2.1.2.2 foran hvor det er vist at et kraftverk med CO₂ fangstanlegg bruker 18 % mer energi for kWh elektrisitet som blir produsert og levert til nettet enn et gasskraftverk uten CO₂ håndtering.

18. mars 2005



Figur 2-3. Montasje som viser CO₂-fangstsanlegg på tomte vest for (til høyre for) kraftverket.

2.2 Transport av CO₂

Transport i rørledning er nødvendig for å transportere CO₂ til en passende geologisk struktur hvor CO₂ kan lagres, eventuelt til et felt som kan nyttiggjøre CO₂ til økt oljeutvinning.

Skip kan være et godt egnet alternativ for å hente CO₂ fra mindre, spredte kilder eller kilder som ligger så langt borte at rør ikke er et alternativ. Som regel vil det da være en forutsetning at det etableres et mellomlager for CO₂ før transport i rør ut til lager/oljefeltene

Det er lang erfaring med transport av CO₂ i rør over lange avstander på land i forbindelse med CO₂ prosjekt i USA og Canada. Det finnes enda ikke erfaring med transport av store volumer CO₂ i rørledninger på havbunnen, men denne teknologien blir utprøvd for første gang i verden når Snøhvit feltet kommer i drift i 2006.

2.2.1 Transportløsninger og transportkostnader i tidligere studier

I forbindelse med at Statoil i 2003 gjennomførte en studie for å se på mulighetene for å benytte CO₂ for å øke oljeutvinningen fra Gullfaksfeltet i Nordsjøen, ble det også sett på ulike transportløsninger for CO₂. Transport av CO₂ fra kilden til injeksjonsstedet (i dette tilfellet Gullfaks) gjennom rørledning eller ved hjelp av spesialbygde skip, ble vurdert.

Beregningene som ble gjort for Gullfaks viste at en ville oppnå de laveste kostnadene ved å hente CO₂ fra store enkeltkilder via en enkelt lasteplass, og at transport i rørledning til lagringssted/oljefelt (i dette eksemplet Gullfaks) ville være økonomisk mer fordelaktig enn

18. mars 2005

transport med skip. Skipstransport kan ha en rolle for å moderere leveranseprofilen, siden CO₂-kilden og oljefeltet sjelden vil passe overens med hensyn til leveringstid og – mengde.

Et av de studerte alternativene gjaldt transport av CO₂ fra et tenkt stort kraftverk på Vestlandet i rørledning til Gullfaks. Investeringskostnadene for en 160 km lang rørledning (16") ble anslått til 0,99 milliarder NOK, mens driftskostnadene ble anslått til 10 millioner kroner pr. år.

2.2.2 *Transportløsninger og -kostnader for CO₂ fra Tjeldbergodden*

På oppdrag av Statoil har SINTEF gjennomført en studie for å vurdere mulige løsninger og kostnader for transport av CO₂ fra Tjeldbergodden fram til sluttlagringssted offshore. Resultatene er presentert i samme rapport som referert til foran.

Det er som et eksempel tatt utgangspunkt i at CO₂ injiseres på Draugen-feltet, og det er sett både på transport med skip og transport i rørledning. Rørledningstransport viste seg også her å være mest fordelaktig, både med hensyn til kostnadseffektivitet og energieffektivitet.

For det planlagte kraftverket på Tjeldbergodden er det satt av et område på 170 x 100 m for et evt. framtidig CO₂-fangstsanlegg. Ved behov er det fullt mulig å utvide dette arealet. Det er i SINTEF-studien antatt at fasiliteter for kompresjon og flytendegjøring av CO₂ vil bli plassert innenfor dette området, og at de vil legge beslag på et areal på ca 50 x 50 m. I Fluor- studien er kompresjon av CO₂ tatt med som del av CO₂ -fjerningsanlegget.

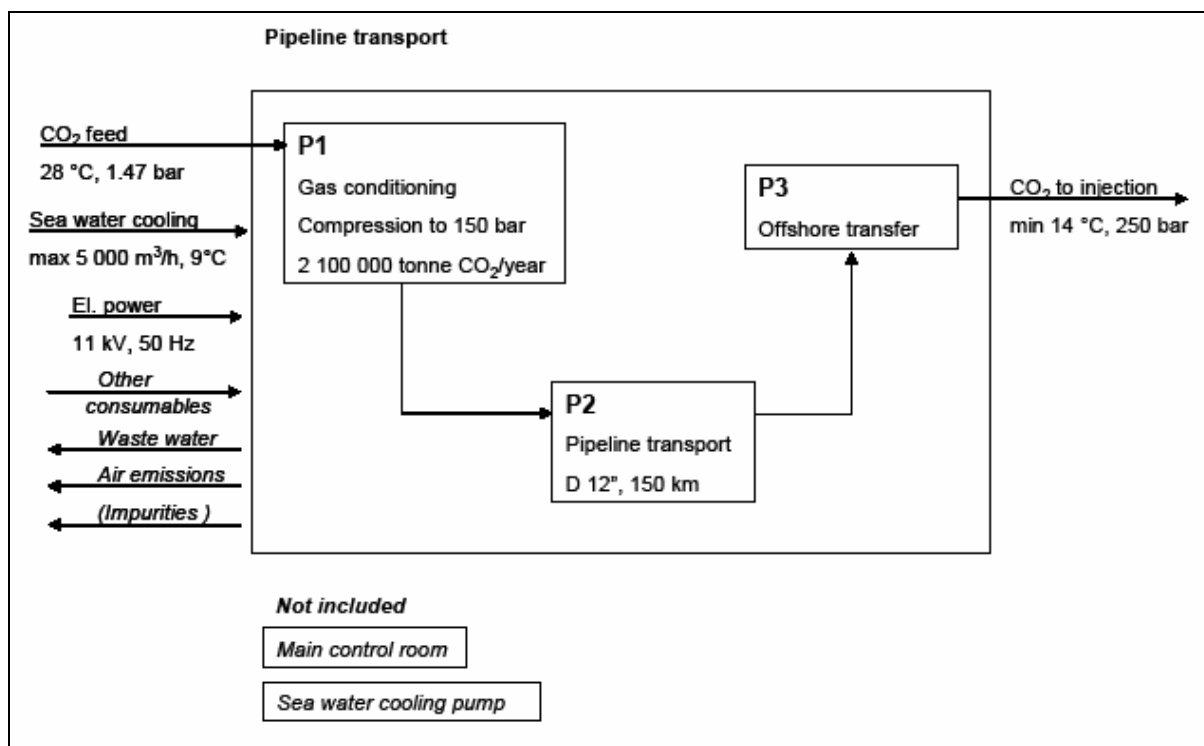
Avstanden mellom Tjeldbergodden og eksempelvis Draugen er ca 135 km seilingsdistanse, og antatt rørledningstrasé vil være ca 150 km langs en rørledningstrase. Se Figur 2-4.



Figur 2-4. Antatt rørledningstrasé mellom Tjeldbergodden og Draugen

Det er lagt til grunn en årlig transport av 2,1 millioner tonn CO₂ fra Tjeldbergodden gjennom en rørledning med diameter 12". Før eksport fra land økes trykket til 150 bar, og ute på feltet skjer det en ytterligere trykkøkning til 250 bar før injeksjon i reservoaret. Se Figur 2-5.

18. mars 2005



Figur 2-5. Avgrensning av et mulig transportsystem for CO₂ fra Tjeldbergodden. (SINTEF)

Investeringskostnadene knyttet til rørledningstransport av CO₂ fra Tjeldbergodden til Draugen er i SINTEF-rapporten kalkulert til 694 millioner NOK, mens årlige driftskostnader er kalkulert til 14 millioner NOK. I disse tallene er ikke inkludert kostnader til kompresjon, tørking og kjøling av gassen før transport. Slike kostnader er tatt med i kostnadsestimatet fra Fluor for CO₂-fangst anlegget. Kostnader til fasiliteter ute på feltet for injisering av CO₂ i undergrunnen er heller ikke inkludert..

Erfaringstall fra Statoil tilsier at kostnadene for rørledningen er noe lavt estimert i SINTEF-rapporten. Basert på Statoils tidligere Gullfaks-studie vurderes om lag 1000 mill NOK for rørledningen å være mer realistisk enn 694 millioner NOK..

2.3 Lagring av CO₂

Forutsatt at det finnes en høvelig formasjon, vil CO₂ kunne lagres i undergrunnen. Utsira-formasjonen i Nordsjøen er en slik formasjon. Dessuten vil det i de fleste petroleumbassenger være mulig å finne egnede lagringsformasjoner.

For øvrig synes ikke tilgangen på egnede lagringsformasjoner å være noen begrensning. På initiativ av Danmarks og Grønlands geologiske undersøkelser (GEUS) ble et kartleggingsprosjekt kalt GESTO (Geological Storage of CO₂ from Combustion of Fossil Fuel) etablert i 199 med henblikk på å bestemme den geologiske lagringskapasitet i Europa. EU støttet prosjektet. Resultatene fra studien indikerer at det alene i Danmark kan finnes høvelige formasjoner som kan ta imot 16.000 millioner tonn CO₂, noe som tilsvarer Danmarks

18. mars 2005

samlede Kyoto-forpliktelser i ca 1300 år og stort nok til å ta CO₂ fra alle identifiserte store punktkilder i Danmark i 575 år. Tilsvarende ble lagerkapasiteten i undergrunnen under de tre landene Tyskland, Storbritannia og Holland estimert til å kunne ta alle deres punktkilder i over 100 år. (Kilde: GEUS, Temanummer nr 2 desember 2004 "Geologisk lagring af CO₂ - et bidrag til fremtidens klimapolitik".)

Lagringsløsninger vil i tillegg til rørledning og eksportfasiliteter på land kreve investeringer til brønn(er) og brønnramme(r) på lagringsstedet/feltet.

For Snøhvit er det kalkulert at kostnadene knyttet til brønn for injeksjon og lagring ute på feltet utgjør 350 millioner NOK. Dette inkluderer kostnader til brønn og brønnramme. Drift og vedlikehold av brønnen er estimert til 5 mill NOK/år. Det presiseres at slike kostnader i stor grad er feltspesifikke, og ikke uten videre kan overføres til andre felt.

Fangst og lagring av CO₂ er et klimatiltak med en betydelig kostnad. De bedriftsøkonomiske inntekstmulighetene er sparte kostnader til kjøp av CO₂-kvoter i et framtidig kvotehandels-system, og eventuelt innspart CO₂-avgift der slik avgift er pålagt. Eventuell lagring i reservoar med økt oljeutvinning representerer dessuten en mulig tilleggsinntekt.

2.4 Samlede kostnader for fangst, transport og lagring, uten EOR

På bakgrunn av det som er vist ovenfor blir de samlede kostnadene for håndtering av CO₂ fra gasskraftverket på Tjeldbergodden slik som vist i tabell 2.4:

Tabell 2-4. Samlede kostnader for CO₂-håndtering, uten EOR.

	Investering, mill NOK	Driftskostnader, mill NOK/år
CO ₂ -fjerningsanlegg inklusive kompresjon og tørking av CO ₂	3370	440 – 600 **
Rør	700	15
Brønn *	350	5
Totalt	4420	460 - 620

*Tall basert på erfaringer fra Snøhvit. Ikke uten videre overførbare til andre felt.

**Tallet 440 – 600, ref. tabell 2-3 i kapittel 2.1.2.3 foran

Konseptet som er kostnadsestimert innebærer at nødvendig varmeenergi for CO₂-fangst anlegget hentes ut fra kraftverket, og det er denne energikostnaden som er inkludert i driftskostnadene for CO₂-fjerningsanlegget vist ovenfor.

Å hente varmeenergien fra kraftverket har vist seg mer kostnadseffektivt enn å installere en egen gassfyrte kjel for CO₂-anlegget.

Tallene ovenfor viser at investeringsbehovet for kraftverk med CO₂ håndtering fordobles i forhold til bygging av kraftverket uten CO₂ håndtering.

Basert på kostnadstallene vist ovenfor, og med de forbehold som er nevnt, kan sammenhengen mellom gasspriser og produksjonskostnader pr kWh og pr. tonn CO₂ illustreres slik som vist i tabell 2.5.

18. mars 2005

Tabell 2-5. Sammenheng mellom tenkte gasspriser til kraftverk på Tjeldbergodden og tilhørende produksjonskostnader pr kWh elektrisitet eller pr. tonn CO₂

Eksempler på gasspris til kraftverket	Produksjonskostnad for elektrisitet, uten CO ₂ anlegg IRR 9% e. skatt	Produksjonskostnader for CO ₂ -anlegg pr. kWh, eller pr. tonn CO ₂ (7% f. skatt)	Produksjonskostnader for CO ₂ -anlegg pr. kWh, eller pr. tonn CO ₂ (9% e. skatt)
60 øre/Sm ³	22 øre/kWh	+15 øre/kWh 410 NOK/tonn CO ₂	+18 øre/kWh 480 NOK/tonn CO ₂
80 øre/Sm ³	27 øre/kWh	+16 øre/kWh 440 NOK/tonn CO ₂	+18 øre/kWh 500 NOK/tonn CO ₂
115 øre/Sm ³	32 øre/kWh	+17 øre/kWh 460 NOK/tonn CO ₂	+19 øre/kWh 530 NOK/tonn CO ₂
140 øre/Sm ³	37 øre/kWh	+18 øre/kWh 490 NOK/tonn CO ₂	+20 øre/kWh 560 NOK/tonn CO ₂

Kolonne tre i tabellen viser også den økte produksjonskostnad man vil ha for et CO₂ renseanlegg dersom man legger et typisk samfunnsøkonomisk avkastningskrav på 7 % før skatt til grunn.

En kommersiell aktør vil måtte ta sin investeringsbeslutning ut fra en etter skatt CO₂betraktning. I tillegg vil en kommersiell aktør normalt kreve en høyere avkastning på investert kapital for å gjenspeile den spesifikke prosjekt risiko og alternative anvendelse av kapital. I dette eksemplet er det derfor benyttet 9 % etter skatt som uttrykk for hva en kommersiell aktør typisk ville ha krevd for å gå inn i prosjektet (kolonne fire i tabellen). I tabellen forutsettes det for øvrig at hele CO₂ kjeden beskattes etter norske selskapsskatteregler. Dersom hele eller deler av kjeden pålegges petroleumsbeskatning, vil regnestykket bli annerledes etter skatt.

Tabellen viser at råstoffprisen/gassprisen påvirker produksjonskostnadene betydelig. Både produksjonskostnader uten CO₂ håndtering og kostnadene for CO₂ -håndtering øker med økende gasspris. Sammert vil produksjonskostnadene med CO₂-fangst, transport og lagring være 55 % til 80 % høyere enn produksjonskostnadene uten CO₂ -håndtering; lavest relative påslag ved høyeste gasspris.

Markedspris for gass varierer blant annet med oljeprisen, og slik sett vil også oljeprisen påvirke både produksjonskostnadene for strøm og kostnadene for fjerning og lagring av CO₂. Litt avhengig av hvilke olje- og gasspriser en tror på i fremtiden, kan en med utgangspunkt i tabellen legge til grunn at CO₂ håndtering vil øke produksjonskostnadene med gjennomsnittlig om lag 70 %. Bruker vi et gjennomsnittstall på om lag 500 kroner pr tonn CO₂ eller 18 øre/kWh, så representerer CO₂ håndteringen en ekstra utgift for kraftverket over 1 milliard kroner i året.

18. mars 2005

Økningen i produksjonskostnader regnet i øre/kWh (tabell 2-5) er noe lavere enn tidligere indikert. Denne positive utviklingen skyldes primært at Fluor har optimalisert anlegget gjennom god integrasjon med kraftverket, og at en har tatt hensyn til den siste teknologiske utvikling. Det innebærer bl.a. at en har beregnet en optimistisk virkningsgrad på hele 49 % som er kun 9 prosentpoeng lavere enn virkningsgraden for kraftverket uten CO₂ fangst. Det er flere prosentpoeng bedre enn hva som tidligere ble antatt var mulig. Det betyr mindre ekstra gassforbruk enn det som tidligere er antatt. Likevel vil gassforbruket for hver kWh som produseres og leveres på nettet fortsatt være 18 % høyere med CO₂ håndtering enn uten CO₂-håndtering, jfr. kapittel 2.1.2.2..

Legger en estimatet fra Gullfaks-studien til grunn for røret, om lag 1 milliard NOK i stedet for 700 mil NOK (jfr. merknad til tabell 2-4 i kapittel 2.2.2), vil kostnadene pr. tonn CO₂ øke med om lag 10 kr, noe som tilsvarer om lag 0,5 øre økning pr kWh produsert strøm i forhold til tallene i tabell 2-5.

Til sammenligning skal nevnes at SINTEF-studien, som er referert til i kapittel 2.1.1, viser en fjerningskostnad for CO₂ uten kompresjon på omlag 417 kroner pr tonn CO₂. Med kompresjon, transport omlag 150 kilometer offshore, for eksempel til Draugen, og lagring blir kostnadene 517 kroner pr tonn CO₂ i følge SINTEF studien. Som tidligere nevnt er kostnadstallene i SINTEF basert på generelt tilgjengelige kostnadsdata og kan ikke betraktes som like velfunderte og nøyaktige som Fluor studien. SINTEF- studien har heller ikke beregnet avhengigheten i forhold til gass eller oljepris.

2.4.1 Inntektsmuligheter

Samlede kostnader for CO₂ -håndtering slik det er vist i kapitlet foran overstiger langt de inntekter man i dag kan forutse vil være mulig å oppnå på CO₂-kvotemarkedet på mange år. Et gasskraftverk på Tjeldbergodden med CO₂ fjerning, er på dette grunnlag ikke økonomisk gjennomførbart, med mindre det finnes andre betydelige inntekstkilder, eller at myndighetene er villige til å betale for ekstrakostnadene for CO₂ fjerning.

De fleste analytikere tror at kvoteprisene gradvis vil øke med årene. Med systematisk langsiktig satsing på teknologiutvikling er det grunn til å tro at kostnadene for CO₂ fangst vil bli betydelig redusert over tid. Når kostnader for fangst, transport og lagring blir lik kvoteprisene, vil det være bedriftsøkonomisk mulig å installere fjerningsanlegg. Statlig støtte og/eller betalingsvilje for CO₂ levert til felt for økt oljeutvinning vil kunne bedre lønnsomheten.

2.5 Bruk av CO₂ for å øke oljeutvinningsgraden (EOR- Enhanced Oil Recovery)

Som nevnt ovenfor kan en tilleggsinntektskilde for CO₂ være salg til et produksjonsfelt som kan oppnå økt oljeutvinning ved injeksjon av CO₂ i reservoaret. Et oljefelt som starter med CO₂ injeksjon for økt oljeutvinning vil ha behov for stabil levering av store CO₂ volumer i en relativt kort periode, anslagsvis 5-10 år for et middels stort oljefelt. Langtidsregularitet er viktig for oljefeltet, mens dag til dag regularitet normalt vil kunne håndteres ved at feltet injiserer vann istedenfor CO₂ (WAG, Water Alternating Gas).

18. mars 2005

Et gasskraftverk som drives som grunnlastverk vil gi god regularitet for EOR- formål. På den annen side vil et gasskraftverk bli prosjektert for å kunne drives kontinuerlig i flere tiår, og ha behov for lagring av fjernet CO₂ i en vesentlig lenger periode enn 10 år.

Hvorvidt CO₂ injeksjon for økt oljeutvinning (EOR – Enhanced Oil Recovery) kan bli et lønnsomt prosjekt avhenger blant annet av:

- Kostnader pr. tonn CO₂ levert til feltet
- Kostnader til injeksjon i et produserende reservoar (ombygninger på offshore installasjoner, driftskostnader)
- Ekstra inntekter fra økt oljeutvinning
- Forsinket nedstenging av installasjoner og kostnader til fjerning
- Kvoteinntekter generert gjennom CO₂-lagring

I USA er det mer enn 30 års erfaring med CO₂ injeksjon i noen oljefelt på land. CO₂ til dette formål i USA har hittil stort sett vært hentet fra naturlig forekommende CO₂ -lagre i undergrunn av vulkansk opprinnelse. Erfaringene er stort sett gode, etter en del initielle problemer med blant annet korrosjon. Ekstra oljeutvinning varierer fra 7-15 % av de opprinnelige tilstedeværende oljemengdene, sammenlignet med hva vanninjeksjon kunne gi. Feltene i USA, og andre land som har CO₂ injeksjon, har imidlertid produksjonsegenskaper som i gjennomsnitt skiller seg vesentlig ut i forhold til feltene på norsk sokkel. Det gjør direkte erfaringsoverføring vanskelig.

Studier som er gjort på felt i Nordsjøen; Gullfaks, Ekofisk, Brage og Forties, for å nevne noen, viser at CO₂ injeksjon ikke gir like god effekt. Felt på norsk sokkel har generelt gode produksjonsegenskaper, og dermed få brønner med stor avstand mellom injeksjons- og produksjonsbrønnene. God respons på CO₂ injeksjon forutsetter høy brønntetthet. De fleste av feltene i Nordsjøen har også hatt mer aktive planer for gass- og vanninjeksjon, slik at en større del av oljen allerede er produsert når CO₂ blir vurdert som tilleggsmetode. Det gjør at for norsk sokkel blir EOR-potensialet vurdert som lavere, og estimatene for ekstra utvinning er beheftet med atskillig usikkerhet.

Gasskraftverket på Tjeldbergodden alene vil slippe ut om lag 2,5 millioner tonn CO₂ pr år, eller ca 50 millioner tonn over en levetid på 20 år. Med en fangst på 85 %, (som er lagt til grunn i Fluor-studien som er omtalt ovenfor), ville Tjeldbergodden-kraftverket i denne perioden kunne levere ca 42 millioner tonn CO₂ til EOR-formål (2,1 millioner tonn pr år). Til sammenligning ble det i Gullfaks studien fastslått et behov på minst 5 millioner tonn CO₂ årlig.

Under forutsetning av at Statoil beslutter gjennomføring av Energiverk Mongstad er det også der et potensial for å kunne fange noe over 2 millioner tonn CO₂ pr år fra energiverket og fra crackeren på raffineriet. Kostnaden for slik fangst må antas å ville bli i samme størrelsesorden som ovenfor beskrevet for Tjeldbergodden. Det finnes få andre store enkeltkilder med CO₂-utslipp i Norge. Generelt er det en utfordring at storskala bruk av CO₂ til EOR krever større mengder CO₂ enn det som realistisk kan fanges og transporteres fra norske kilder. Mesteparten av det CO₂-volumet som skal til for å ta ut en større del av det samlede potensialet for øket oljeutvinning i Nordsjøen må således mest sannsynlig måtte importeres fra utlandet. Potensialet

18. mars 2005

for oljegyvinning offshore er forøvrig svært avhengig av oppstartstidspunkt og tilgjengelige CO₂-volumer.

Før et felt kan starte CO₂-injeksjon må det foretas betydelige ombygninger på installasjonene. I noen tilfeller må det installeres en ny plattform for å få plass til nødvendig prosessanlegg og utstyr. CO₂ som injiseres vil etter hvert komme i kontakt med det vannet som produseres sammen med oljen og således sirkuleres tilbake til plattformen. CO₂ i vann danner en svak syre med etsende/korroderende effekt. Materialer som kommer i kontakt med CO₂ og vann vil derfor måtte være av rustfritt stål eller ha en overflatebehandling med samme effekt, og store utskiftninger av rør, tanker og utstyr er ofte nødvendig. Totale investeringer for å forberede installasjonene vil bli store.

Som en oppfølging av Stortingsmelding 38 (2003-2004) "Om petroleumsvirksomheten" har Oljedirektoratet (OD) på oppdrag fra Olje- og energidepartementet (OED) under utarbeidelse en rapport som omhandler injeksjon av CO₂ for økt oljeutvinning på norsk sokkel. Petoro, Statoil, Norsk Hydro, ConocoPhillips og Norske Shell har deltatt i en arbeidsgruppe for utarbeidelse av denne rapporten, som ventes å foreligge over påske 2005. I denne rapporten vil det være benyttet flere felteksempler for å belyse kostnader og inntekter gjennom hele kjeden: fangst, transport og injeksjon med EOR, og man vil der også se på mulighetene for tilrettelegging og samordning av infrastruktur for CO₂ til EOR til flere felt.

I det følgende omtales kort vurderinger gjort for hhv. feltene på Haltenbanken og Gullfaksfeltet i Nordsjøen.

2.5.1 Vurderte muligheter for bruk av CO₂ for EOR-formål på Haltenbanken

I 2002 ble det gjort en foreløpig vurdering av hvilke felt på Haltenbanken som kan være aktuelle for CO₂-injeksjon for å øke oljeutvinningen. Som støtte for disse vurderingene ble det innhentet erfaringsmateriale fra andre felt der CO₂-injeksjon er gjennomført, de fleste av disse i USA.

Oljefeltene på Haltenbanken ble vurdert og kategorisert med hhv. lovende, moderat og lavt potensial for CO₂-injeksjon. De lovende kandidatene omfattet Heidrun, Norne og Draugen. Disse feltene har blitt studert nærmere gjennom reservoarsimuleringer, eller gjennom innhenting av data fra tidligere studier.

Draugen er lokalisert tett opp til Haltenpipe, og ble vurdert i løpet av produksjonsperioden å være i stand til å ta mot all CO₂ generert i et gasskraftverk på Tjeldbergodden. Injeksjonsstudier gjennomført av Shell er lovende, men potensialet må fastlegges gjennom ytterligere studier.

På Heidrun og Norne viser de allerede gjennomførte studiene at CO₂-injeksjon vil føre til økt oljeutvinning sammenlignet med injeksjon av hydrokarbongass eller vann. På den annen side vil slik injeksjon medføre at den produserte gassen blir forurenset av CO₂, og dermed vil det være nødvendig å separere CO₂ fra salgsgassen for å overholde salgsgassspesifikasjonene. Dette innebærer store kostnader. For Heidrun alene vil det sannsynligvis dreie seg om kostnader på

18. mars 2005

flere milliarder NOK. For Nornes vedkommende vil det kunne bli nødvendig med et nytt produksjonsanlegg for å få dette til.

Teknisk sett vil det være mulig å etablere et system med transport av CO₂ fra Tjeldbergodden ut til et eller flere av feltene på Haltenbanken for injeksjon i oljereservoarer. De foreløpige vurderingene tyder også på at dette vil kunne gi en moderat økt oljeutvinning. Hvor stor denne effekten vil være vil kreve relativt omfattende studier.

På bakgrunn av studien som ble gjennomført i 2002 har Statoil innledet et samarbeid med A/S Norske Shell, Hydro og Aker Kværner med sikte på å gjennomføre en komplett CO₂ verdikjede studie, som inkluderer fangst av CO₂ på Tjeldbergodden samt transport til og injeksjon i feltene Draugen og Heidrun. Innledende studier er gjennomført i 2004, der hovedfokus har vært på beskrivelse av topside utstyr og reservoarforhold for hhv Draugen og Heidrun.

Det er tatt initiativ til å videreføre dette arbeidet for å framskaffe et bedre grunnlag for å vurdere potensialet knyttet til bruk av CO₂ for EOR-formål i de aktuelle feltene. Resultatene fra dette arbeidet forventes å foreligge i løpet av 2007. Arbeidet støttes av Norges Forskningsråd.

2.5.2 Eksempel fra Gullfaks-studien ang. bruk av CO₂ for EOR-formål

Gullfaks er ved siden av Ekofisk så langt vurdert som det feltet der CO₂-injeksjon kan ha størst positiv effekt på utvinningen. I 2003 gjennomførte Statoil på vegne av lisenspartnerne relativt omfattende økonomiske beregninger for bruk av CO₂ for økt oljeutvinning fra Gullfaks. Da det ikke er gjort tilsvarende grundige studier for felt på Haltenbanken, omtales noen resultater fra Gullfaksstudien her som et eksempel på hvilke betraktninger som må legges til grunn ved vurdering av hvorvidt CO₂ for EOR-formål kan bli lønnsomt.

På Gullfaksfeltet benyttes vanninjeksjon allerede i dag i stor grad for økt oljeutvinning. Statoil la til grunn at CO₂-injeksjon utføres som et mulig tillegg til økt vanninjeksjon, og det ble gjort beregninger for injeksjon av henholdsvis 2,2 millioner tonn CO₂ og 5 millioner tonn CO₂ pr. år i en tiårsperiode fra 2008. Det ble forutsatt at tilbakeprodusert CO₂-rik gass deretter skulle injiseres tilbake i reservoaret i ytterligere 10 år. Tapte salgsinntekter fra forurenset gass ble tatt med som kostnader i regnestykket

2,2 millioner tonn var det volumet som ble vurdert som teknisk mulig å kunne gjenvinne fra et energiverk på Mongstad (Energiverk Mongstad) pluss crackeren i raffineriet. Ved 5 millioner tonn måtte resterende mengde CO₂ eventuelt bli importert fra andre kilder i inn- eller utland. Studien viste at for Gullfaksfeltet var betalingsevnen omtrent lik 0 for det minste injeksjonsvolumet, ved en oljepris på 21 USD pr. fat. Ved en oljepris på 30 USD pr. fat var betalingsevnen 100 NOK pr tonn CO₂ levert ved et knutepunkt på feltet. Det antatte mengdepotensialet for økt oljeutvinning med CO₂ er redusert siden den gang, mens oljeprisforventinger er justert noe opp. Virkning på betalingsevnen er derfor usikker, men den antas å være noe redusert. Investeringer og driftskostnader var riktig nok mindre ved dette minste volumet enn det store volumet, men til gjengjeld var effekten i form av økt oljeutvinning svært liten.

18. mars 2005

Nåverdiberegninger for Gullfaks alene, med CO₂ fra norske kilder, har så langt vist at det er vanskelig å få prosjektøkonomi i et første CO₂ prosjekt. Selv med prisforutsetninger fra nasjonalbudsjettet 2005 (NB 2005), dvs. ca 27 \$/fat fra 2010+, har Gullfaks vist betydelig negativ nåverdi.

I juni 2004 konkluderte Gullfaks lisensen med at CO₂ – injeksjon ikke er prosjektøkonomisk lønnsomt, såfremt det ikke kommer vesentlige endringer i de økonomiske rammebetingelsene.

2.5.3 *Samlet vurdering av EOR på norsk sokkel*

Så langt har analysene vist at et felt ikke alene kan løfte et CO₂ prosjekt uten oljepriser betydelig over NB2005-prisene. Til det er investeringene i fangst og transport-infrastruktur for store for et felt. Gullfaks trenger eksempelvis kun CO₂-import i 10 år, mens rørledninger og fangstanlegg har en levetid på 25 -50 år.

De gasskraftverk og andre kilder som eventuelt skal levere CO₂ har også en levetid på flere tiår, og ved et eventuelt krav om CO₂ -håndtering må de sikres varige avsetningsmuligheter for CO₂.

For at bruk av CO₂ for EOR skal kunne bli lønnsomt, synes det nødvendig å legge til grunn fangst og oppsamling av CO₂ fra mange kilder og etablering av et distribusjonsnett for injeksjon av CO₂ i mange forskjellige felt. Dette kan ikke Tjeldbergodden-prosjektet alene få vurdert, heller ikke Statoil. Det vil videre være meget utfordrende å få på plass de kommersielle avtaler som er nødvendige mellom aktørene i et nettverk for CO₂ fangst, -transport og -lagring. Aktørene er svært forskjellige, med ulike behov og krav til timing.

Potensialet ved slike løsninger vil bli belyst i den OD-studien som er referert til ovenfor, og som vil foreligge innen kort tid.

Det forventes at kostnadene, spesielt for fangst av CO₂ vil reduseres over tid. Det er videre godt mulig at CO₂ kvotekostnaden vil øke. Men, i samme periode vil det tekniske potensialet for økt oljeproduksjon fra CO₂-injeksjon reduseres. Med andre ord, det kan lønne seg å vente, men det kan bli for sent til å oppnå økt oljeutvinning.

En forutsetning for at bruk av CO₂ for EOR-formål på norsk sokkel skal bli en realitet, er at en finner tilfredsstillende løsninger i forhold til følgende utfordringer:

- CO₂-injeksjon er teknisk krevende og konkurrerer med andre metoder for økt oljeutvinning
- Mangel på tilgang til store og billige CO₂ volumer, gjør at import av CO₂ fra utlandet vil bli nødvendig
- Kostnadene for fangst, transport og injeksjon av CO₂ er store. Kostnader for fangst må reduseres og kvalifiseres gjennom målrettet F&U innsats
- CO₂ til EOR møter pr. i dag ikke selskapenes krav til prosjektøkonomi
- Infrastruktur for transport, inklusive eventuelle mellomagre for skipstransport, må tilrettelegges og samordnes. Statlig eierskap med betydelig risikovilje vil være nødvendig

18. mars 2005

- I perioder der felt som trenger CO₂ til økt utvinning ikke kan ta unna de volumene som kildene daglig har behov for å deponere på akseptert vis, vil det være behov for alternative lagringsmuligheter
- Beslutningsprosessen mellom ulike aktører i kjeden, med ulike behov, vurderinger og tidsmessig behov for CO₂ salg/mottak vil være krevende
- Antagelser om oljepris, effekt av EOR-tiltak, avkastningskrav og fangstkostnader er de mest sentrale sensitiviteter

2.6 Oppsummering CO₂-håndtering

Teknologi for fangst av CO₂ fra eksosgass eller fra brenselet til gasskraftverk er kommersielt tilgjengelig i dag. Med kommersielt tilgjengelig menes i denne sammenheng at det finnes leverandører som kan levere/bygge slike anlegg med nødvendige garantier for driftssikkerhet m.m, forutsatt at det gjøres en massiv innsats på teknologiutvikling.

Teknologien er imidlertid svært kostbar, og et gasskraftverk på Tjeldbergodden med CO₂-fangstanlegg vil ikke være kommersielt realiserbart i dag eller i overskuelig framtid.

Kostnader til transport og lagring kommer i tillegg til kostnadene for CO₂-fangst. Samlet er disse kostnadene langt høyere enn det en kan få betalt gjennom salg av CO₂ kvoter.

Bruk av CO₂ for å øke oljeutvinningen vil representere en inntektsmulighet. De samlede kostnadene knyttet til fangst, etablering og drift av infrastruktur for transport, samt injeksjon av CO₂ for EOR-formål er imidlertid så høye at ingen kjente prosjekter på norsk sokkel vil kunne bli lønnsomme alene, uten en oljepris langt over gjeldende prisforutsetninger (NB2005)

Det er identifisert muligheter for kostnadsbesparelser, men ny teknologi med vesentlige kostnadsbesparelser er ennå ikke kommersielt tilgjengelig. For å komme videre vil forskning, teknologiutvikling og storskala demonstrasjonsprosjekter være nødvendig.

Ved å se på mange CO₂-kilder i sammenheng, samt ved å etablere en felles infrastruktur for distribusjon av CO₂ og injeksjon av CO₂ i flere felt, kan regnestykket samfunnsøkonomisk, og kanskje også bedriftsøkonomisk, kunne se mer positivt ut. Men realiseringen av et slik prosjekt vil også være meget komplisert, og forutsetter naturligvis at en har kilder tilgjengelig hvor CO₂ kan hentes, og et tilstrekkelig antall felt hvor injeksjon av CO₂ gir betydelig ekstra oljegevinst. En CO₂-kjede infrastruktur vil neppe kunne realiseres uten et statlig eierskap, med betydelig risikovillig kapital.

18. mars 2005

3 Samfunnsøkonomiske vurderinger

3.1 Generelle betraktninger angående samfunnsøkonomiske effekter

En fullverdig samfunnsøkonomisk analyse av et prosjekt som Kraft Metanol Tjeldbergodden (PMT) ville måtte adressere alle fordeler og ulemper samfunnet ville bli påført som en konsekvens av at prosjektet ble gjennomført. I tillegg ville man måtte analysere de samfunnsøkonomiske fordeler og ulemper ved at prosjektet ikke ble gjennomført, slik at man fikk identifisert de reelle skyggepriser forbundet med tiltaket.

Hypotetisk vil manglende utbygging av elektrisk kraft i Norge til konkurransedyktige priser f.eks kunne medføre en nedbygging av kraftkrevende industri over tid. Den samfunnsøkonomiske kostnaden med en slik utvikling vil kunne bli betydelig. På den annen side vil nedbygging av kraftkrevende industri igjen lede til lavere kraftforbruk i Norge, noe som kan lede til lavere kraftpriser. Den samfunnsøkonomiske gevinst av dette kan også være betydelig.

Basis for de samfunnsøkonomiske vurderinger som ligger i konsekvensutredningen har vært ECON's rapport om "Samfunnsmessige konsekvenser av utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden" (Rapport 30/3d). Rapporten er tidligere sendt til NVE sammen med konsekvensutredningen, og er tilgjengelig på Statoils hjemmeside på internett: <http://www.statoil.com/tjeldbergodden>.

I følge nevnte rapport vil et slikt prosjekt samlet sett kunne gi leveranse muligheter for opp mot 2 Mrd NOK for norsk industri, med de største forventede effekter innen bygge- og anleggsnæringen, verkstedsindustrien og forretningsmessig tjenesteyting. Beregningene av sysselsettingseffekten på nasjonalt nivå viste en forventet effekt på om lag 4250 årsverk fordelt over 5 år.

3.1.1 Samfunnsøkonomisk diskonteringsfaktor

Vurdering av prosjekters økonomiske attraktivitet gjennomføres gjerne ved hjelp av nåverdiberegninger. Sentralt i dette blir å sette en korrekt pris på den kapital som forbrukes i et enkelt prosjekt. Ideelt skal prisen reflektere alternativ bruk av kapitalen, dog skal det tas hensyn til prosjektets spesifikke risiko. Med henvisning til NVE's egen håndbok for "Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter" er det i denne gjennomgangen benyttet en real diskonteringsrate lik 7 % før skatt for de samfunnsøkonomiske analyser. Dette fordi de enkelte selskapers skatteposisjon kan variere, og fordi et prosjekt som ikke er samfunnsøkonomisk før skatt aldri vil kunne bli det ved en etter-skatt betraktning.

18. mars 2005

3.2 Investeringer

3.2.1 Investeringer i gasskraftverket

Dagens estimater knyttet til kraftverket er basert på relevante budsjettpriser for den type utstyr som vil være aktuelt for Tjeldbergodden, samt erfaringstall for bygging av landbaserte anlegg i Norge. Estimatenes er forventningsrettede, med like stor sannsynlighet for over- og underestimering. Estimatenes er videre av en slik nøyaktighet at +/-30 % avvik i investeringsnivået vil ligge innenfor 80 % konfidensintervall, noe som reflekterer et normalt usikkerhetsnivå i denne fasen av prosjektet. Kvaliteten på investeringsanslaget, dvs. treffsikkerheten, vil øke fram mot endelig investeringsbeslutning. Kraftverket vil bli kjøpt under en EPC (Engineering, Procurement, Construction), dvs. fast pris for "nøkkel i døra" - kontrakt. Dermed vil man før endelig beslutning fattes om å gjennomføre prosjektet ha stor grad av sikkerhet for den endelige investeringskostnad.

Pr. i dag er det forventet at den endelige investeringen i gasskraftverket vil kunne bli på om lag 4,2 Mrd. NOK. Dette inkluderer tomteopparbeidelse og alle nødvendige tilleggs kostnader, inkludert Statoils prosjektledelse.

Fra beslutningstidspunktet forventes det at investeringen vil bli gjennomført i løpet av om lag 30 måneder.

3.2.2 Levetidsbetraktninger og avskrivninger

Drift av gasskraftverk er vanligvis knyttet opp med lang tids vedlikeholdsavtaler (Long Term Service Agreement). Disse avtalene sikrer eierne av gasskraftverket et vedlikeholdsprogram der både rutinemessig vedlikehold og utskifting av enkeltkomponenter i gassturbinene inngår. Denne typen regelmessig vedlikehold sørger for å holde maskinene i godt skikk selv etter svært mange års drift. En gassturbin vil få ytelses- og effektivitetsreduksjoner over tid, men ved hjelp av denne typen vedlikehold vil reduksjonen i effektivitet vise en utflatende tendens. På denne basis er det ikke mulig å gi noe konkret tall knyttet til forventet teknisk levetid. Imidlertid forventes teknisk levetid å være vesentlig lengre enn den økonomiske levetiden, som både vil påvirkes av den rent regnskapsmessige og skattemessige avskrivning, relevant analyseperiode for nåverdiberegninger og den minimumsperiode utstyret må forventes å gi eierne en god konkurranseposisjon i markedet. Den økonomiske levetiden i denne typen prosjekter settes gjerne til 25 år, selv om man med dagens kunnskap ikke kan se alternative løsninger for storskala termisk elkraftproduksjon som vil kunne utkonkurrere dagens teknologi basert på naturgass.

Skattemessig forventes det at denne typen anlegg i all hovedsak blir avskrevet etter saldometoden med 20 %. Kun i mindre grad forventes det investert i anleggsutstyr som kan defineres som driftsmidler med lavere avskrivningssats (4 %). Prosjektøkonomien er sensitiv for større endringer i fordelingen mellom avskrivningsklassene.

Det forventes at investeringene vil spres over en periode på om lag 30 måneder fra 1. kvartal 2006 til og med 2. kvartal 2008. Hovedtyngden av investeringer vil påløpe i 2007.

18. mars 2005

Det er i de bedriftsøkonomiske analyser av prosjektet ikke tatt høyde for eventuell økonomisk restverdi av anlegget etter utløpet av den økonomiske vurderingsperioden på 25 år. Dette fordi det pr. i dag ikke anses som realistisk å fase ut kraftverket på det tidspunktet, da den tekniske levetiden vil være vesentlig lengre, og fordi det ikke kan forventes å eksistere noe stort ettermarked for den typen anleggsutstyr. Rent samfunnsøkonomisk vil det eksistere en verdi også etter dette tidspunkt, ved at anlegget fortsatt forventes å generere positive kontantstrømmer samt gi positive multiplikatoreffekter regionalt og nasjonalt. Det hefter imidlertid så stor usikkerhet ved et slikt anslag at det ikke synes hensiktsmessig å kvantifisere.

Det er ikke tatt høyde for eventuelle fjerningskostnader etter endt teknisk levetid.

3.3 Driftskostnader

3.3.1 Faste driftskostnader

3.3.1.1 Bemanning

Det forutsettes at driften av gasskraftverket integreres med den eksisterende driftsorganisasjonen på Tjeldbergodden. Statoils driftsfilosofi med flerfaglige driftslag har allerede vist at de eksisterende anleggene på Tjeldbergodden generelt kan drives med lavere bemanning enn hva som er vanlig i bransjen. Det forutsettes at det bygges videre på en slik modell og at Statoil derfor har et operatøransvar. Behovet for økt bemanning er vurdert til omlag 19 årsverk. Dette forventes å gi om lag 17 Mill NOK i årlige personellkostnader.

3.3.1.2 Eiendomsskatt

Den kommunale eiendomsskatten er for vannkraftverk til en viss grad avhengig av prosjektets lønnsomhet. Imidlertid åpner ikke lovverket for en tilsvarende binding mot økonomiske resultat for gasskraftverk, og følgelig vil det måtte betales kommunal eiendomsskatt på lik linje med annen virksomhet i kommunen. Skattegrunnlaget vil være den investering som gjennomføres. Hvor stor andel av investeringene som kan henføres til skattegrunnlaget er derimot gjenstand for vurdering. Det forventes at kommunene har en tendens til å søke å utvide skattegrunnlaget, samt at den maksimale lovlige skattesats vil bli brukt i overskuelig framtid. Dette medfører at det påregnes en inntektsuavhengig skattebelastning på om lag 23 Mill NOK pr. år. Eiendomsskatt inngår i den bedriftsøkonomiske lønnsomhetsvurderingen av prosjektet, men rent samfunnsøkonomisk representerer skatt kun en omfordeling av verdier i samfunnet og sånn sett ingen direkte kostnad. Eiendomsskatt er imidlertid inkludert i de økonomiske analyser av prosjektet, men har en effekt på under 1 øre/kWh på produksjonskostnaden for anlegget.

3.3.1.3 Forsikring

Gasskraftverket forventes eid av et selskap hvor flere investorer inngår på eiersiden. Statoil forutsettes å være operatør for anlegget. Med hensyn til forsikring vil det både måtte søkes dekning for skader/ulykker etc. på selve gasskraftverket i tillegg til at det sikres mot potensielle skader på 3.dje parts anlegg på Tjeldbergodden. En vanlig løsning er at operatøren inngår

18. mars 2005

forsikring på vegne av interessentskapet. Årlige utgifter til forsikring forventes ikke å overstige omlag 6 Mill NOK pr. år.

3.3.2 Variable driftskostnader

3.3.2.1 Vedlikehold

De største vedlikeholdsutgifter for et gasskraftverk (ca. 70 – 80 %) må forventes å være knyttet til service avtalen for gassturbinene. Dette inkluderer planlagte vedlikeholdsstanser av kortere og lengre varighet inkludert utskiftning av enkelte sentrale deler (så som f.eks turbinblader). Kun en mindre andel av vedlikeholdskostnadene vil være knyttet til dampturbinen, generatoren etc. De årlige vedlikeholdskostnadene vil være avhengig av vedlikeholdsbehovet som igjen er en funksjon av driftstid og driftsmodus (basis-last med få start og stopp eller topp-last anlegg med regelmessig start og stans).

Den forventede driftsprofilen for et gasskraftverk på Tjeldbergodden vil være som basis-last for leveranse inn i det norske kraftmarkedet. Dette bl.a. fordi at kapitalkostnadene pr. produsert enhet kraft vil stige betraktelig dersom anlegget kun kjøres i deler av året eller deler av et døgn, samt at vedlikeholdskostnadene dermed også kan øke. Som følge av den nære knytning det er mellom leverandøren av gassturbiner og det vedlikeholdsprogram som eksisterer, er det vanlig å se disse anskaffelser under ett. Det forventes at den samlede gjennomsnittlige vedlikeholdskostnad for et slikt anlegg vil kunne bli opp mot ca. 110 Mill NOK pr. år.

3.3.2.2 Øvrige driftskostnader på Tjeldbergodden

Kraftverket på Tjeldbergodden vil nyttiggjøre seg allerede foretatte grunnlagsinvesteringer så som vann, vei, eksisterende 132kV kraftlinje, tomt, administrasjonsbygg etc. For dette vil det bli betalt årlige avgifter som både er variable og faste og som medfører kostnadsdeling med andre og etablerte industrier på Tjeldbergodden. Dette typen kostnader forventes å beløpe seg til om lag 8 Mill NOK pr. år for kraftverket.

Metanolanlegget på Tjeldbergodden forsynes i dag med elektrisk kraft via en 132kV linje. Anleggene på Tjeldbergodden har som "siste forbruker" på linjenettet vist seg å være svært utsatte for utfall i nettet. Selv korte avbrudd i strømtilførselen kan medføre at anlegget automatisk kjøres ned og at produksjonen stopper. Basert på den driftserfaring man nå har på anlegget er den gjennomsnittlige nedetiden pr. utfall om lag 48 timer. Tapt metanolproduksjon blir da ca. 4.200 tonn. Verdien av dette vil avhenge av den aktuelle prisen på metanol, men kan generelt sies å representere en omsetning på rundt regnet 7,5 millioner NOK, eller ca. 4 millioner NOK i dekningsbidrag.

3.3.2.3 Miljøkostnader NO_x

For den turbinstørrelsen som er aktuell for kraftverket på Tjeldbergodden, er utslipp innenfor en grense på 25 ppm NO_x i avgassen definert som BAT. Dette er også det laveste utslippsnivået som de fleste turbinleverandørene i dag vil garantere. I utgangspunktet er det derfor ikke forutsatt ytterligere krav til rensing for et kraftverk på Tjeldbergodden, både fordi

18. mars 2005

et slikt krav vil påføre anleggseierne betydelig merinvesteringer, og dermed virke konkurranse-
vridende i et liberalisert europeisk kraftmarked, og fordi et anlegg på Tjeldbergodden vil være
lokalisert til et område der naturens tålegrenser ikke overskrides av de aktuelle utslipp fra
anlegget.

Statoil har derfor prioritert å vektlegge lave utslippsnivåer for NO_x som et av konkurranse-
kriteriene i den forestående anbudsprosessen, for derigjennom å bidra til utvikling av
turbinteknologi med lavere utslipp. Ut fra informasjon som er innhentet fra nye gasskraftverk,
kan vi forvente at NO_x-utslippet under normal drift sannsynligvis vil komme til å ligge
omkring 15 ppm. Statoil legger til grunn at vi i dag vil kunne få turbiner som leverer maks 15
ppm NO_x i avgassen, og at det er en eventuell rensing fra dette nivået som bør vurderes mot
den nytteverdien rensingen gir.

Basert på de opplysninger Statoil har innhentet fra aktuelle leverandører, vil investerings-
kostnader for SCR-anlegg som gir 5 ppm NO_x + 2 ppm NH₃ være ca 280 millioner NOK,
dersom utgangspunktet er turbiner som gir 25 ppm NO_x i eksosen. Driftskostnader pr. år er
anslått til ca 50 millioner NOK/år. For et SCR-anlegg som gir 5 ppm NO_x + 5 ppm NH₃, er
investeringskostnadene ca 230 millioner NOK, mens driftskostnadene er ca 43 millioner
NOK/år.

Dersom utgangspunktet er 15 ppm i eksosen, er investeringskostnader og driftskostnader
beregnet til hhv. 185 millioner NOK og 35 millioner NOK/år for et anlegg som gir 5 ppm NO_x
og 5 ppm NH₃.

Den beregnede tiltakskostnad vil variere alt ettersom man anser kostnaden ut fra et samfunns-
økonomisk eller bedriftsøkonomisk ståsted. Med utgangspunkt i en samfunnsøkonomisk
diskonteringssats på 7 % før skatt tilsvarende de refererte investerings- og driftskostnader en
tiltakskostnad i området 40 – 45 NOK pr. kg NO_x ved rensing fra 25 til 5 ppm..

Når 15 ppm legges til grunn, blir tiltakskostnaden opp 65-70 NOK pr. kg NO_x ved rensing til 5
ppm. Statoil legger til grunn at det er denne tiltakskostnaden som bør vurderes mot den
nytteverdien rensingen gir.

3.3.2.4 Miljøkostnader CO₂

Kostnaden knyttet til utslipp av CO₂ vil avhenge i første rekke av prisen på CO₂-kvoter etter år
2008, samt hvor stor frikvote som vil bli tildelt denne typen kraftproduksjon. På samme måte
som for NO_x -utslipp, forventer Statoil at norsk industri ikke pålegges konkurransevridende
kostnader som gir gass- eller kullkraft i Europa fordel framfor gasskraft i Norge.

Selv om det nå er klart at norsk kraftproduksjon vil innordnes det europeiske kvotesystem,
foreligger det en politisk risiko i Norge for at annet lovverk kan komme til anvendelse for å
pålegge ytterligere særkostnader. Det er i denne sammenheng ikke forsøkt utredet hvilke
skyggepriser som kan oppstå ved at denne typen kraftproduksjon ikke realiseres i Norge, men
at en i stedet fortsetter eller øker importen av kraft fra f.eks Danmark eller Russland.

18. mars 2005

Det er i dag stor variasjon i de anslag som finnes for fremtidig pris på CO₂ avhengig av den forventede tilbuds/ etterspørselsbalansen som vil utvikles i dette markedet. Balansen vil igjen påvirkes av hvor store frikvoter som innvilges den kraftproduserende sektoren. Nasjonale allokeringssplaner eksisterer nå for de fleste land i EU mht. tildelte frikvoter for perioden 2005 – 2007. De fleste land har innvilget høye frikvoter for den aktuelle perioden. Dette har også medført at prisen på CO₂-kvoter har vist en fallende tendens. EU kommisjonen har indikert at de vil gripe inn i markedet dersom prisen faller under € pr. tonn.

Ettersom det eksisterer stor usikkerhet knyttet til hva som vil skje både med CO₂-kvoteprisen og de nasjonale allokeringssplanene etter 2007, er det i de bedriftsøkonomiske analysene valgt å benytte et konservativt eksempel på 60 NOK pr tonn CO₂, og at det tildeles 60 % frikvoter. Med dette eksemplet blir de årlige CO₂-kostnader i størrelsesorden 58 Mill NOK. Ut fra et samfunnsøkonomisk perspektiv kan det argumenteres for at CO₂-prisen skal reflektere de kostnader samfunnet påføres ved utslipp av klimagasser. Det er ikke gitt at markedsprisen til enhver tid klarer denne kostnad. I den grad frikvoten også kan omsettes i markedet, kan det hevdes at skyggeprisen skal reflekteres i de økonomiske vurderinger ved å ta hensyn til fulle CO₂-kostnader uten frikvoter. Det er følgelig i de samfunnsøkonomiske analyser også sett på effekten av økt pris og ingen frikvote for CO₂-utslipp.

Det er heftet betydelig usikkerhet knyttet til hva effekten av fremtidige CO₂-kostnader blir på kraftprisen i Norge. Basert på forutsetningene over, og forutsatt at gasskraft representerer marginalprodusenten i markedet, vil den teoretiske priseffekten bli ca. 1 øre/kWh. Forutsettes det derimot at kvoteprisen blir €10 pr. tonn og at det ikke gis frikvoter vil den teoretiske effekten kunne bli ca. 3 øre pr. kWh. Forutsettes det imidlertid at kull representerer marginalprodusenten i markedet gjennom import til Norge, vil effekten kunne bli ca. 7 øre/kWh.

Til sammenligning kan opplyses at McKinsey i sitt tidsskrift McKinseys Quarterly, des. 2004 har anslått at CO₂-kvotekostnaden vil kunne slå ut i el-prisene i Europa med mellom 3,3 og 6,6 øre/kWh i 2006, og med mellom 5,5 og 11 øre/kWh i 2010, avhengig av tilbud og etterspørsel og derved pris på CO₂-kvoter. McKinsey har lagt til grunn en klar økning i kvoteprisene framover. Det er i tråd med anslag fra andre analytikere.

Krav om bygging av CO₂-renseanlegg vil, med referanse til de økonomiske analyser, medføre at kraftverket verken tilfredsstiller samfunnsøkonomisk eller bedriftsøkonomisk krav til lønnsomhet.

3.3.2.5 *Naturgass*

Naturgass vil utgjøre den klart største driftskostnadskomponent for gasskraftverket. Det forventes at gassbehovet vil bli om lag 1 milliard kubikkmeter pr. år for gasskraftverket og ca. 300 millioner kubikkmeter pr. år knyttet til utvidelsen av metanolanlegget. Følgende tabell viser det eksisterende og fremtidige gassbehovet på Tjeldbergodden dersom kraft/metanolprosjektet gjennomføres:

18. mars 2005

Tabell 3-1. Eksisterende og framtidig gassbehov på Tjeldbergodden

Mill Sm ³ pr. år	2008	2009	2010	2011
Metanolfabrikken (eksisterende anlegg):	680	735	680	735
Metanolfabrikkeksponjon:	135	270	260	280
Kraftverk	565	1 100	1 050	1 100
Annen eksisterende virksomhet Tjeldbergodden:	55	60	55	60
Totalt:	1 435	2 165	2 045	2 175

Det daglige gassbehovet blir dermed om lag 6,5 Millioner kubikkmeter gass. Dette medfører et behov for å gjennomføre visse modifikasjoner i transportsystemet, primært knyttet til ny kompressorkapasitet på Heidrun feltet for å kunne frakte denne gassmengden inn til Tjeldbergodden. Disse kostnadene er anslått til om lag 300 Mill NOK og vil dekkes inn gjennom gassprisen på Tjeldbergodden.

Kapasiteten i selve Haltenpipe rørledningen til Tjeldbergodden vil være avhengig av ulike forutsetninger. Følgende tabell viser kapasitetsnivå ved ulikt sett av forutsetninger:

Tabell 3-2. Kapasitet i Haltenpipe ved ulike betingelser:

Betingelse	Nivå 0 Dagens operasjonsnivå	Nivå 1 Dagens esigntrykk	Nivå 2 Trykkoppgradering	Nivå 3 Trykkoppgradering som nivå 2 + diverse	Nivå 4 Nivå 3 + Draugen "cross over"
Trykk inn (barg)	145	190	215	215	215
Trykk ut (barg)	139	120	120	90	90
Kapasitet, MSm ³ /d	2,1	7,4	9,0	10,5	12
Tjeldbergoddens behov etter metanolutvidelse og gasskraftverk, MSm ³ /d	2,1	6,5	6,5	6,5	6,5
Ledig kapasitet		0,9	2,5	4,0	5,5

Merknader til tabellen:

- Av gassbehovet på rundt 6,5 Ms m³ pr dag etter metanolutvidelsen og gasskraftverk vil, om lag halvparten være råstoff til metanolfabrikken og om lag halvparten råstoff/fyringsgass til gasskraftverket
- Nivå 0: Dagens operasjonsnivå er definert ut i fra gassbehovet til dagens virksomhet på Tjeldbergodden som er 2,1 MS m³/d. Eksporttrykket ut fra Heidrun er satt så lavt som til 145 barg, fordi man på den måten maksimerer oljeproduksjonen på Heidrun.
- Nivå 1: Opprinnelig definert designtrykk for Haltenpipe er 190 barg. Innenfor denne begrensingen og et gitt minimum ankomsttrykk på Tjeldbergodden på 120 barg, er det mulig å transportere 7,4 MSm³/d gjennom Haltenpipe, forutsatt nødvendige modifikasjoner på Heidrun som nevnt.
- Nivå 2: Nye beregninger av tillatt designtrykk for selve Haltenpipe-rørledningen, basert på hydrostatisk prøvetrykk, viser at designtrykket i Haltenpipe kan økes til maksimalt 221 barg. Resulterende effektiv transportkapasitet i Haltenpipe blir da om lag 9 MS m³/d. Da er det lagt inn en god margin mellom maks. driftstrykk, (ca.

18. mars 2005

215 barg) og designtrykk. En slik trykkoppgradering krever diverse modifikasjoner og det må foretas gjennomgang av alle enkeltkomponenter i Heidrun eksportsystem og Haltenpipe utenom selve rørledningen, for å dokumentere om de tåler økt designtrykk eller om enkelte av dem må skiftes ut. Både nivå 1 og nivå 2 anses som greit gjennomførbare teknisk og operasjonelt.

- Nivå 3 og 4: Sammen med diverse andre tiltak kan kapasiteten økes betydelig ut over de 9 MSm³/d. Maksimum kapasitet anslås å ligge rundt 12 MSm³/d. Trinn 4 vil kreve en undervanns tilknytning fra rørledningen som forbinder Draugen til Åsgard Transport og over til Haltenpipe. Trinn 3 og 4 vurderes som teknisk og operasjonelt krevende. Detaljene omkring disse alternativene vil kreve omfattende studier og vil ikke være aktuelt å gjennomføre før det eventuelt er mulige kunder/brukere av kapasiteten.

Gass til Haltenpipe vil måtte gå via Heidrun-plattformen, og fysisk sett vil det kunne være gass fra Heidrun, Norne og andre felt som f.eks Skarv via Åsgard Transport som kan være mulige gasskilder. Dette vil kunne bety at gass fra eierne på Heidrun og eventuelt Skarv må byttes med gass i Åsgard Transport. Ved en eventuell nivå 4-utvidelse kan gass fysisk komme også fra Draugen.

Transportsituasjonen for gass ut fra Haltenbanken-området kan under gitte forutsetninger om innfasing av nye felt kunne bli slik at det oppstår flaskehals i Åsgard Transportsystemet. I følge Gassco fremstår transport av gass fra Skarv til Kårstø via Åsgard Transport som den foretrukne løsningen for dette feltet. Oppgradering av Åsgard Transport og fjerning av flaskehals på Kårstø er imidlertid en forutsetning dersom Skarv skal komme i produksjon fra 2010. Dersom PMT-prosjektet realiseres på Tjeldbergodden, uttaler Gassco at dette vil frigjøre kapasitet i Åsgard Transport. Den rolle en videreutvikling av Tjeldbergodden kan spille i den overordnede utvikling av felt og infrastruktur offshore, kan både være i form av å redusere investeringene knyttet til oppgradering av infrastruktur og/eller gi en økt grad av fleksibilitet med hensyn til tidsmessig innfasing av nye felt på Haltenbanken. Den samlede potensielle gevinst er vanskelig å fastslå nøyaktig, men det synes å ligge til rette for både samfunnsøkonomiske og bedriftsøkonomiske besparelser ved en koordinert utvikling av gassfelt på Haltenbanken og kraft/metanolprosjektet på Tjeldbergodden.

Opplysninger rundt gassprisen er av sensitiv og bedriftshemmelig natur. Generelt kan det imidlertid bemerkes at gassprisen kan antas å være relatert til prisen på Norsk gass levert på kontinentet. Dermed er det i denne sammenheng valgt å fremstille effekten av ulike gasspriser innenfor et realistisk spenn sammen med tilsvarende behov for kraftpriser for å tilfredsstille det samfunnsøkonomiske krav til avkastning på investert kapital. Det må imidlertid bemerkes at nødvendige kraftpriser som tilfredsstiller kravet til avkastning basert på samfunnsøkonomisk betraktning på langt nær vil reflektere det bedriftsøkonomiske krav til avkastning på kapital.

3.3.3 Nettrelaterte kostnader – bedriftsøkonomi og samfunnsøkonomi

Et kraftverk på Tjeldbergodden vil være knyttet opp mot sentralnettet via en ny 420kV linje som vil måtte bygges fra Tjeldbergodden til Trollheim. I følge Statnett er denne ledningen med tilhørende bryterfelt kostnadsestimert til om lag 400 Mill NOK.

18. mars 2005

Ettersom et kraftverk på Tjeldbergodden ligger i et område med kraftunderskudd, og som følge av at regionen står overfor et sterkt økende forbruk av kraft, har Statnett innført en ordning der ny kraft i regionen sikres et lavere residualledd i innmatningstariffen over en periode på 15 år. Hvorvidt denne ordningen også vil bestå i 2006 er usikker. Men det antas at utsiktene for kraftbalansen i regionen ikke endres vesentlig i løpet av 2005 og at ordningen derfor videreføres. Residualleddet forventes å utgjøre om lag 7 Mill NOK pr. år de første 15 årene. Ettersom dette er kostnader alle produsenter belastes med, må det også forventes at det er sluttbrukeren som i siste instans må betale for denne kostnaden gjennom kraftprisen. Ordningen med redusert residualledd er derfor egnet til å stimulere til investering i ny kraftproduksjonskapasitet i de regioner dette anses som ønskelig ut fra en samfunnsøkonomisk betraktning.

I tillegg vil aktører som leverer strøm inn mot sentralnettet måtte forholde seg til et energiledd i innmatningstariffen som ideelt sett skal reflektere marginaltapssituasjonen i nettet til enhver tid. Beregninger foretatt av Statnett viser at forventede marginaltapssatser for et kraftverk på Tjeldbergodden, gitt at anlegget driftes med full kapasitetsutnyttelse året rundt, vil kunne gi en årlig ekstra kostnad på mellom 29 og 40 Mill NOK pr år, avhengig av hvor mye vindkraft som utbygges i regionen.

I følge Statnett sin publikasjon "Nettutviklingen i sentralnettet fram mot 2020" refereres det til at ny produksjon med lang brukstid vil være svært gunstig i Midt Norge. Det står videre at nettutbygging innenlands ikke vil kunne løse utfordringen relatert til et økende kraftunderskudd i Norge. Tiltak for å unngå en uheldig situasjon er først og fremst økt produksjonskapasitet innenlands og nye utenlandsforbindelser. Man skulle på denne bakgrunn forvente at et kraftverk på Tjeldbergodden ville tjene penger via denne ordningen, ettersom man bidrar vesentlig til å redusere tapet i det norske kraftnettet i Midt Norge. Imidlertid viser foreløpige beregninger foretatt av Statnett at forventede marginaltapssatser for et kraftverk på Tjeldbergodden, gitt at anlegget driftes med full kapasitetsutnyttelse året rundt, vil gi en årlig ekstra kostnad på mellom 29 og 40 Mill NOK pr år, avhengig av hvor mye vindkraft som utbygges i regionen.

Kraftforsyningen i Norge domineres av vannkraftkapasitet. Dette er som kjent en svært fleksibel produksjonsmetode som gir produsentene nærmest umiddelbar mulighet til å tilpasse seg et system med endrede kraftbehov og marginaltapssatser over døgnet og over året.

For et gasskraftverk er situasjonen helt annerledes. Kjøp av gass skjer gjerne under såkalt Take or Pay forpliktelser, der det må betales for den reserverte gassmengde enten den blir nominert/brukt eller ikke. Dette er i sterk kontrast til hva man kan anta er null kostnad for magasinert vann, som dersom det ikke blir benyttet til et gitt tidspunkt vil bli spart til senere. Et gasskraftverk er også avhengig av stabil og høy produksjon for å oppnå best mulig virkningsgrad med høy energiutnyttelse i anlegget i tillegg til at høye kapitalkostnader pr installert MW kapasitet tilsier full drift året rundt. Dette reduserer dermed gasskraftprodusentenes evne til å tilpasse seg det marginaltapssystemet som er innført i Norge.

Dagens marginaltapssystem er utformet for å gi markedet de rette kortsiktige signaler med hensyn til vannkraftens reguleringsevne. Det kan derfor stilles spørsmålstegn ved om dagens

18. mars 2005

tariffsystem får fram de skyggepriser og dermed investeringsincentiver som vil være knyttet til en situasjon der ny gasskraft i prioriterte områder ikke blir vedtatt utbygget.

Det er verdt å merke seg at et innslag av stabil termisk kraftproduksjon i Norge teoretisk vil kunne øke Norges evne til å representere fleksibilitet i et større europeisk marked. Norge har lav effektreserve (ca. 4 %) sammenlignet med andre land i Europa (gjærne 15 % - 20 %) og et gasskraftverk i Norge vil dermed kunne bedre den samlede norske konkurranseposisjon for kraft. Ny produksjon basert på gass vil både bedre energibalansen samtidig som det vil lede til diversifisering av energikildene og større robusthet i det norske kraftsystemet. Dagens nettariffsystem i Norge synes ikke å gi de rette investerings signaler i et slikt perspektiv.

I følge Statnett viser følgende vurderinger potensialet for innsparing i rene nettap:(tap i 132-420 kV nettet i Norge):

- Gasskraft TBO sammenlignet med alternativ nettførsterkning Aurland – Ørskog:
 - Tapsgevinst (reduert nettap)14-28 MW (lett/tunglast)
 - Tap middellast 22 MW, ca 88 GWh ved brukstid 4000 t

- Gasskraft TBO sammenlignet med alternativ nettførsterkning Viklandet – Røssåga:
 - Tapsgevinst 35-67 MW (lett – tunglast)
 - Tap middellast 41 MW, ca 164 GWh, ved brukstid 4000 t

Økende kraftunderskudd medfører økt overføringsbehov både inn til Midt Norge og innenfor regionen. Dagens nett er i følge ISTAD Nett AS ikke i stand til å møte dette overføringsbehovet. Det økende kraftunderskuddet kan motvirkes ved utbygging av ny produksjonskapasitet i regionen. I de senere år har det kun vært mindre utbygginger, og i følge ISTAD Nett AS vil de planlagte prosjekter innen vann og vindkraft monne lite mht. å møte det voksende kraftunderskudd.

Regionen har de høyeste marginaltapsatsene ved uttak fra sentralnettet. Dette reflekterer til en viss grad samfunnsøkonomiske kostnader, men den høye utnyttelsen av regionens nett medfører også relativt flere kraftutfall med den tilhørende bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske kostnad det medfører.

Av et estimert investeringsbehov i sentralnettet fram mot 2020 på opp mot 10,7 Milliarder NOK, oppgir Statnett investeringsbehovet fram mot 2010 i Midt Norge til å kunne komme opp i 2,6 Milliarder NOK, mens investeringer etter dette tidspunkt er beregnet til å kunne utgjøre om lag 1,4 Milliarder NOK – dvs. ca 37 % av det nasjonale behov. Statnett har estimert et potensiale for innsparing i nettinvesteringer på om lag 1 Milliard NOK dersom det bygges ut gasskraftkapasitet primært i Midt Norge og Vestlandet i forhold til basis scenariet. Dersom det norske kraftbehovet alternativt skal dekkes av vindkraftutbygging samt økt overføringskapasitet til utlandet, ser Statnett et potensiale for økte nettinvesteringer i størrelsesorden 5,5 Milliarder NOK i forhold til basis scenariet.

Dermed vil man med gasskraftutbygging i Norge kunne spare samfunnet for mellom 1 og 6,5 Milliarder NOK i alternative investeringskostnader. Denne samfunnsøkonomiske skyggekostnad er ikke regnet inn i lønnsomheten for et gasskraftverk på Tjeldbergodden, og skulle etter vår mening ideelt gitt seg utslag gjennom økte investeringsinsentiver. Det synes i så

18. mars 2005

måte å være et utilstrekkelig incentivsystem i form av dagens residual- og marginaltapssatser for ny stabil og samfunnsøkonomisk lønnsom produksjonskapasitet i Norge.

3.4 Kraftmarkedet

3.4.1 Kraftproduksjon

Det planlagt gasskraftverket på Tjeldbergodden vil kunne ha en kapasitet på opp mot om lag 920 MW installert effekt. Tilgjengelig produksjon vil kunne bli opp mot 7,3 TWh pr. år, forutsatt en regularitet på 93 %, noe som anses som realistisk ettersom gasskraftverket er tenkt driftet som en basis leverandør av kraft inn i det norske markedet. .

Det omsøkte gasskraftverket på Tjeldbergodden inkluderer en planlagt integrasjon mot det utvidede metanolanlegg ved at overskuddsdamp rutes til kraftverkets dampturbin. Dagens overskudd av damp i metanolfabrikken håndteres primært gjennom produksjon av elektrisk kraft (ca. 20MW) i en mindre dampturbin. Overskuddet av damp fra det nye anlegget forventes å utgjøre om lag 82 tonn pr. time. Dette forventes å kunne bli omsatt til om lag 0,22 TWh pr. år. Dette er en økning på ca 10 % sammenlignet med utnyttelse av den samme dampmengden i en separat turbin tilsvarende dagens eksisterende dampturbin på metanolfabrikken. I den videre optimalisering av de tekniske løsningene av de to anleggene, utvidelse av metanolfabrikken og bygging av gasskraftverket, blir det vurdert om det likevel kan være en bedre løsning å ikke lede overskuddsdamp fra metanolfabrikken til gasskraftverket.

Ettersom anlegget planlegges driftet som et basis-last anlegg er det heller ikke forutsatt at det vil bli realisert en bedre kraftpris enn den som vil representere gjennomsnittet i det norske kraftmarkedet. Det er heller ikke spekulert i om nødvendig vedlikehold av anlegget utført på sommertid kan medføre høyere realisert gjennomsnittspriser for anlegget. Av forskjellig grunner kan det likevel antas at stans av kraftverket for vedlikehold/overhaling typisk vil kunne komme til å skje i sommerhalvåret. Effektiviteten i anlegget vil dessuten kunne være noe bedre vinterstid ettersom lavere lufttemperatur og kjølevannstemperatur bidrar positivt.

3.4.2 Kraftpriser

Langsiktig forventninger til kraftpris er av bedriftshemmelig natur. Markedets (NordPool) vurdering av de fremtidige kraftpriser reflekteres i de noterte "future" priser. Det har i den senere tid eksistert prisnoteringer på ca 22 – 24 øre pr. kWh for elektrisk kraft levert i 2008. Det må imidlertid understrekes at det kun er svært marginale mengder kraft som omsettes i et slikt langsiktig perspektiv.

Norske kraftpriser har i et historisk perspektiv vist svært stor volatilitet, vanligvis mer enn f.eks oljeprisen. Kraftprisen i Norge har, i den grad en kan finne noen korrelasjon, historisk også vist seg å være negativt korrelert med oljeprisutviklingen. Historisk erfaring og simuleringer basert på historiske tidsserier for tilsig av vann i det norske kraftsystemet tilsier at kraftprisen med høy grad av sikkerhet vil kunne forutsies å svinge rundt middelverdiene med ca. +/-8 øre kWh.

18. mars 2005

Det er ingen tvil om at lønnsomheten i et gasskraftverk vil være svært avhengig av utviklingen i kraftpris, og at et slikt stort utfallsrom for kraftprisen i vesentlig grad øker usikkerheten i prosjektet. Følgelig blir også kraftprisens knytning mot gasspris av stor viktighet. Kraftprisene i Norge har vært og er fremdeles svært avhengige av den hydrologiske situasjonen. I andre kraftmarkeder framkommer andre prisbilder for kraft. Det beste eksemplet er det engelske kraftmarkedet, der gasspriser og kraftpriser følger hverandre med nær sagt full korrelasjon. Forventningen til fremtidige kraftpriser er også vesentlig forskjellig i Norge og på kontinentet. På European Energy Exchange ligger den forventede kraftpris i 2008 fra ca. €36 (basis-last: ca. 30 øre/kWh) til ca. €50 (topplast: ca 41 øre/kWh.)

Følgende plansje illustrerer de påvirkningsfaktorer man har i kraftmarkedet:



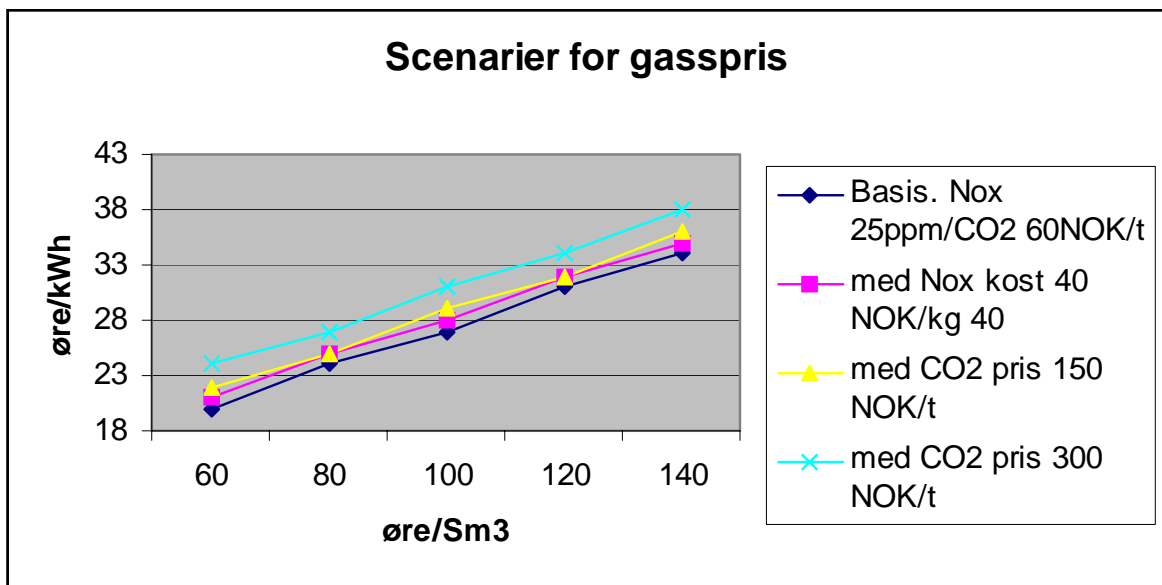
Realisering av Norge – Nederland kabelaen samt realisering av gasskraft i Norge vil begge være faktorer som bidrar til at forsyningssikkerheten forbedres og at variasjonen i de norske kraftpriser vil bli redusert og at priser på innsatsfaktorer og produkter i energisektoren på kontinentet og i Norge/Norden vil nærme seg hverandre. Dette er en ønsket politisk utvikling innen EU/EØS-området, og vil bl.a. påvirke avgiftsnivå og – differensiering som i dag er dominerende rammevilkår.

Det arbeides for å introdusere en felles ordning mellom Norge og Sverige knyttet til såkalte "grønne sertifikater". Ordningen med grønne sertifikater har som mål å bidra til økt utbygging av miljøvennlig kraftproduksjon som ellers ikke ville vært økonomisk. Den endelige effekten av en slik ordning er vanskelig å kvantifisere og vil være avhengig av hvor mye ny kapasitet som vil kunne nyte godt av subsidieordningen. Imidlertid medfører ordningen generelt økt risiko og kostnad gjennom lavere inntektsforventing for et gasskraftverk. På tross av at ordningen tilsynelatende finansieres av konsumentene, vil sertifikatene stimulere utbygging av kraftprosjekter som ellers ikke ville vært lønnsomme. Dermed kan man se for seg større konkurranse på produksjonsleddet enn det den normale markedslikevekt skulle tilsi. Dersom ordningen bidrar til at et samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt ikke realiseres vil ordningen også ha en ytterligere kostnad selv om denne er vanskelig å kvantifisere. Dette primært fordi det vil avhenge av hvor slik ny "grønn" kraftproduksjonen realiseres.

18. mars 2005

3.5 Samfunnsøkonomisk analyse

Figur 3-1 og Tabell 3-3 viser hvilke kombinasjoner av gasspris (øre pr. Sm³) og gjennomsnittlig kraftpris (øre pr. kWh) i det norske markedet som vil kunne gi en samfunnsøkonomisk realavkastning på minimum 7 % før skatt i gasskraftverket. Det er i dette eksemplet lagt til grunn 60 % frikvote i alle beregninger for CO₂ kostnader, og alle kostnader er regnet i 2005 realverdier:



Figur 3-1. Sammenheng mellom gasspris og kraftpris forutsatt avkastning på 7 % før skatt

Tabell 3-3. Nødvendig strømpris i hele øre pr. kWh for å gi minimum 7 % avkastning før skatt med ulike forutsetninger om gasspris og miljøkostnader

Scenario	Scenarier for gasspris				
	60 øre/Sm ³	80 øre/Sm ³	100 øre/Sm ³	120 øre/Sm ³	140 øre/Sm ³
Basis Nox: 0 NOK/kg CO ₂ : 60 NOK/t FK: 60%	20 øre/kWh	24 øre/kWh	27 øre/kWh	31 øre/kWh	34 øre/kWh
Nox: 40 NOK/kg CO ₂ : 60NOK/t FK: 60%	21 øre/kWh	25 øre/kWh	28 øre/kWh	32 øre/kWh	35 øre/kWh
NOx: 0 NOK/kg CO ₂ : 150 NOK/t FK: 60%	22 øre/kWh	25 øre/kWh	29 øre/kWh	32 øre/kWh	36 øre/kWh
NOx : 0 NOK/kg CO ₂ : 300 NOK/t FK : 60%	24 øre/kWh	27 øre/kWh	31 øre/kWh	34 øre/kWh	38 øre/kWh
NOx : 0 NOK/kg CO ₂ : 60 NOK/t FK : 0%	22 øre/kWh	25 øre/kWh	29 øre/kWh	32 øre/kWh	36 øre/kWh

FK = Frikvotefor CO₂

18. mars 2005

Vurdering:

Med referanse både til dagens kraftpriser og de forventede kraftpriser i Norge, viser beregningene at selv ut fra en samfunnsøkonomisk analyse, vil det være krevende å investere i gasskraft. Dersom det påløper særnorske miljøkostnader, kan dette bli omtrent umulig. Norske kraftprodusenter må forutsette at kraftprisene over tid harmoniseres på et europeisk nivå, og at alle produsenter må stå overfor det samme forutsigbare miljøkrav i EU, dersom det skal oppnås både samfunnsøkonomiske og miljømessige riktige totalbeslutninger.

18. mars 2005

4 Nitrogenavsetninger

4.1 Bakgrunn for oppdaterte avsetningsberegninger

Bakgrunnen for at det ønskes supplerende utredning på dette punktet er i første rekke at modellverktøyet som Norsk institutt for luftforskning, NILU, benytter for modellering av spredning og avsetning av nitrogen ble revidert sommeren 2004 på grunnlag av ny kunnskap bl.a. om avsetning av nitrogen fra utslipp av ammoniakk. Det gamle modellverktøyet, som ble benyttet for konsekvensutredningen av juni 2004, overestimerte i betydelig grad avsetningen av nitrogen fra ammoniakkslipp.

Utvidelsen av metanolfabrikken er planlagt med bruk av renselanlegg for å unngå høye utslipp av NO_x . Den renseteknologien som er aktuell (SCR- Selective Catalytic Reduction) krever tilsetning av ammoniakk i prosessen, og en del av denne ammoniakken vil følge avgassen gjennom skorsteinen og bli avsatt som nitrogen. Siden ammoniakk er lettere vannløselig enn NO_x , vil en forholdsmessig større del bli avsatt nær utslippspunktet. Denne forskjellen mellom NH_3 og NO_x er imidlertid mindre enn tidligere antatt, og dette er tatt hensyn til i NILUs oppdaterte beregningsmodell.

For det planlagte kraftverket er det lagt til grunn turbiner med beste tilgjengelige teknologi (BAT – Best Available Techniques), som for den aktuelle turbintypen tilsier at det garanteres NO_x -utslipp på maks 25 ppm i røykgassen. Ut fra informasjon som er innhentet fra nye gasskraftverk, kan vi likevel forvente at NO_x -utslippet under normal drift vil komme til å ligge omkring 15 ppm. Det vil imidlertid også for gasskraftverket være mulig å ta i bruk SCR-teknologi. Dette vil da gi reduserte totalutslipp av NO_x , men til gjengjeld vil en få et visst utslipp av NH_3 .

For å få et oppdatert og mest mulig korrekt bilde av hvor store avsetningene av nitrogen vil bli for de ulike alternativene med og uten rensing, har NILU kjørt nye modellberegninger med det reviderte modellverktøyet. Resultatene er presentert i notatet "Oppdatering av avsetningsberegninger for utvidelse av metanolfabrikken og nytt gasskraftverk på Tjeldbergodden", Ref: SK/BKa/O-105016/B.

Iflg. NILU er forskjellene på det gamle og det reviderte modellverktøyet ubetydelige når det gjelder beregning av avsetning av nitrogen fra NO_x -utslipp. Tallene for nitrogenavsetning fra NO_x som er lagt til grunn i konsekvensutredningen av juni 2004 er derfor fortsatt gyldige.

Det er kjørt nye modelleringer for alle utslipp av ammoniakk. I tillegg er det kjørt nye modellberegninger av NO_x -utslipp for de scenarier der utslippsvolumene av NO_x er endret. Dette gjelder scenariene 9, 10 og 11, der det er tatt hensyn til at både NO_x -utslippene og NH_3 -utslippene fra den utvidede metanolfabrikken vil bli mindre enn tidligere antatt.

18. mars 2005

4.2 Resultat av nye modellkjøringer

4.2.1 Maksimalavsetninger

Tabell 4-1 gir en oversikt over de utslippsscenariene som er vurdert. Av disse var de 5 første presentert, beregnet og vurdert i konsekvensutredningen av juni 2004 (jfr. Tabell 8.1 i denne). For disse scenariene er det kjørt nye modellberegninger for utslipp av ammoniakk. Alle utslippsmengder er beholdt som i konsekvensutredningen av juni 2004.

Scenario 5 tilsvare det alternativet som det er søkt om utslippstillatelse for.

I scenariene 6, 7 og 8 ser en på avsetninger fra gasskraftverket isolert. Utslippstallene for NO_x er de samme som i konsekvensutredningen av juni 2004. Utslipppet av ammoniakk ved rensing til 5 ppm (scenario 6) er beregnet på nytt til 115 tonn/år.

I scenariene 9 og 10 ser en på de samlede utslippene fra en utvidet metanolfabrikk og gasskraftverk, med SCR-rensing som gir 5 ppm NO_x og hhv 5 og 2 ppm NH₃. Det er tatt hensyn til nye beregninger av utslipp fra metanolfabrikken, som gir lavere utslipp av både NO_x og NH₃ sammenlignet med konsekvensutredningen av juni 2004.

I scenario 11 har en lagt til grunn at anbudsprosessen kan resultere i at en velger turbiner med noe høyere ytelse enn det som i konsekvensutredningen er presentert som basisalternativ. Det er for dette scenariet lagt til 7% i utslippene fra kraftverket.

Resultatene av spredningsberegningene er vist i Tabell 4-2. Tabellen gjengir også resultatene fra de gamle beregningene. For scenariene 2-5 er det gjort nye modellberegninger for ammoniakkutslipp. Resultatene for scenariene 6-8 er framkommet ved bruk av nye modellberegninger for avsetninger fra NH₃-utslipp, og gamle beregninger for NO_x-utslipp. For alternativene 9-11 er det benyttet nye modellberegninger for avsetninger fra NH₃-utslipp, og for NO_x-utslipp fra den utvidede metanolfabrikken.

For scenarier med utslipp av ammoniakk gir det nye modellverktøyet lavere beregnede maksimalavsetninger av nitrogen. For utslipp av 10 tonn ammoniakk er endringen på

18. mars 2005

Tabell 4-1 Scenarier for beregning av nitrogenavsetninger

Scenarier		Utslipp t/år		Utslipp som ppm, for gasskraftverket	
		NO _x	NH ₃	NO _x	NH ₃
1	Dagens situasjon, metanolfabrikk	590	0	-	-
2	Utvidet metanol fabrikk	719	10	-	-
3	Utvidet metanolfabrikk + gasskraftverk med SCR, 5ppm NO _x + 2ppm NH ₃	1122	50	5	2
4	Utvidet metanolfabrikk + gasskraftverk, 15 ppm NO _x	1844	10	15	-
5	Utvidet metanolfabrikk + gasskraftverk, 25 ppm NO _x	2564	10	25	-
6	Gasskraftverk med SCR, 5 ppm NO _x + 5ppm NH ₃	358	115	5	5
7	Gasskraftverk 15 ppm NO _x	1080	0	15	
8	Gasskraftverk 25 ppm NO _x	1790	0	25	
9	Utvidet metanolfabrikk + gasskraftverk med SCR, 5 ppm NO _x + 5 ppm NH ₃	529 + 358	2,5 + 115	5	5
10	Utvidet metanolfabrikk + gasskraftverk med SCR, 5 ppm NO _x + 2 ppm NH ₃	529 + 358	2,5 + 46	5	2
11	Utvidet metanolfabrikk + gasskraftverk med SCR, 5 ppm NO _x + 5 ppm NH ₃ , men en økning av utslippet med 7% fra gasskraftverket	912	125.5	5	5

Tabell 4-2 Beregnet maksimalavsetning av nitrogen for ulike scenarier

Scenarier		Utslipp t/år		Beregnet maksimal avsetning, mg N/m ²	
		NO _x	NH ₃	Gammel beregning	Ny beregning
1	Dagens situasjon, metanolfabrikk	590	0	11	11*
2	Utvidet metanol fabrikk	719	10	13	13
3	Utvidet metanolfabrikk + gasskraftverk med SCR, 5ppm NO _x + 2ppm NH ₃	1122	50	28	23,3
4	Utvidet metanolfabrikk + gasskraftverk, 15 ppm NO _x	1844	10	36	36
5	Utvidet metanolfabrikk + gasskraftverk, 25 ppm NO _x	2564	10	49	49
6	Gasskraftverk med SCR, 5 ppm NO _x + 5ppm NH ₃	358	115	32,9	11,9
7	Gasskraftverk 15 ppm NO _x	1080	0	21,7	21,7 *
8	Gasskraftverk 25 ppm NO _x	1790	0	34	34 *
9	Utvidet metanolfabrikk + gasskraftverk med SCR, 5 ppm NO _x + 5 ppm NH ₃	887	117,5	45,9	25,6
10	Utvidet metanolfabrikk + gasskraftverk med SCR, 5 ppm NO _x + 2 ppm NH ₃	887	48,5	-	22,7
11	Utvidet metanolfabrikk + gasskraftverk med SCR, 5 ppm NO _x + 5 ppm NH ₃ , men en økning av utslippet med 7% fra gasskraftverket	912	125,5	-	27,4

* For disse scenariene er det kun utslipp av NO_x, og det har ikke vært nødvendig med nye modellkjøringer. Avsetningstallene fra eksisterende beregninger er fortsatt gyldige

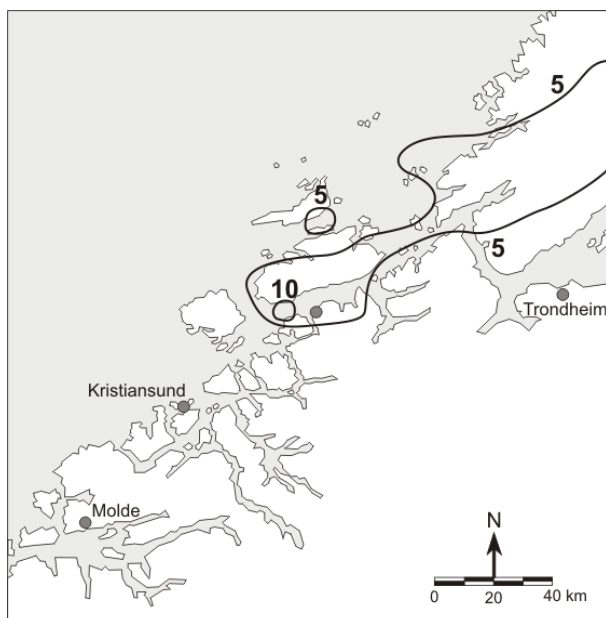
18. mars 2005

desimalnivå (Scenariene 2, 4 og 5). For utslipp av 50 tonn ammoniakk og høyere er endringen mer betydelig. Dette er også som forventet ut fra den forandrede modellformuleringen.

Metanolfabrikken har isolert sett kun små utslipp av ammoniakk, og beregnet maksimalavsetning vil være omtrent som før. For scenariene som gjelder gasskraftverk med SCR-rensing er utslagene større.

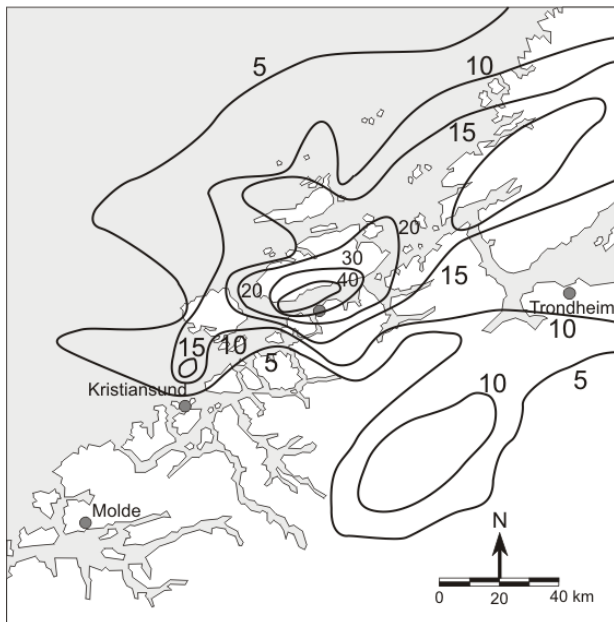
4.2.2 Spredningskart

I det følgende er det vist spredningskart for noen av scenariene i Tabell 4-2, utarbeidet på grunnlag av spredningsberegninger med oppdatert modell.

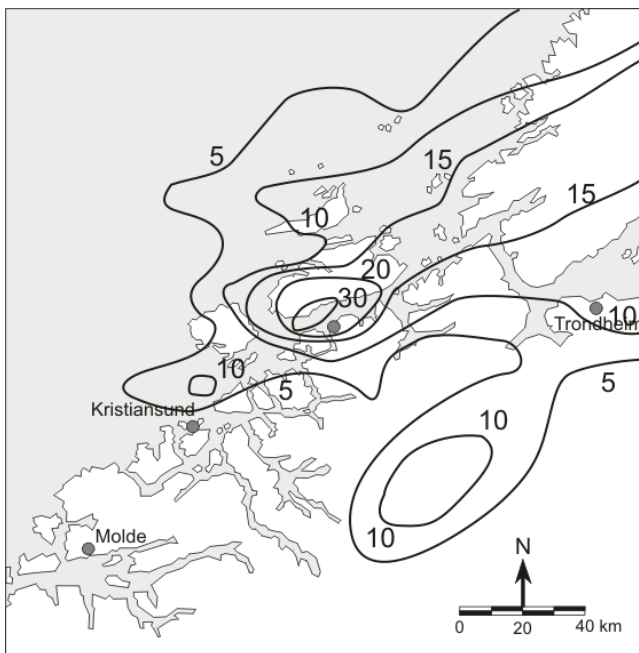


Figur 4-1 Avsetning av nitrogen. Scenario 1. Enhet mgN/m² pr. år. Gjelder metanolfabrikken før utvidelse. Utslipp av totalt 590 t NO_x pr. år.

18. mars 2005

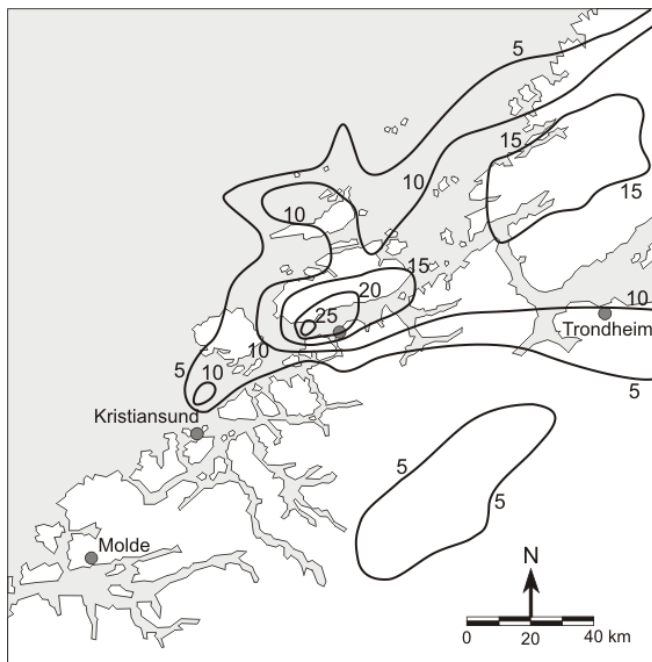


Figur 4-2. Avsetning av nitrogen. Scenario 5. Enhet mgN/m² pr. år. Gjelder utvidet metanolfabrikk + gasskraftverk, 25 ppm NO_x. Utslipp av totalt 2564 t NO_x og 10 t NH₃ pr. år.

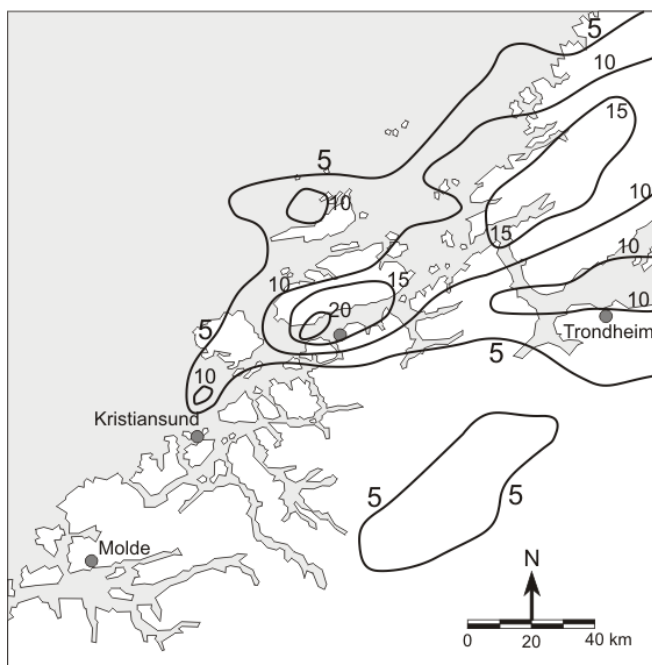


Figur 4-3. Avsetning av nitrogen. Scenario 4. Enhet mgN/m² pr. år. Gjelder utvidet metanolfabrikk + gasskraftverk, 15 ppm NO_x. Utslipp av totalt 1844 t NO_x og 10 t NH₃ pr. år.

18. mars 2005



Figur 4-4. Avsetning av nitrogen. Scenario 9. Enhet mgN/m² pr. år. Gjelder utvidet metanolfabrikk (oppdaterte utslippstall for metanolfabrikken) + gasskraftverk med SCR, 5 ppm NO_x +5 ppm NH₃. Utslipp av totalt 887 t NO_x og 117,5 t NH₃ pr. år.



Figur 4-5. Avsetning av nitrogen. Scenario 10. Enhet mg N/m² pr. år. Gjelder utvidet metanolfabrikk (oppdaterte utslippstall for metanolfabrikken) + gasskraftverk med SCR, 5 ppm NO_x +2 ppm NH₃. Utslipp av totalt 887 t NO_x og 48,5 t NH₃ pr. år.

18. mars 2005

4.3 Konsekvensvurderinger

I kapittel 8 i konsekvensutredningen av juni 2004 er det gjort vurderinger av miljøkonsekvensene av utslipp knyttet til scenariene 1-5 i Tabell 4-1. Som det framgår av Tabell 4-2 er det kun for scenario 3 at nye modellberegninger gir vesentlig endrede og lavere avsetningstall. For dette scenariet er beregnet maksimalavsetning redusert fra 28 til 23,3 mgN/m².

Nye opplysninger fra aktuelle leverandører viser noe lavere utslipp fra metanolfabrikken enn tidligere antatt. Bl.a av den grunn er det noe avvik mellom de tallene som er presentert i konsekvensutredningen, de som er presentert i utslippssøknaden, og det som nå er de siste oppdaterte utslippstallene. I Tabell 4-3 er det gitt en oversikt over disse forskjellene. I utslippstallene for gasskraftverket er det tatt hensyn til at turbinenes ytelse og utslipp vil kunne avvike noe i forhold til beregnede verdier, anslått til ca 7 %, og det er de høyeste utslippene som er angitt.

Tabell 4-3. Oversikt over utslippstall for omsøkt alternativ (25 ppm i avgassen fra gasskraftverket)

	Utslippstall lagt til grunn i konsekvensutredning, scenario 5		Tall oppgitt i utslippssøknad		Oppdaterte tall mars 2005	
	NO _x , t/år	NH ₃ , t/år	NO _x , t/år	NH ₃ , t/år	NO _x , t/år	NH ₃ , t/år
Gasskraftverk			1930	0	1930	0
Utvidet metanolfabrikk			580	10	529	2,5
Totalt	2564	10	2510	10	2460	2,5

Som det framkommer av tabellen er avvikene små, og for konsekvensvurderingsformål vil scenario 5 fra konsekvensutredningen (2564 tonn NO_x og 10 tonn NH₃) fortsatt være dekkende for det omsøkte alternativet. Det er således ikke grunnlag for å endre de konsekvensvurderinger som er gjort i konsekvensutredningen av juni 2004.

For å sette disse utslippstallene i perspektiv kan det nevnes at Norges totale utslipp av NO_x i år 2003 var 220.000 tonn. Gjennom internasjonale avtaler (Gøteborgprotokollen) har Norge forpliktet seg til å redusere utslippene til 156.000 tonn/år innen år 2010.

Ved det omsøkte alternativet er det ingen områder som vil få overskredet gjeldende tålegrenser, og man forventer ikke endringer i vegetasjon som følge av gjødslingseffekter. På Fosenshalvøya er de årlige nitrogenavsetningene ca 460 mg N/m², og det er her avstanden til tålegrensene er minst. I dette området vil bidraget fra Tjeldbergodden utgjøre maksimalt 20 mg N/m² og år, eller ca 4 % av den totale belastningen (se Figur 4-2). Det vil fortsatt være god margin i forhold til tålegrensen for sårbar vegetasjon i området, som er oppgitt med et spenn på 500 – 1000 mg N/m² pr. år.

Også områder på Hitra og nærområder på fastlandet sør og øst for bedriften har sårbare vegetasjonstyper, som nedbørmyrer og fattig fjellhei. Den totale nitrogenavsetningen vil her fortsatt ligge godt under gjeldende tålegrenser for disse naturtypene.

De modellberegninger som er gjennomført dekker også scenarier med lavere utslipp fra turbinene (15 ppm) og scenarier med rensing med SCR-teknologi. Med utgangspunkt i Tabell

18. mars 2005

4-2 er det i Tabell 4-4 vist en sammenstilling av utslippstall og maksimale avsetningstall også for slike scenarier, sammenlignet med det omsøkte alternativet med 25 ppm.

For scenariene med 25 og 15 ppm er tallene for maksimal avsetning angitt som ca.-tall, siden de oppdaterte utslippstallene ikke er helt sammenfallende med de som er lagt til grunn for modellberegningene, jfr. Tabell 4-2.

Tabell 4-4. Sammenstilling av utslipp og maksimalavsetning for scenarier med og uten SCR-rensing

	Utslipp fra metanolfabrikken		Utslipp fra gasskraftverket ¹⁾		Totalt		Maks.avsetning
	NO _x , t/år	NH ₃ , t/år	NO _x , t/år	NH ₃ , t/år	NO _x , t/år	NH ₃ , t/år	mg N/m ² .år
25 ppm NO _x fra gasskraftverket, uten SCR-rensing	529	2,5	1930	0	2459	2,5	Ca 48
15 ppm NO _x fra gasskraftverket, uten SCR-rensing	529	2,5	1156	0	1685	2,5	Ca 33
5 ppm NO _x og 5 ppm NH ₃ fra kraftverket, med SCR-rensing	529	2,5	383	123	912	125,5	27,4

¹⁾ inkl 7 % tillegg for evt. høyere turbinytelse

Dersom det installeres SCR-rensing på kraftverket, vil utslippene av NO_x bli redusert med i størrelsesorden 1500-1600 tonn NO_x pr år sammenlignet med det omsøkte alternativet. Til gjengjeld vil utslippene av NH₃ øke med vel 120 tonn pr. år. Beregnet maksimalavsetning av nitrogen i nærområdet vil bli redusert fra ca 48 til ca 27 mg N/m² og år. Maksimalavsetningen av nitrogen i det antatt mest sårbare området (Fosenhalvøya) vil bli redusert fra ca 20 til ca 15 mg N/m² og år (basert på spredningskartene vist ovenfor).

I konsekvensutredningens kapittel 14.5 er det gjort en vurdering av i hvilken grad SCR-rensing bidrar til reduserte nitrogenavsetninger i nærområdet. Bakgrunnen for denne vurderingen var den tidligere antakelsen om at NH₃ i langt større grad enn NO_x ble raskt vasket ut av luftlagene og avsatt som nitrogen nær utslippsstedet. Basert på en vurdering gjort av NILU i september 2003 (NILU) ble det anslått at utslipp av NH₃ ga i størrelsesorden 1,5 ganger høyere maksimalverdier for nitrogenavsetning, sammenlignet med utslipp av tilsvarende mengde nitrogen i NO_x.

Gjennom de nye modellberegningene har en fått et oppdatert bilde på maksimalavsetningene av nitrogen med og uten SCR-rensing. Eksempelvis vil utvidet metanolfabrikk og gasskraftverk med SCR-rensing, som gir 5 ppm NO_x og 5 ppm NH₃ (scenario 11) gi en beregnet maksimalavsetning på ca 27 mg N/m² og år slik det framgår ovenfor. Utvidet SCR-rensing, som gir 2 ppm NH₃ i avgassen, reduserer beregnet maksimalavsetning ytterligere med ca 3 mg N/m² (forskjellen på scenario 9 og 10 i Tabell 4-2).

Dersom man sløyfer SCR-rensing på kraftverket, og oppnår NO_x -utslipp ned mot 15 ppm fra turbinene, vil maksimalavsetningen være ca 33 mg N/m², med utgangspunkt i oppdaterte utslippstall.

18. mars 2005

De nye modellberegningene bekrefter at SCR-rensing gir relativt liten miljøeffekt lokalt og regionalt. I det antatt mest sårbare området (Fosenhalvøya) vil utslippene fra et gasskraftverk uten SCR-rensing + utvidet metanolfabrikk bidra med ca 4 % av maksimalbelastningen, regnet som mg N/ m² og år. Tilsvarende tall for et gasskraftverk med SCR-rensing er 3 %.

Dersom en forutsetter at gasskraftverket gir 15 ppm NO_x i røykgassen (noe som trolig vil kunne oppnås i drift, selv om de aller fleste leverandører i dag ikke garanterer lavere verdier enn 25 ppm) er forskjellen på maksimalavsetningen i de mest sårbare områdene, med og uten rensing, så liten at den ikke kan leses ut av spredningskartene (se Figur 4-3 og Figur 4-4).

I kapittel 3.3.2.3 er det gjort rede for kostnader for rensing med SCR. Investeringer og driftskostnader ved å rense fra et utgangspunkt på 25 ppm, ned til 5 ppm NO_x og 5 ppm NH₃, er oppgitt til hhv 230 millioner NOK og 43 millioner NOK/år. Dette gir en tiltakskostnad på 40-45 NOK pr. kg NO_x.

Statoil legger imidlertid til grunn at vi i dag vil få turbiner som leverer kun 15 ppm NO_x i avgassen. Investeringer og driftskostnader ved å rense fra et slikt utgangspunkt ned til 5 ppm NO_x og 5 ppm NH₃, vil være noe lavere; hhv 185 millioner NOK i investeringer og 35 millioner NOK/år i driftskostnader. Siden antall kg NO_x som fjernes i dette tilfellet er lavere, vil tiltakskostnaden pr. kg NO_x bli høyere, nemlig 65-70 NOK pr. kg NO_x. Ved vurdering av miljømessige kost/nytte effekter er det denne tiltakskostnaden som må legges til grunn.

4.4 Oppsummering nitrogenavsetninger

Nye beregninger med oppdatert modell viser at avsetningene av nitrogen blir noe lavere enn det som var lagt til grunn i konsekvensutredningen. Nye opplysninger fra leverandør viser at utslippene fra den utvidede metanolfabrikken vil bli noe mindre enn før antatt. Dette trekker i samme retning.

De forventede totale N-avsetningene ligger godt under gjeldende tålegrenser for vegetasjon og overflatevann ved en utslippkonsentrasjon fra turbinene på 25 ppm, slik som omsøkt.

Opplysninger fra turbinleverandører indikerer at utslippkonsentrasjonen av NO_x i avgassen fra turbinene i praktisk drift vil bli ca 15 ppm, uten ytterligere rensing.

Skulle en ved hjelp av SCR-rensing redusere utslippene ytterligere, til 5 ppm NO_x og 5 ppm NH₃, er tiltakskostnaden beregnet til 65-70 kr pr. kg NO_x. Dette antas å være høyere enn marginalkostnad, dvs. kostnaden ved å gjennomføre alternative tiltak i Europa som kan gi reduksjon av NO_x for å oppfylle målsettingene i Gøteborgprotokollen. Konsekvensutredningene viser at miljøgevinsten ved en slik rensing på et gasskraftverk på Tjeldbergodden er svært liten.

*Tillegg til konsekvensutredning for utvidelse
av metanolfabrikk og bygging av
gasskraftverk på Tjeldbergodden.*

Dok. nr. PMT-RAPP 00004

18. mars 2005

App A Statoils kommentarer til høringsuttalelser til konsekvensutredningen

Vår dato
2004-12-10

Vår referanse
PMT-MYN 00005

Deres dato
2004-11-19

47 av 66

Vår saksbehandler
Jostein Nordland, 51 99 70 27

Deres referanse
NVE: 200401582-29 kte/chf
SFT: 2002/546 408/93-015

Norges vassdrags- og energidirektorat
Postboks 5091 Majorstua
0301 Oslo

Statens forurensingstilsyn
Postboks 8100 Dep
0032 Oslo

GASSKRAFTVERK OG UTVIDELSE AV METANOLFABRIKKEN PÅ TJELDBERGODDEN. KOMMENTARER TIL HØRINGSUTTALELSER TIL KONSESJONSSØKNAD, KONSEKVENsutredning OG UTSLIPPSSØKNADER

Vi viser til oversendelse av høringsuttalelser i brev fra NVE datert 19.11.2004, og fra SFT datert 02.12.2004. Statoil er bedt om å komme med eventuelle kommentarer til uttalelsene.

Følgende uttalelser er mottatt:

- | | |
|---|--|
| 1. Aure kommune | uttalelse sendt til NVE |
| 2. Bellona | uttalelse sendt til SFT |
| 3. Direktoratet for naturforvaltning | uttalelse sendt til NVE m kopi til SFT |
| 4. Fiskeridirektoratet | uttalelse sendt til NVE |
| 5. Forsvarsbygg | uttalelse sendt til NVE |
| 6. Industrikraft Midt-Norge | uttalelse sendt til NVE |
| 7. Kystverket/Kystdirektoratet | uttalelse sendt til NVE |
| 8. Luftfartstilsynet | uttalelse sendt til NVE |
| 9. Møre og Romsdal fylke | uttalelse sendt til NVE |
| 10. Norges naturvernforbund/Natur og ungdom | uttalelse sendt til NVE m kopi til SFT |
| 11. Norges naturvernforbund/Natur og ungdom | uttalelse sendt til SFT m kopi til NVE |
| 12. Naturvernforbundet i Rissa | uttalelse sendt til SFT |
| 13. Trøndelagsrådet | uttalelse sendt til NVE |
| 14. Riksantikvaren | uttalelse sendt til NVE m kopi til SFT |
| 15. Rindal kommune | uttalelse sendt til NVE |
| 16. Statens landbruksforvaltning | uttalelse sendt til NVE |
| 17. Statnett | uttalelse sendt til NVE |

I det følgende har vi trukket ut hovedpunktene i de enkelte høringsuttalelsene (understreket), og gitt våre kommentarer til disse. Vi har tatt med både høringsuttalelser som er kommet til utslippssøknadene (SFT) og til konsesjonssøknad/konsekvensutredning (NVE).

1. Aure kommune

Oppfølgingsundersøkelser av effekter på vann og luft må fortsette.

I kapittel 19 i konsekvensutredningen (KU) er det gitt en oversikt over de oppfølgingsundersøkelser som er gjennomført hittil, og resultatet av disse. I tabell 19-1 er det gitt en oversikt over planlagte miljøundersøkelser. Statoil legger til grunn at de miljøundersøkelser og den frekvens på undersøkelsene som det er vist til for perioden fram til 2006 også skal videreføres når Kraft/Metanolprosjektet gjennomføres.

Det savnes en vurdering av klimaeffektene av nitrogenholdige utslipp og VOC.

VOC består dels av metan (CH₄), dels av andre flyktige organiske komponenter. Metan er en klimagass på linje med CO₂, og en enhet metan tilsvarer 21 ganger klimaeffekten av en enhet CO₂. Både for utvidelsen av metanolanlegget og for kraftverket vil det bli benyttet de beste tilgjengelige teknikker for tetting av koblinger mm, slik at utslippene av VOC blir så små som mulig. Således vil VOC-utslippene være svært små. Selv om en la til grunn at all VOC var metan, ville klimaeffekten av dette utslippet fra kraftverket/metanolfabrikken bare være ca 0,2% av klimaeffekten av CO₂.

Nitrogenholdige gasser (NO_x) regnes ikke som klimagasser, men har effekter på forsuring, overgjødning og dannelse av bakkenært ozon. Alle disse temaene er grundig behandlet i KU.

Det savnes en beskrivelse av avfallshåndteringen i driftsfasen og anleggsfasen.

De generelle og overordnede prinsippene for avfallshåndtering er for metanolanlegget beskrevet i kapittel 5.8, og for kraftverket i kapittel 6.10 i konsekvensutredningen. I tillegg vil det bli utarbeidet detaljerte prosedyrer i samarbeid med den leverandør som til enhver tid blir valgt for å ta hånd om avfall. Et eksempel på en slik prosedyre er tatt med i utslippssøknaden.

Kjølevann fra kraftverket må kunne utnyttes til f.eks. marin kultur uten ekstra omkostninger.

Det er allerede tilrettelagt for at kjølevannet fra metanolutvidelsen skal kunne utnyttes til for eksempel akvakultur. Utvidelsen av metanolfabrikken innebærer at den tilgjengelige mengden temperert kjølevann øker med ca 30 % i forhold til dagens situasjon til 26 000 m³ pr time etterutvidelsen. Tilgangen på kjølevann blir dermed vesentlig høyere enn hva planene i Kjørsvikbugen så langt har indikert behov for.

Kraftverket vil i tillegg gi et kjølevannsutslipp på 46.000 m³ pr time. Kraftverket vil få et eget utslippsarrangement, og på grunn av tomta og konstruksjonen av kraftverket vil utløpskummen for dette ligge betydelig lavere enn tilsvarende utløpskum i metanolfabrikken. Også dette kjølevannet vil kunne utnyttes til akvakulturformål om behovet skulle oppstå. Det vil imidlertid kreve investeringer i pumper og rørforbindelser for å pumpe vannet fra denne utløpskummen og til for eksempel MultiEnergi sin tunnel til Kjørsvikbugen. Det blir lagt til rette for at pumpearrangement kan installeres senere dersom slik forretningsmulighet oppstår. Nedblåsningsvann fra kraftverket vil bli ledet utenom utløpskummen, slik at dette ikke påvirker vannets eventuelle anvendelse til akvakulturformål.

3. Bellona

SFT må be Statoil gjennomføre en realitetsvurdering av kostnader og konsepter for et anlegg med innfangning av CO₂. Renseanlegget bør også håndtere CO₂ fra metanolfabrikken.

Statoil har i konsekvensutredningen henvist til studier gjennomført av SINTEF for Statoil høsten 2002 angående tiltakskostnader for CO₂-håndtering.

Det vises i denne anledning til SINTEF rapport TR A5693, september 2002. SINTEF tok i studien utgangspunkt i et generelt gasskraftverk på 400 MW bygget i Norge og sammenlignet kostnadene for et slikt anlegg med og uten CO₂-fangst. Hovedkonklusjonene ville blitt de samme om en hadde lagt til grunn et noe større kraftverk, for eksempel 860 MW slik som søkt om på Tjeldbergodden.

Konklusjonene var som følger:

- Når SINTEF bruker samme kostnadsforutsetninger og estimeringsmetode for anlegg med og uten CO₂ fjerning, vil investeringene i et CO₂ renseanlegg med de renseteknologier som er tilgjengelig i dag utgjøre omtrent like mye eller litt mer enn investeringen i selve kraftverket. I tillegg kommer betydelige investeringer i rør m.v. for transport og deponering av gjenvunnet CO₂.
- CO₂ fangst bruker en betydelig mengde energi som medfører en betydelig ekstra driftskostnad
 - Det ekstra energiforbruket vil bety at virkningsgraden faller fra om lag 58% uten CO₂ fjerning til 46 – 49% med CO₂ fjerning.
 - Eller vurdert på en annen måte; med CO₂ fjerning vil det bli brukt 18 – 25% mer gass for hver kWh elektrisitet som skal produseres.
- Kostnaden for å produsere en kWh strøm bli om lag den doble med CO₂ fangst og deponering som uten CO₂ fangst.
 - Med SINTEF sine investeringsestimater, estimerte driftskostnader og antatte gasspriser ville en kWh strøm produsert uten CO₂ fangst koste om lag 17,6 øre/kWh, og med CO₂ fangst og deponering mer enn det dobbelte; 35,7 – 36,7 øre/kWh.

Med andre forutsetninger, blant annet mer realistiske gasspriser, vil tallene bli noe høyere, men de relative forholdene omtrent uendret. Hovedkonklusjonen forblir således det samme; at med kjent tilgjengelig teknologi vil strøm produsert i gasskraftverk med CO₂ fjerning koste omtrent det dobbelte av strøm produsert uten CO₂-fjerning. (Alternativet er å få betalt for CO₂ gjennom salg av kvoter som blir generert, pluss eventuelt salg til oljefelt for økt oljeutvinning. Dette er nærmere omtalt i punkt 11 i dette brevet i kommentarene til uttalelsene fra Norges naturvernforbund/Natur og ungdom.)

Bellona mener dette er basert på utdatert informasjon, og henviser til at det skal være leverandører som i dag kan levere renseteknologi med en renseskostnad på i størrelsesorden 150-180 NOK pr. tonn CO₂, og det henvises i den forbindelse til Mitsubishi Heavy Technical Industries og en artikkel i augustutgaven av MHI Technical Review 2004.

Den nevnte artikkelen gjengir eksempelstudier som er gjennomført blant annet for å identifisere hvilke parametere som påvirker CO₂-rensekostnadene. Det er grunn til å merke seg at dette er ikke anlegg som er bygget, og det er dessuten lagt inn forutsetninger som på ingen måte kan sammenlignes med de forutsetninger som vil gjelde for et gasskraftverk i Norge.

- Alle prosjekteringskostnader, byggekostnader og driftskostnader er eksempelvis beregnet etter Midt-Østen standarder og prisnivå.
- Det er lagt til grunn en gasspris på i størrelsesorden 0,13 – 0,38 NOK/Sm³. Dette er betydelig lavere enn den gassprisen en må kalkulere med i Norge og Europa.

Studien understreker for øvrig energiprisens store betydning for hva det koster å gjenvinne CO₂. Det er i overensstemmelse med Statoils vurderinger. Statoil vurderinger indikerer at energiprisen kan utgjøre opp mot ca 60 % av driftskostnadene og halvparten av resulterende total CO₂-kostnad, jr. også SINTEF studien vist til ovenfor.

Studien som Bellona henviser til er derfor svært lite relevant for norske forhold. Det blir feil å trekke kostnadsestimatene for et enkelt CO₂-anlegg ut, når dette bygger på andre forutsetninger og eventuelt skal bygges i et land med helt andre kostnadsnivåer enn i Norge, og sammenligne det med et kraftverk i Norge hvor både gasspriser og bygge- og driftskostnader er helt andre.

Bellona opplyser videre at Mitsubishi i fellesskap med Kansai Electric Co har erfaringer fra bygging av CO₂-renseanlegg som håndterer 1 million tonn CO₂ i året. Dette synes å bero på en misforståelse. Anlegget som de trolig refererer til ble bygget i 1999 i Malaysia for å fjerne CO₂ fra røykgassen fra dampreformerer i en ammoniakfabrikk. Anlegget fjerner ca 160 tonn CO₂ pr dag, og har en maksimums kapasitet på 210 tonn /dag (ca 60-70.000 tonn/år). Såvidt Statoil kjenner til er dette det største anlegget Mitsubishi har bygget for fjerning av CO₂. I en artikkel fra august 2004 er det henvist til et prosjekteringseksempel for et anlegg for fjerning av 3000 tonn CO₂/dag, men det foreligger ikke nærmere opplysninger om status, kostnader e.l.

Bellona har også en henvisning til at det finnes teknologileverandører som hevder at de kan levere gasskraftverk med CO₂-håndtering som vil kunne gi en håndteringskostnad i størrelsesorden NOK 100 – 200 pr. tonn CO₂. Sargass AS er en av disse. I henhold til Statoils opplysninger har Sargass AS ved flere anledninger informert om at de kan oppnå CO₂-separasjonskostnader på 150-160 NOK/tonn CO₂. Sargass har ikke oppgitt hvilke forutsetninger som er lagt til grunn, f.eks. når det gjelder gasspris. Enkle beregninger tilsier at slike lave kostnader ikke kan oppnås dersom realistiske gasspriser legges til grunn. Videre har Sargass ikke tatt med kostnader til transport og deponering. Statoil har for øvrig gått inn med 4 millioner kroner i støtte til Sargass nettopp for å bidra til å kvalifisere teknologien og få bekreftet hva den reelt vil koste.

Statoils egne oppdaterte oversikter over relevante studier viser at kalkulerte CO₂-fjernings –kostnader fortsatt er vesentlig høyere enn hva som er forenlig med en lønnsom drift av gasskraftverk i Norge. De siste tilgjengelige studiene som kan være relevante indikerer kostnader i intervallet 260 – 460 NOK/tonn CO₂. Dette er før kostnadene til transport og deponering er inkludert, og før en har omregnet kostnadene til norske forhold. Kostnadene til transport og deponering alene anslås til i størrelsesorden minimum 150 NOK/tonn CO₂, basert på studien gjennomført av SINTEF for Statoil i 2002 (SINTEF rapport TR A5693 referert til ovenfor.).

For det planlagte gasskraftverket på Tjeldbergodden har Statoil lagt til grunn at det skal være mulig å ettermontere anlegg for CO₂-rensing av røykgassen dersom forutsetningene endres slik at dette blir kommersielt gjennomførbart. Det innebærer at det er satt av tilstrekkelig plass til et eventuelt anlegg, og at det ved prosjektering og bygging av kraftverket tas hensyn til at etterinstallasjon av CO₂-renseanlegg kan bli aktuelt.

SINTEF er i ferd med å avslutte en studie som spesifikt vurderer kostnader for CO₂-rensing for gasskraftverket på Tjeldbergodden. Resultatene herfra forventes å foreligge like over nyåret. I tillegg har Statoil igangsatt en studie som vil involvere teknologileverandører, og på den måten gi enda mer spesifikke og oppdaterte kostnader. Resultatene fra denne studien ventes å foreligge i februar 2005. Det har ikke skjedd noe drastisk teknologisk gjennombrudd, så selv om vi forventer noe kostnadsreduksjon i forhold til tidligere studier, forventer vi ingen drastiske endringer i forhold til konklusjonene ovenfor.

Det er i dag uavklart hvorvidt og under hvilke betingelser CO₂ lagring med eller uten EOR blir akseptert som et varig klimatiltak i fremtiden, bl.a. i forhold til mulig kreditering som et JI-tiltak etter Kyotoprotokollen eller i forhold til tildeling av frikvoter i et fremtidig regime for kvotehandling. Dette bør være avklart før de faktiske kostnader knyttet til CO₂-håndtering kan beregnes. Vedrørende kvoteinntekter m.v. viser vi tilomtale av dette i kommentarene til Naturvernforbundet/Natur og ungdom under punkt 11.

Det må stilles krav om maks 5 ppm NO_x i eksosen, og kravet må i sin helhet oppfylles på anlegget (ikke 3. parts tiltak).

For den turbinstørrelsen som er aktuell for kraftverket på Tjeldbergodden er utslipp innenfor en grense på 25 ppm NO_x i avgassen definert som BAT. Dette er også det laveste utslippsnivået som turbinleverandørene i dag kan garantere. Beregninger og modelleringer som Statoil har gjennomført og presentert i konsekvensutredningen viser at et utslipp på dette nivået ikke gir tålegrenseoverskridelser i noen del av utredningsområdet, og at ytterligere rensing gir svært begrenset gevinst. Dette har sammenheng med at den aktuelle rensemetoden gir uønskede utslipp av ammoniakk. Statoil har derfor prioritert å vektlegge lave utslippsnivåer for NO_x som et av konkurransekriteriene i den forestående anbudsprosessen, for derigjennom å bidra til utvikling av turbinteknologi med lavere utslipp. Ut fra informasjon som er innhentet fra nye gasskraftverk, forventer vi at NO_x-utslippet sannsynligvis vil komme til å ligge omkring 15 ppm, men ingen turbinleverandør har hittil vært villig til å garantere dette nivået.

Når det gjelder anledningen til å oppfylle utslippsforpliktelser gjennom 3.parts tiltak legger vi til grunn Miljøverndepartementets retningslinje for behandling av utslippssøknader etter forurensingsloven for gasskraftverk, gitt i brev til SFT 23. juni 2000. Av denne framgår det at dersom forurensingsmyndigheten stiller strengere krav enn det som er definert som BAT, kan differansen mellom tillatt utslippsnivå og den del som oppfylles med en teknologi som anses som BAT, oppfylles ved tiltak hos tredjemann. Konesjonshaver må søke om en slik løsning.

Det understrekes at Statoil i sin utslippssøknad har søkt om et utslippsnivå tilsvarende BAT. Skulle vi bli pålagt utslippsforpliktelser ut over dette, antar vi at gjeldende retningslinjer åpner muligheten for eventuelt å oppfylle forpliktelsene gjennom tredjepartstiltak.

3. Direktoratet for naturforvaltning

Miljøoppfølgingsprogrammene må utformes slik at eventuelle virkninger på flora og fauna fanges opp.

Se kommentar under Aure kommune. Det vil for øvrig være opp til myndighetene å stille krav om oppfølgingsundersøkelser i de tillatelser som gis.

4. Fiskeridirektoratet

Ingen merknader

5. Forsvarsbygg

Ingen merknader

6. Industrikraft Midt-Norge (IMN)

Konsesjonssøknad og KU tar i liten grad hensyn til at det allerede er gitt konsesjon til et kraftvarmeverk i Skogn. Kraftverk nr. 1 vil kunne utelukke kraftverk nr. 2 i overskuelig framtid. Det må foretas en samfunnsøkonomisk vurdering av alternativene. IMN antar at lønnsomheten av det første kraftverket i Midt-Norge vil være høyere enn for kraftverk nummer to, og henviser at kraftverk nummer to vil bringe området fra balanse til overskudd, og utløse behov for nettførsterkninger mot Østlandet.

De samfunnsøkonomiske konsekvensene for de planlagte anleggene på Tjeldbergodden i form av leveranser, sysselsettingsvirkninger og skatteinngang er presentert i kapittel 15 i konsekvensutredningen. Tilsvarende er denne typen samfunnsmessige virkninger for et kraftverk på Skogn presentert i konsekvensutredningen utarbeidet av IMN.

For gasskraftverk vil de nettmessige konsekvensene, samt konsekvensene for kraft- og effektbalanse, være en del av de samfunnsmessige konsekvensene. Som grunnlag for konsekvensutredningen har ECON Analyse as på oppdrag fra Statoil utarbeidet rapporten ”Samfunnsmessige konsekvenser av utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden”. Et hovedtema i denne rapporten er virkninger på det regionale kraftmarkedet og behovet for nettførsterkninger. Rapporten bygger på de kraftsystemutredninger som forelå på det tidspunktet konsekvensutredningen ble utarbeidet.

Statnett er som anleggskonsesjonær gitt utredningsansvaret for sentralnettet, og utarbeider og offentliggjør årlig langsiktige kraftsystemutredninger for sentralnettet. Nå foreligger en ny slik utredning: ”Kraftsystemutredning for sentralnettet 2004 – 2020”, datert juni 2004. Denne er offentlig tilgjengelig. I utredningen heter det bl.a. følgende:

”Gasskraftverk på Tjeldbergodden med nettilkobling i Viklandet er en forsterkning som ser ut til å løse problemene i Norge Midt for stadium 2010. Fra 2010 og frem mot 2020 må ytterligere forsterkninger til for å sikre et velfungerende kraftmarked og en robust forsyning av Norge Midt.”

Forbruket av elektrisk kraft varierer betydelig gjennom året. Dersom det bygges ut mye grunnlast for å sikre forsyningen i perioder med høyt forbruk, vil det i andre perioder kunne bli behov for å eksportere kraft ut av området. Dette er vurdert i Statnetts siste kraftsystemutredning:

”Et gasskraftverk på 800 MW i Norge Midt vil være svært gunstig. To gasskraftverk i området (1600 MW på f.eks på Skogn og Tjeldbergodden) vil gi vesentlig mindre underskudd i området og redusere flaskehalsene på overføringsforbindelsene inn til området. Kombinert med vindkraft vil dette imidlertid medføre økte og til dels betydelige flaskehals ut av området. Den mest nærliggende forsterkningsløsningen for å løse dette er å forsterke nettet sørover gjennom kombinasjoner av spenningsoppgradering og nybygginger fra Viklandet mot Fåberg og videre sørover til Oslo-området.”

Statnett rapporten stadfester også at: ”Ny produksjon i Midt-Norge, og fortrinnsvis sør for Trondheimsfjorden, vurderes som svært ønskelig for å sikre forsyningen i dette området. Dette vil også redusere behovet for nettførsterkninger”.

I forbindelse med det planlagte gasskraftverket på Tjeldbergodden, har Statnett søkt om konsesjon for en tilknytningsledning fra Tjeldbergodden til Trollheim og transformering 420/132 kV på Tjeldbergodden. Tiltakets investeringskostnad er av Statnett anslått til 400 mill.kr. Denne nye ledningen vil også legge til rette for tilknytning av ny vindkraft i området (ut over det som er under etablering på Hitra og Smøla). Se også omtalen av dette under punkt 9 i kommentarene til Møre og Romsdal fylke.

I forbindelse med det planlagte gasskraftverket på Skogn har Statnett utredet og fått konsesjon på en ny 300 (420) kV ledning Verdal–Skogn. I forbindelse med en gasskraftutbygging på Skogn vil det også være aktuelt å etablere en ny stasjon, Søvikodden. Tiltakene vil først bli aktuelle når gasskraftverket på Skogn eventuelt realiseres. Tiltakets investeringskostnad er tidligere anslått av Statnett til 350 mill.kr.

Statnett gir i kraftsystemutredningen også en oppsummering av de viktigste nettutviklingstiltak på et overordnet nivå for Norge. Det opplyses at en oppgradering (spenningsoppgradering kombinert med nybygging) av forbindelsen fra Trøndelag til Østlandet er under utredning. Dette vurderes som et av flere aktuelle tiltak for å øke spenningsstabiliteten og sikre forsyningen til Midt-Norge. Denne løsningen vil også være robust i forhold til en eventuell fremtidig realisering av større mengder gasskraft i Midt-Norge, hvor det vil bli behov for å transportere kraft ut av Midt-Norge til Østlandet.

Oppsummert synes det klart at det for å dekke et stadig økende kraftunderskudd i Norge vil være plass både for det planlagte kraftverket på Tjeldbergodden og i Skogn. Hvilke nettførsterkingstiltak som er nødvendige og gir samfunnsmessig størst nytteverdi er det i første rekke opp til Statnett å vurdere, basert på en totaloversikt over forbruk og produksjon i de ulike delene av landet.

7. Kystdirektoratet/Kystverket i Midt-Norge

Kystverket støtter de faglige vurderinger som er framført av ytre etat; Kystverket i Midt-Norge, men ser ikke grunnlag for krav om tilleggsutredning med utgangspunkt i Kystverkets ansvars- og myndighetsområde. Kystdirektoratet ber om at merknadene tas til etterretning i det videre arbeidet med søknader om tillatelser. Kystverket Midt-Norges uttalelse er gjengitt punktvis og kommentert i det følgende:

Tiltak i sjø, herunder også utfylling/mudring, krever tillatelse fra Kystverket

Dette følges opp i det videre arbeid med framskaffelse av nødvendige uttalelser.

Vår dato
2004-12-10

Vår referanse
PMT-MYN 00005

Deres dato
2004-11-19

54 av 66

Vår saksbehandler
Jostein Nordland, 51 99 70 27

Deres referanse
NVE: 200401582-29 kte/chf
SFT: 2002/546 408/93-015

Diverse spørsmål i tilknytning til risikoanalysen for skipstrafikk til/fra TBO, bl.a. geografisk område, grunnstøting/kollisjon langs seilingsleden, risiko for landpersonell, punktering av Haltenpipe, risiko for fritids- og fiskeflåten

Disse forholdene vil bli ivaretatt ved oppdatering av risikoanalyser i tilknytning til de planlagte arbeidene.

Kystverket stiller spørsmål ved om vurderingene av friluftsliv også sjøområdene utenfor.

Det er ikke identifisert særskilte friluftslivsinteresser i sjøområdene som kan tenkes å bli berørt av de planlagte tiltakene.

Oversiktlig kartmateriale vedr. anleggets plassering burde vært tatt med i sammendraget.

Konsekvensutredningen inneholder flere kartutsnitt som viser den aktuelle lokaliteten både i et større bilde (figur 4-1) og på et mer detaljert nivå (kartene 10.1 – 10.4). I tillegg er det tatt inn skisser som viser de ulike anleggskomponentenes plassering innbyrdes på tomte (figurene 4.2 og 11-1).

Inntaksarrangement på 60 m dyp vil kunne kreve avklaring i forhold til kulturminnelov.

Statoil har gjort en egen henvendelse til NTNU Vitenskapsmuseet i Trondheim, som er kulturvernets landsdelsinstitusjon for forvaltning av kulturminner under vann i Midt-Norge. Det er klarert at det ikke vil bli nødvendig med marinarknologiske undersøkelser i forkant av de planlagte arbeidene. Områder i nærheten ble grundig undersøkt i forbindelse med etableringen av metanolfabrikken, ut til 20 m dyp. Det planlagte tiltaket har så beskjedent omfang at NTNU-VM anser sannsynligheten for konflikt med uregistrerte kulturminner som svært liten, og har derfor ingen innvendinger mot at det planlagte tiltaket iverksettes.

8. Luftfartstilsynet

Ingen merknad

9. Møre og Romsdal fylke

Utredningen har i liten grad vurdert gasskraftverk opp mot energipotensialet i alternative energikilder og andre energibærere enn elektrisitet.

Bakgrunnen for Statoils omsøkte prosjekt er at det er nødvendig å videreutvikle industristedet Tjeldbergodden for å sikre fortsatt virksomhet og avkastning av de investeringer som er gjort. Metanolfabrikkenes konkurranseevne vil styrkes gjennom at produksjonen utvides med relativt beskjedne investeringer. Dette vil gi lavere enhetskostnader. Dessuten vil samtidig bygging av kraftverk gi ekstra gevinster gjennom å kunne dele felles investeringer og driftskostnader. Statoil ser i dag ingen alternativ etablering som på tilsvarende måte kan bidra til å sikre Tjeldbergoddens konkurranseevne. Utvidelse av metanolfabrikken alene har vi hittil ikke vært i stand til å finne god nok lønnsomhet i.

I konsekvensutredningen er det gitt en oversikt over den nasjonale og regionale situasjonen mht. kraftbalanse og effektbalanse. Basert på offentlige planer og oversikter er det vist hvordan myndighetene ser for seg at kraft- og effektunderskuddet kan dekkes opp. Ut over dette vil det være opp til myndighetene å eventuelt utrede hvordan alternative energikilder kan tas i bruk, det være seg bioenergi, vindkraft, bølgekraft el.

Statoil er informert om planene for vindkraftutbygging på Hitra og det planlagte prosjekt på Frøya. Utbyggere og nettansvarlige synes å være enige om at en oppkobling av disse anleggene til sentralnettet via den eksisterende 132kV koblingsstasjonen på Tjeldbergodden og den planlagte nye ledningen Tjeldbergodden-Trollheim er den beste løsningen. Statoil stiller seg positiv til dette dersom vårt omsøkte prosjekt realiseres.

Det er i liten grad gjort rede for ulemper knyttet til energisvinnet gjennom varmetap i kjølevannet.

Det er i konsekvensutredningen vist hvordan gasskraftverket er planlagt med sikte på høyest mulig virkningsgrad med hensyn på å produsere elektrisitet, og hvordan integreringen med metanolfabrikken til en viss grad bidrar til å øke virkningsgraden. Energiflyten gjennom anlegget, før og etter metanolutvidelsen og byggingen av kraftverket, er illustrert i figurene 6.3 og 6.4 i konsekvensutredningen. Det framkommer også av konsekvensutredningen at det på Tjeldbergodden i dag er begrensede muligheter for å utnytte restenergien i det tempererte kjølevannet. I kapittel 15.9.8 er beskrevet hvordan kjølevann tidligere har blitt benyttet til akvakultur, og hvilke andre planer som har vært arbeidet med angående utnyttelse av temperert kjølevann. For øvrig viser vi også til omtale av kjølevann foran under punkt 1 i kommentarene til Aure kommune

Det er ikke gjort rede for klimaeffekter av nitrogenholdige luftutslipp og effekter av VOC-utslipp.

Se omtale om dette under kommentarene til uttalelsen fra Aure kommune.

Det er ikke sagt noe om avfallshåndtering ved anlegget.

Se omtale om dette under kommentarene til uttalelsen fra Aure kommune.

10. Norges naturvernforbund/Natur og ungdom (Uttalelse til konsekvensutredning/konsesjonssøknad)

Statoil baserer seg i stor grad på NVE-rapporten "Kraftbalansen mot 2015", uten å ha tatt hensyn til en kommentar til denne rapporten som NVE har kommet med senere (24. september 2004). Konsesjonssøknaden baserer seg dermed på feil grunnlag, og Statoil må derfor utrede energibehov og kraftbalanse på nytt basert på ny informasjon fra NVE. Statoil må utrede hvordan EUs klimaforpliktelser vil påvirke utslipp fra kraftproduksjonen i EU.

Den nevnte rapporten er en av flere kilder som er benyttet for å beskrive den forventede utviklingen i kraft- og effektbalansen. Statoil har benyttet firmaet ECON analyse as til å utarbeide en underlagsrapport for konsekvensutredningen, og i denne er det referert til de kilder som på det tidspunktet var tilgjengelige. Senere er det presentert oppdaterte oversikter over forventet utvikling. Statnett har senest i juni 2004 lagt fram "Kraftsystemutredning for sentralnettet. 2004-2020". Det vises også til NVE rapporten "Kraftoppdekning ved import til Norge" datert august 2004. I basis scenariet i

den siste kraftsystemutredningen vil en i 2010 i et normalår ha et underskudd i kraftbalansen på ca 8 TWh, som da må dekkes med import av kraft. Dette er et noe mindre underskudd enn det scenariet for år 2010 som tidligere er presentert (12 TWh), og som er referert til i konsekvensutredningen. I et tørrår i 2010 vil underskuddet bli betydelig større.

I 2020 forventes underskuddet å være marginalt mindre, men da under forutsetning av at det er satt i drift gasskraftverk på hhv Kårstø og Tjeldbergodden, som til sammen produserer 9TWh. Uten disse gasskraftverkene vil en etter dette scenariet i år 2020 ha et underskudd på 17 TWh. I et tørrår vil underskuddet bli vesentlig større.

I Statnetts utredning fra juni 2004 er det også presentert scenarier for hvordan utviklingen kan bli dersom det ikke bygges ut noe særlig ny kraftproduksjon. I et slikt tilfelle vil underskuddet i et normalår kunne ligge på grensen av hva som er mulig å importere med dagens kapasitet. I et tørrår vil underskuddet i et slikt scenarie kunne bli så stort at betydelig forbruksreduksjon er eneste realistiske alternativ.

I henhold til Statnetts utredning forventes Sverige og Finland å ha kraftunderskudd, både i 2010 og 2020. Dette til tross for at en har kalkulert inn 1600 MW ny kjernekraft i Finland.

På denne bakgrunn kan vi ikke se at det er noe som tyder på at det bildet som er tegnet av sannsynlig utvikling i kraft- og effektbalansen er vesentlig endret.

Det er fortsatt stor usikkerhet rundt innholdet i et framtidig Norsk/Svensk sertifikatmarked for grønn kraft og hvilke konsekvenser det vil få for markedet. Like ens er det i dag ikke mulig å si noe sikkert om hvordan EUs miljøpolitikk vil bli konkretisert i forhold til målsettingene om reduserte CO₂-utslipp og mer miljøvennlig kraftproduksjon.

Delvis basert på den nevnte rapporten hevder Statoil at de globale CO₂-utslippene vil bli redusert som følge av gasskraftverket. NVEs kommentarer til rapporten svekker denne konklusjonen. Det stilles spørsmål ved påstanden om at kraft som importeres til Norge i vesentlig grad består av kullkraft. Import av kraft og gasskraft må sammenlignes for hele kraftverkets levetid.

Sammenligningen av CO₂-utslipp fra importert kraft og egenprodusert gasskraft er i første rekke basert på rapporten "Kraftforsyning fra land til sokkelen", utarbeidet av NVE og OD i 2002. Det vises også til NVE sin oppsummering av dette i rapporten "Kraftoppdekning ved import til Norge" datert august 2004. I NVE/OD rapporten er det lagt til grunn at kullkraft i de nærmeste årene (fra år 2002) vil være den dominerende marginale kraftproduksjonen i det integrerte nordeuropeiske markedet, da det er der den ledige produksjonskapasiteten befinner seg. For beregning av CO₂-utslipp fra importert kraft er det lagt til grunn at ved starten av perioden (2003) kommer all importert kraft fra kullkraftverk, produsert med en gjennomsnittlig virkningsgrad på 40%. I årene framover er det lagt til grunn en antakelse om en gradvis endring i retning av mer gasskraft eller annen miljøvennlig kraftproduksjon, slik at i 2013 vil CO₂-utslippene være som om all importert kraft var produsert på gasskraftverk med virkningsgrad 60%. For de etterfølgende årene er det antatt en gradvis bedret virkningsgrad opp mot 70% i 2028.

Basert på denne modellen er CO₂-utslipp fra importert kraft sammenlignet med gasskraft fra Tjeldbergodden for perioden 2007-2015. Siden kraftverket på Tjeldbergodden er planlagt med en virkningsgrad på 58%, framstår det i sammenligningen med høyere CO₂-utslipp enn importert kraft fra og med år 2013 (60% virkningsgrad).

NVE/OD-rapporten legger til grunn en svært optimistisk antagelse om utvikling med hensyn til overgang til miljøvennlig produksjon når det gjelder importert kraft. Dersom det på gasskraftverk i våre importland oppnås en virkningsgrad på 60%, er det dessuten grunn til å regne med at det samme kan oppnås på gasskraftverk i Norge, som følge av driftsoptimaliseringer og tekniske forbedringer. Usikkerheten i prognosene øker imidlertid utover i tid, og på den bakgrunn har vi i konsekvensutredningen valgt å vise en mulig utvikling bare fram til år 2015.

I tillegg til det som er nevnt ovenfor bør det tas med i betraktningen at ettersom det planlagte kraftverket blir bygget i et område med raskt voksende underskudd på kraft, vil dette gi et vesentlig mindre tap av energi i overføringsnettet, sammenlignet med en situasjon der underskuddet må dekkes opp gjennom import av kraft. Selv i en fremtid hvor Europa kanskje i betydelig grad har gått over til gasskraft i stedet for kull- og oljekraft, mener vi det må være miljømessig bedre å produsere denne strømmen direkte i Norge hvor gassen og strømbehovet er, i stedet for å transportere gassen til Europa for deretter å kjøpe strøm tilbake.

Naturvernforbundet/Natur og Ungdom mener at grunnlast produsert på et kraftverk på Tjeldbergodden må sammenlignes med grunnlast i de landene det importeres kraft fra. Etter vår oppfatning er det riktigere å sammenlikne egenprodusert kraft med den marginale kraftproduksjonen som faktisk utløses i en situasjon med underskudd på kraft i Norge. I dag er det kullkraft. Dette illustreres godt ved det faktum at utslippene pr. kWh danskprodusert kraft økte betydelig i takt med den økte eksporten av strøm fra Danmark til Norge vinteren 2002/2003. Det refereres i den sammenheng både til rapporter fra Eltra (Det danske "Statnett") og til rapporter fra danske elektrisitetsprodusenter.

Egenprodusert kraft produsert på Tjeldbergodden vil imidlertid komme svært gunstig ut også om en sammenligner med "gjennomsnittskraft" produsert i Danmark. Mer enn 40 % av denne gjennomsnittskraften er kullkraft, deretter kommer gasskraft, vind-, vann- og sol-kraft, kraft fra avfall og bioenergi, samt mindre mengder fra atomkraft og oljekraft. Basert på statistikk fra danske Eltra (tilsvarende Statnett i Norge) var de beregnede gjennomsnittlige utslipp av CO₂ pr. kWh eksportert kraft 684 g CO₂/kWh i 2003, altså nær det dobbelte av utslippene fra det planlagte kraftverket på Tjeldbergodden. For elektrisitet levert til forbrukere på Jylland og Fyn regner Eltra et utslipp på 525 g CO₂/kWh for samme år, dvs. nær 50 % høyere enn fra strøm produsert ved et kraftverk på Tjeldbergodden.

Statoil må utrede utrede alternativ framskaffelse av tilsvarende mengde energi fra fornybare kilder, herunder også bioenergi.

Se kommentar i punkt 9 til uttalelsen fra Møre og Romsdal Fylke.

Statoil må utrede hvordan mulige støtteordninger for gasskraft med CO₂-håndtering vil muliggjøre at teknologien tas i bruk.

I det vi viser til kommentarene under punkt 2 til Bellonas uttalelser, er situasjonen at det i dag er et stort gap mellom kostnader ved CO₂-fangst og håndtering, og det som er mulig å få betalt for denne CO₂-en. Det eksisterer ingen støtteordninger som på langt nær gjør det mulig å overkomme dette gapet, For øvrig viser vi til videre utredning av dette nedenfor under punkt 11.

Statoil må utrede prognoser for kostnadsutvikling for CO₂-håndteringsteknologi.

Statoil har i konsekvensutredningen pekt på hvilke teknologier som er teknisk gjennomførbare pr. i dag, nemlig reformerteknologi og aminabsorpsjon. Av disse er reformerteknologien ennå den minst modne, og ingen av dem kan sies å representere anvendt og utprøvd teknologi for gasskraftverk av den størrelse som Statoil planlegger. Selv om teknologiene regnes som teknisk gjennomførbare, vil de introdusere en betydelig grad av usikkerhet i prosjektet og driften. Dette sammen med høye investerings- og driftskostnader gjør at ingen metoder for CO₂-håndtering pr i dag er kommersielt gjennomførbare på gasskraftverk i Norge.

Det er av ulike aktører og med forskjellige forutsetninger laget flere prognoser for hvordan teknologiutviklingen innenfor CO₂-håndtering vil bli, både med hensyn til hvilke teknologier som ventes å bli aktuelle i framtida, og de tilhørende kostnadene. Statoil ser ikke noe grunn til å foreta nye gjetninger. Derimot viser vi til den strategien vi har beskrevet nedenfor under punkt 11 hvor vi ved øket innsats på teknologiutvikling sammen med etablering av et CO₂ kvotemarked og bygging av et kraftverk nå, bør være i stand til å få slik anlegg bygget noen år frem i tiden.

Statoil må utrede energisparingspotensialet for industrien og næringsbygg i Midt-Norge.

Statoil søker om konsesjon for et prosjekt som vil bidra til å redusere regionens og nasjonens underskudd på elektrisk kraft. Som det er sagt i konsekvensutredningen har en i Norge ennå ikke fullt utnyttet potensialet for energiøkonomisering. Samtidig er det klart at med dagens politikk er det ingen mulighet for at energiøkonomiseringstiltak på langt nær kan dekke det forventede kraftunderskuddet. Statoil har som policy å drive sin egen virksomhet med høy grad av energieffektivitet, men kan ikke se at det er vår oppgave å utrede slike tiltak for andres virksomhet.

Statoil må foreta en komplett livssyklusanalyse av gasskraftverket.

I tråd med kravene i utredningsprogrammet har Statoil utredet hvilke langsiktige konsekvenser de planlagte anleggene vil ha med hensyn til utslipp til luft, utslip til sjø, konsekvenser for kraftoverføringsnett, samfunnsmessige konsekvenser og en rekke andre forhold. Etter vår vurdering gir dette et tilstrekkelig grunnlag. Det er tvilsomt om det ut over dette vil være mulig å gjøre en vesentlig utvidet livsløpsanalyse av et prosjekt som dette, og det er vanskelig å se hvordan en slik øvelse skulle kunne opplyse saken på en bedre måte og således bidra til å forbedre beslutningsunderlaget.

11. Norges naturvernforbund/Natur og ungdom (Uttalelse til utslippssøknader)

Norges naturvernforbund/Natur og ungdom har levert en egen uttalelse til utslippssøknadene. I tillegg til punktene ovenfor har en der pekt på følgende:

Det forutsettes at Statoil får like strenge utslippskrav mht NO_x som gasskraftverket på Skogn (5 ppm). Videre understrekes at kravet må gjelde spesifikt på anlegget på Tjeldbergodden, og at det ikke må gis anledning til å oppfylle kravet gjennom 3. parts tiltak.

Det vises til våre kommentarer under punkt 2 til tilsvarende uttalelse fra Bellona.

Det henvises til at regjeringen har avsatt 2 milliarder kroner til et fond hvor avkastningen går til forskning på CO₂-håndtering. Videre henvises det til at regjeringen i Sem-erklæringen har gått inn for en støtteordning for gasskraftverk med CO₂-håndtering, hvor disse får refundert midler tilsvarende hel el-avgift på 2002-nivå. På denne bakgrunnen finner Naturvernforbundet/Natur og ungdom det påfallende at Statoil ikke viser noen videre interesse av å benytte seg av disse midlene for å realisere et CO₂-håndteringsprosjekt.

Vi henviser til vår kommentar under punkt 2 foran til Bellonas uttalelse. Der har vi omtalt kostnader til CO₂-håndtering, og vist til at det pr. i dag ikke er etablert offentlige støtteordninger som kan bidra til at gasskraftverk med CO₂-håndtering blir etablert. Regjeringens fond på 2 milliarder, der avkastningen skal benyttes til forskning innenfor CO₂-rensing og CO₂-håndtering er et skritt i riktig retning. Statoil er enig i at det må satses på teknologiutvikling, men ser dette i en samlet strategi.,

Statoil legger følgende tre trinn strategi til grunn

1. Energieffektivisering
2. Kvotehandling
3. Teknologiutvikling

Vedr. 1.

Vi feier først for egen dør ved å bygge og drive våre anlegg på en energieffektiv måte. Metanolfabrikken som eksempel er allerede i dag verdens mest energieffektive metanolanlegg, og kraftverket vil bli bygget med siste tilgjengelige teknologi.

Vedr. 2

a. Klimautfordringen er en global utfordring som må løses med globale virkemidler. Statoil støtter Kyoto protokollen. EUs kvotehandels regime er første konkrete steg i implementeringen av Kyoto. Kvotehandling er det eneste initiativ på den internasjonale arena som kan medføre CO₂ reduksjoner globalt. Kvoteregime vil medføre CO₂ utslippsreduksjoner der hvor dette koster minst, mest miljø for pengene, mens andre steder hvor ytterligere reduksjoner koster mye kan kjøpe kvoter. Ved kjøp av kvoter er en direkte med og betaler for globale CO₂ reduksjoner. Statoil forutsetter at Norge blir med i kvotehandling og at kraftverket vil måtte kjøpe kvoter ut over tildelte fri kvoter på det åpne internasjonale kvotemarkedet.

b. Et stort kvotemarked er også viktig på lengre sikt for de som skal videreutvikle teknologi for CO₂ rensing og for de som skal ta slik teknologi i bruk. Gjennom et kvotemarked vil en vite hva CO₂-en er verdt, hva en kan få betalt for denne.

Vedr. 3

Statoil har satset betydelige midler på teknologiutvikling, også innenfor CO₂ rensing. I forbindelse med lanseringen av kraftverket på Tjeldbergodden har Statoil også invitert til en "nasjonal dugnad", der Statoil både er villig til å bidra med egne midler og kompetanse sammen med myndigheter og andre. Statoil kan tilby velegnede steder til demonstrasjonsanlegg/pilotanlegg i nasjonal eller internasjonal regi på Tjeldbergodden eller Mongstad.

Det er ikke mulig å ta betalt for hva det koster å gjenvinne CO₂ over strømprisen. Det må være noen som betaler for CO₂. Da er det to muligheter,

- o kvotesalg og

Vår dato
2004-12-10

Vår referanse
PMT-MYN 00005

Deres dato
2004-11-19

60 av 66

Vår saksbehandler
Jostein Nordland, 51 99 70 27

Deres referanse
NVE: 200401582-29 kte/chf
SFT: 2002/546 408/93-015

○ eventuelt salg til oljefelt for øket oljeutvinning
I dag overstiger kostnaden for CO₂ gjenvinning langt betalingsevnen for CO₂.

Målet med en felles forsknings- og teknologiutviklingsinnsats skal blant annet være å bringe kostnadene for fangst, transport og lagring av CO₂ ned, samt identifisere mulige felt som kan dra nytte av CO₂ til øket oljeutvinning, slik at det kan bli kommersielt mulig å installere dette en gang i fremtiden.

Skal dette være mulig, er det viktig at man da har et fullskala kraftverk i drift hvor dette kan installeres. Som nevnt foran, og også beskrevet i vår konsekvensutredningsrapport, vil plass bli avsatt på Tjeldbergodden slik at CO₂ rensing av avgassen kan installeres ved et senere tidspunkt når dette er kommersielt mulig.

Norges naturvernforbund/Natur og ungdom hevder at CO₂-håndtering på gasskraftverk ikke vil være dyrere enn andre innenlandske tiltak som kan treffes for å redusere Norges CO₂-utslipp i tilsvarende grad, og det henvises i den forbindelse til SFTs klimatiltaksanalyse fra år 2000.

SFTs tiltaksanalyse fra 2000 har ikke vurdert kostnader knyttet til rensing/deponering av CO₂ fra eksosgassen i gasskraftverk, og gir således ikke noen mulighet for å sammenligne dette tiltaket med alternative tiltak.

12. Naturvernforbundet i Rissa

Naturvernforbundet i Rissa er sterkt kritiske til økte utslipp fra gasskraftverket og metanolfabrikken, og krever at utslippsvilkårene blir skjerpet for alle utslippsparementer. I særlig grad gjelder dette utslippet av klimagasser. Det pekes spesielt på utslippene av VOC som sammen med NO_x danner bakkenært ozon, og som etter naturvernforbundets syn ikke er tatt tilstrekkelig hensyn til.

Vi viser til utslippssøknaden og tilhørende konsekvensutredning, der alle viktige utslipp og konsekvensene av disse er beskrevet. I konsekvensutredningen er det gjort rede for modellberegninger av spredning og avsetning av forurensende komponenter, og konsekvenser i forhold til tålegrenser er vurdert. Dannelsen av bakkenært ozon er også vurdert og beskrevet. Konklusjonene er at utslippene fra metanolutvidelsen og kraftverket ikke vil føre til overskridelse av tålegrenser. Når det gjelder dannelse av bakkenært ozon er dette et storskala regional fenomen på våre breddegrader, og bidraget fra en enkelt moderat punktkilde, som anlegget på Tjeldbergodden, vil være lavt og vanskelig å kvantifisere eksakt. Nilu har i sin underlagsrapport til konsekvensutredningen konkludert med at det er lite trolig at bidraget vil gi noen målbare effekter på vegetasjon i området, sett i forhold til dagens situasjon.

13. Riksantikvaren

Ingen merknader

Vår dato
2004-12-10

Vår referanse
PMT-MYN 00005

Deres dato
2004-11-19

61 av 66

Vår saksbehandler
Jostein Nordland, 51 99 70 27

Deres referanse
NVE: 200401582-29 kte/chf
SFT: 2002/546 408/93-015

14. Rindal kommune

Ingen merknader

15. Statens landbruksforvaltning

Ingen merknader

16. Statnett

Idriftsettelse av kraftverket vil kreve vedtak fra systemansvarlig (Statnett) etter § 14 i Forskrift om systemansvaret i kraftforsyningen. Statnett forutsetter at de konsesjonssøkte anleggene vil overholde vilkår gitt av systemansvarlig

Dette er registrert og fanget opp i prosjektets oversikt over nødvendige søknader/tillatelser (myndighetsplan).

Ny kapasitet på 860 MW med lang brukstid er svært positivt. Ny produksjon på TBO innebærer også trolig at betydelige nettførsterkinger kan skyves ut i tid eller ikke bli aktuelle. Ytterligere nettførsterkingsbehov vil imidlertid kunne bli nødvendige, bl.a. som følge av etablering av vindkraft.

Se kommentar til Industrikraft Midt-Norges og Naturvernforbundets uttalelser.

17. Trøndelagsrådet

Gitt konsesjon til Skogn og mulig konsesjon til PMT vil åpenbart influere hverandre. Innmating av strøm fra to 800 MW kraftverk i sentralnettet er ikke uten videre mulig eller ønskelig. Dette må nærmere avklares. Det vil ikke uten videre være gass tilgjengelig til to kraftverk. Dette må avklares.

Når det gjelder eventuell innmating av strøm fra et kraftverk i Skogn i tillegg til et kraftverk på Tjeldbergodden, vises til det som er kommentert under uttalelsene til Naturvernforbundet/Natur og Ungdom og Industrikraft Midt-Norge.

Når det gjelder Haltenpipe, er det gjort vurderinger av hvordan kapasiteten kan økes.

I konsekvensutredningen er metanolfabrikkens gassbehov pr. i dag oppgitt til ca 2,1 MSm³/d ved maksimal utnyttelse av produksjonskapasiteten. Utvidelsen vil øke metanolfabrikkens behov med opp mot 0,77 MSm³/d til i underkant av 3 MSm³/d. Det planlagte gasskraftverket vil ha behov for ca 3,1 MSm³/d. Dette gir et totalt gassbehov på opp mot 6,5 MSm³/d, noe avhengig av endelig valg av gassturbiner. Dette er lavere enn rørledningens designkapasitet som er 7,4 MSm³/d, men vil likevel kreve at det gjennomføres flere tiltak. Blant annet må det installeres økt kompresjonskapasitet på Heidrun-plattformen, det må legges tilrette for å hente inn gass fra andre felt enn Heidrun, det må gjøres

Vår dato
2004-12-10

Vår referanse
PMT-MYN 00005

Deres dato
2004-11-19

62 av 66

Vår saksbehandler
Jostein Nordland, 51 99 70 27

Deres referanse
NVE: 200401582-29 kte/chf
SFT: 2002/546 408/93-015

modifikasjoner på en undervannsv ventil, og det blir nødvendig med ytterligere steindumping langs Haltenpipe-ledningen.

En oppgradering av designtrykket til 221 barg vil gi mulighet til å levere ca 9 MSm³/d gjennom Haltenpipe.

Det er sannsynlig at det gjennom ytterligere tiltak er mulig å øke kapasiteten vesentlig ut over 9 MSm³/d. Slike tiltak vil kunne være ytterligere trykkoppgradering, senking av innløpstrykket på Tjeldbergodden og eventuelt etablering av en kobling mellom Haltenpipe og Draugenpipe. Flere av disse tiltakene vil teknisk og operasjonelt sett være meget krevende. Nødvendige verifiseringer av tekniske løsninger gjenstår, og kostnader må nøye vurderes opp mot mulig inntjeningspotensiale.

I konsekvensutredningen for kraftvarmeverket Skogn har Industrikraft Midt-Norge oppgitt gassbehovet for kraftverket til 1,1 mrd Sm³/år (ca 3 MSm³/d), mens rørledningen er planlagt for en kapasitet på 1,4 mrd Sm³/år for å ta høyde også for andre brukere.

Vi håper dette gir et fyldestgjørende svar til de høringsuttalelser som har kommet inn.

Med vennlig hilsen
For Statoil ASA

Egil Sæl
Direktør Energiprojekter