

Etablering av gasskraftverk på Tjeldbergodden

Statens forurensningstilsyns anbefaling til
Miljøverndepartementet

Innhold

- 1 Konklusjon**
- 2 Sakens bakgrunn**
- 3 Grunnlaget for behandlingen av søknaden og SFTs innstilling**
- 4 Høringsuttalelsene**
- 5 SFTs vurdering**
 - 5.1 Saksbehandlingen**
 - 5.2 Forventet CO₂-utslipp fra Tjeldbergodden uten CO₂-håndtering**
 - 5.3 Teknologi og kostnader ved CO₂-håndtering ved Tjeldbergodden**
 - 5.4 Virkningene av kvoteplikt uten teknologikrav**
 - 5.5 Vurdering av om det bør stilles teknologikrav i tillegg til kvoteplikt**
 - 5.6 Utforming av teknologikrav**
 - 5.7 Sammenhengen mellom teknologikrav for å redusere CO₂-utslippene og regulering av andre utslipp enn CO₂**
 - 5.8 Internasjonale regler for CO₂-separasjon og -lagring**
 - 5.9 SFTs anbefaling**

- Vedlegg**
 - Teknologi og kostnader ved CO₂-håndtering**
 - Alle høringsuttalelsene**

1 Konklusjon

Menneskeskapte klimaendringer er en av de største miljøutfordringer verden står overfor. FNs klimapanel (IPCC) har konkludert med at det er overveiende sannsynlig at menneskeskapte utslipp av klimagasser har bidratt vesentlig til den observerte klimaendringen de siste 30 til 50 år. Blant annet har den globale middeltemperaturen økt med omlag 0,6 °C over de siste 150 år. I følge klimapanelet forventes den globale middeltemperaturen å øke med 1,4 - 5,8 °C de neste 100 år. Slike klimaendringer vil medføre store sosioøkonomiske og miljømessige virkninger i alle land. IPCC har konkludert med at de globale utslippene må reduseres med 50-80 prosent i løpet av de neste 50 årene for å begrense den globale temperaturstigningen til 2 °C.

Klimautfordringen tilsier at etablering av gasskraftverk uten CO₂-håndtering ikke er forsvarlig i et langsiktig perspektiv. SFT anbefaler derfor at det bør stilles krav om CO₂-håndtering i tillegg til kvoteplikt for utslipp av CO₂ fra det omsøkte gasskraftverket på Tjeldbergodden. SFT har da særlig lagt vekt på utslippets størrelse sammenholdt med at det på sikt er ønskelig å ikke legge til rette for utvikling av energisystemer som er basert på fossile brenslere uten en CO₂-håndteringsløsning. SFT legger til grunn at det blir nødvendig med betydelig større utslippsreduksjoner for periodene etter Kyotoprotokollens første forpliktelsesperiode (2008-2012). Store nye utslippskilder som det omsøkte gasskraftverket vil kunne gjøre det vanskeligere for Norge å forplikte seg til ytterligere reduksjoner i klimagassutslippene i fremtiden.

SFT er bekymret for at en utsettelse av krav om CO₂-håndtering ikke vil være tilstrekkelig teknologifremmende, og at et slikt krav vil kunne bidra til å utsette en nødvendig utviklingsprosess. SFTs anbefaling er derfor at teknologikravet utformes som et krav om CO₂-deponering eller annen teknologisk løsning med tilsvarende utslippsreducerende effekt som deponering, og at kravet gjøres gjeldende fra etablering av gasskraftverket.

SFT legger opp til at den endelige reguleringen etter forurensningslovens § 11 første ledd av andre forhold enn CO₂, som blant annet utslipp av kjølevann og NO_x, vil skje etter at reguleringen av CO₂-utslippet etter forurensningslovens § 11 andre ledd endelig er avgjort.

2 Sakens bakgrunn

Statoil ASA har i søknad av 30.06.2004 søkt SFT om bygging av nytt gasskraftverk på Tjeldbergodden i Aure kommune og om tillatelse til å utvide produksjonen på metanolfabrikken med ca 35 prosent.

Det søkes om tillatelse til produksjon av inntil 7,3 TWh/år elektrisk energi. Denne ytelsen er basert på installert effekt på inntil 920 MW, og inkluderer to gassturbiner og en damp turbin. En eventuell demonstrasjonsturbin for hydrogendrift på 25 MW, samt en ekstra effekt på ca 2,5 MW som oppnås ved å utnytte damp fra metanolfabrikken er også inkludert. Kraftverket

vil ha en elektrisk virkningsgrad på ca 58 prosent. Søkeren angir at BAT for nye kombinerte kraftverk (CCP) er på 54-58 prosent.

Utslippet av CO₂ er beregnet til å bli inntil 2 590 000 tonn pr år. I tillegg vil gasskraftverket medføre støy, utslipp av nitrogenoksider (NO_x) og kjølevann.

Statoil framholder i søknaden at et gasskraftverk vil styrke kraftbalansen i region Midt-Norge, Norge og Norden, og bidra til å sikre stabil kraftforsyning i tørre år. Region Midt-Norge går mot en underskuddsituasjon der det i følge Statoil kan bli vanskelig å overføre nok kraft fra sentralnettet og inn til regionen. Statoil mener derfor at Tjeldbergodden er et egnet sted for etablering av gasskraftverk. Transportsystem for gass og nødvendig infrastruktur på land er også etablert. Resipientforholdene på Tjeldbergodden er gode, både i sjøen og på land, noe som gjør at negative lokale miljøvirkninger kan unngås.

Hvis gasskraftverket realiseres må det bygges en ny 420 kV tilknytningslinje fra Tjeldbergodden til Trollheim kraftverk i Surnadal. I følge NVE må det, dersom det ikke blir bygget gasskraftverk, gjennomføres nettforsterkninger i området.

Statoil ønsker å sikre sin posisjon som kostnadseffektiv metanollleverandør og videreutvikle konkurranseposisjonen for Tjeldbergodden som industristed. Det vil styrke konkurransevnen for metanolfabrikken at det etableres ny industri som kan dele felleskostnader.

Kraftverket vil kunne bruke noen av metanolfabrikkens hjelpesystemer herunder systemer for drikkevann, vaskevann, og brannvann, samt anlegg for demineralisert vann, og anlegg for produksjon av nitrogen. I stedet for å investere i en ny dampturbin i metanolfabrikken kan noe overskuddsdamp overføres til en dampturbin i kraftverket. Dermed unngås investering i en ny dampturbin i den utvidete metanolfabrikken. Energigevinsten som oppnås ved å overføre dampen til kraftverkets dampturbin er ca 2,5 MW.

I Statoils planer for gasskraftverk på Tjeldbergodden er det foreslått å installere en hydrogenfyrt turbin for produksjon av elektrisk kraft. Det foreligger lite erfaring med drift av slike turbiner, men erfaringene er viktige for videreutvikling av kraftverk basert på reformerteknologi, der CO₂-andelen av gassen fjernes før hydrogen forbrennes i en turbin. Bakgrunnen for å installere en slik turbin på Tjeldbergodden er at det utvidete metanolanlegget vil produsere en hydrogenrik overskuddsgass som er egnet for forbrenning i turbin. Hydrogenturbinen skal være et demonstrasjonsprosjekt. Statoil forutsetter at flere andre aktører bidrar i finansieringen.

3 Grunlaget for behandling av søknaden og SFTs innstilling

Lov om kvoteplikt og handel med kvoter for utslipp av klimagasser (klimakvoteloven) og forskrift om kvoteplikt og handel med kvoter for utslipp av klimagasser (klimakvoteforskriften) trådte i kraft 1. januar 2005. Det fremgår av denne lovens § 3 nærmere utdypet i forskriftens § 1-1 at kvoteplikten omfatter utslipp av CO₂ i forbindelse med energiproduksjon der innfyrt effekt overstiger 20 MW. Som en følge av dette, er utslipp av CO₂ fra gasskraftverk omfattet av kvoteplikten.

Den som driver virksomhet som er omfattet av kvoteplikten må hvert år innlevere kvoter tilsvarende sine kvotepliktige utslipp. Det kreves dessuten særskilt tillatelse til kvotepliktige

utslipp etter forurensningslovens § 11 andre ledd (jf. klimakvoteloven § 4). Det fremgår av denne bestemmelsen at miljøvernmyndighetene også kan sette vilkår i medhold av § 16 i den særskilte CO₂ utlippstillatelsen. Krav om CO₂-håndtering er et eksempel på et slikt vilkår. Myndigheten til å sette slike vilkår er i loven lagt til Kongen og videre delegert til Miljøverndepartementet ved kgl. res. av 17. desember 2004 nr. 1669.

I brev av 26. mai 2005 om behandling av søknader om utlippstillatelse til nye gasskraftverk anmoder Miljøverndepartementet Statens forurensningstilsyn om å avgi innstilling med anbefaling til departementet i saker som gjelder utlippstillatelse for CO₂ til nye gasskraftverk. SFT bes i sin innstilling om å redegjøre for de økonomiske og tekniske mulighetene for å ta i bruk teknologi for CO₂-håndtering ved det aktuelle gasskraftverket. I denne sammenhengen skal det også presenteres ulike alternativer og kostnadene ved disse.

Utslipp av andre forurensende stoffer fra gasskraftverket krever tillatelse etter forurensningsloven § 11 første ledd. Det presiseres i brevet fra Miljøverndepartementet at det ikke legges opp til noen endring av dagens praksis med hensyn til regulering av utslipp av andre forurensende stoffer enn CO₂ fra gasskraftverk. Myndigheten til å stille vilkår i tillatelsen for å begrense utslipp av andre stoffer ligger derfor hos SFT på vanlig måte.

SFT legger opp til at den endelige reguleringen etter forurensningslovens § 11 første ledd av andre forhold enn CO₂, som for eksempel kjølevann og NO_x, vil skje etter at reguleringen av CO₂ utslippet etter forurensningslovens § 11 andre ledd endelig er avgjort. Utover en kort redegjørelse for sammenhengen mellom reguleringen av CO₂-utslippet og andre forhold vil innstillingen være begrenset til regulering av CO₂-utslippet fra det omsøkte gasskraftverket.

Søknaden om utvidelse av metanolfabrikken blir behandlet som en separat sak og omtales derfor ikke videre i denne innstillingen annet enn der dette er relevant for vurdering av CO₂ utslippet fra gasskraftverket, herunder integreringer mellom gasskraftverket og metanolfabrikken.

Etablering av gasskraftverk krever i tillegg til konsesjon etter forurensningslovens § 11 første ledd og særskilt tillatelse til kvotepliktige utslipp etter samme bestemmelse andre ledd, energikonsesjon gitt med hjemmel i energiloven. Når det gjelder søknad om energikonsesjon vises det til Norges Vassdrag og Energidirektorats (NVE) behandling av denne.

Ved søknad om etablering av gasskraftverk skal det utarbeides konsekvensutredning etter plan- og bygningsloven. NVE er koordinerende myndighet for planprosessen og sørger for at tiltakshaver framlegger en tilstrekkelig konsekvensutredning, og koordinerer høringen av melding og konsekvensutredning. I denne prosessen er SFT høringsinstans.

NVE og SFT har tilstrebet å samordne i tid etatenes behandling av Statoils søknader om konsesjon etter henholdsvis energiloven og forurensningsloven. Det har derfor vært foretatt en samordnet kunngjøring av søknadene, varsling av høringspartene, uttalelsesfrister, samt gjennomføring av folkemøte og møter med søkeren.

Søknaden etter forurensningsloven ble sendt på høring 03.10.2004 med høringsfrist 15.11.2004. SFT kommenterte konsekvensutredningen overfor NVE, og både SFT og NVE så behov for tilleggsutredning. I brev til Statoil av 20.12.2004 fastsatte NVE program for tilleggsutredningen. Tilleggsutredningen ble framlagt 18.03.2005, og den ble sendt på en begrenset høring 12.04.2005, med høringsfrist 18.05.2005.

4 Høringsuttalelsene

SFT har mottatt høringsuttalelser fra ni høringsparter. Fire av disse høringspartene har også kommentert tilleggsutredningen. Det er først og fremst uttalelsene til tilleggsutredningen fra Norges Naturvernforbund, Natur og Ungdom, Naturvernforbundet i Rissa, Bellona og Direktoratet for naturforvaltning som i særlig grad berører CO₂ problemstillingen. Vi har derfor valgt i denne innstillingen som gjelder vurderinger i forhold til CO₂ å oppsummere disse høringsuttalelsene. I tillegg gjengis hovedsynspunktene i Statoils merknader til disse. Alle høringsuttalelsene følger vedlagt innstillingen.

Norges Naturvernforbund, Natur og Ungdom og Naturvernforbundet i Rissa har i sine høringstillatelser hovedfokus på CO₂-utslippene. Partene peker på at CO₂-utslippene har alvorlige globale miljøkonsekvenser, og at utslippet av CO₂ fra et gasskraftverk på Tjeldbergodden vil gjøre det vanskelig for Norge å nå sin Kyotoforpliktelse og at det derfor må settes krav om rensing av CO₂.

Organisasjonene finner tilleggsutredningen så mangelfull at den ikke gir grunnlag for å fatte beslutning. Utredningen av muligheter omkring CO₂-håndtering er ikke tilfredsstillende, og de mener at kostnadsanslagene for renseteknologi er mye høyere enn i andre prosjekter. Partene mener det må stilles krav om at CO₂-utslippene skal renses med minimum 90 prosent, men etterlyser en økonomisk vurdering av ulike teknologiske løsninger. Videre mener partene at kvoteprisen ikke gjenspeiler miljøkostnadene ved CO₂-utslipp. Statoils beregning av samfunnsøkonomiske kostnader er derfor underestimert. Dersom CO₂-utslipp ble priset i forhold til skadene utslippene påfører verden ville CO₂-håndtering være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Partene mener at CO₂ må deponeres fra første dag, og at gasskraftverket ikke tildeles gratiskvoter i kvotesystemet som etableres etter 2008.

Partene mener at energisparing og utbygging av fornybare energikilder i Møre og Romsdal som vindkraft og bioenergi vil skape like mye industriell vekst som utbygging av gasskraftverket på Tjeldbergodden. Utbygging av slike kilder kan også gjøre at Norge blir en netto eksportør av kraft. Det refereres til studier som viser at gasskraft på kort sikt erstatter kullkraft, men at det på lengre sikt erstatter investeringer i fornybare energikilder. Det pekes på at konklusjonen i konsekvensutredningen om behovet for import av kraft i et normalår etter 2010 er basert på gale forutsetninger om kraftbehovet fordi NVE etter dette har nedjustert prognosen for importbehov.

Norges Naturvernforbund og Natur og Ungdom mener også at Statoils egne data viser at importert kraft etter år 2012 vil bli produsert med mindre CO₂-utslipp per kWh enn kraften som lages i norsk gasskraftverk, og at gasskraftverk derfor er en miljømessig dårlig løsning.

Bellona presenterer vurderinger av lønnsomheten av å bygge gasskraftverk med og uten CO₂-håndtering. Det gis flere ulike eksempler. Et av eksemplene viser at dersom kvoteprisen er 150 NOK / tonn CO₂, og hvis gasskraftverket tildeles 60 prosent omsettbare CO₂-kvoter gratis, vil det være mer lønnsomt å bygge gasskraftverk med CO₂-rensing enn uten CO₂-rensing.

Med henvisning til studier fra Oljedirektoratet mener Bellona at CO₂-injeksjon i felter på norsk sokkel kan øke utvinningen av olje, og skape verdier i størrelsesorden 500 milliarder NOK.

Bellona peker på at tildeling av gratiskvoter innebærer at staten betaler kostnadene ved kvotekjøp. Strammere utslippsregime vil gi høyere kvotepris og økende kostnader for staten. Kjøp av kvoter vil føre til strøm av penger ut av landet, og investering i CO₂ rensing vil derfor være en bedre økonomisk løsning for Norge.

Bellona er kritisk til Statoils forutsetninger for utredningen om CO₂-håndtering og viser til Bellonas egne beregninger om fangst og deponering av CO₂. Bellona begrunner nærmere hvorfor de mener at Statoil beregner for høye kostnader.

Videre finner Bellona det nødvendig at myndighetene legger press på oljeselskapene for å forsere utredninger om EOR og for å få til samarbeid mellom flere aktører. Staten må spille en aktiv rolle og overta en del av prosjektrisikoen. Bellona mener at gasskraftverket på Tjeldbergodden bør vente til studier av potensialene for bruk av CO₂ til økt oljeutvinning er gjennomført

Bellona viser til at det i utredningen ikke er redegjort for disponering av aminavfall, heller ikke for ulike byggealternativer, eller synergieffekter mellom kraftproduksjon, metanolproduksjon og renseanlegg.

Direktoratet for naturforvaltning vil ikke gå imot planene for bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden i den grad norske myndigheter velger å satse på gasskraft. Direktoratet bemerker likevel at det kan få alvorlige konsekvenser for naturmiljøet dersom CO₂ fra gasskraftverket bidrar til å forsterke klimaendringene.

Statoils merknader til høringspartenes kommentarer til tilleggsutredningen

Som svar på Bellonas kritikk av Statoils valg av design for fangstanlegget på Tjeldbergodden, skiver Statoil at SINTEF-studien (2005)¹ dokumenterer de ulike renseteknologiene som det i dag arbeides med, og konklusjonen i studien er at aminabsorpsjonsteknologi fremstår som det mest nærliggende for Tjeldbergodden.

På bakgrunn av denne konklusjonen fikk Fluor Daniel i oppdrag å gjennomføre forprosjektering og kostnadsestimering av et konkret anlegg for Tjeldbergodden. Fluor Daniel skal i prosjektet også ha tatt hensyn til flere forbedringer framlagt av SINTEF.

Bellonas uttalelse om at den valgte teknologien ikke er designet og optimalisert med hensyn til lavest mulige kostnader fremstår i følge Statoil uten dokumentasjon.

Som svar på Bellonas påpekning om at kostnadene ved anlegget er overestimert og inneholder feil, skriver Statoil at Bellona blander sammen arbeidene fra SINTEF og Fluor Daniel. Alle kostnadsestimatene som er lagt til grunn for fangstanlegget er gjort av Fluor Daniel, og ikke av SINTEF. Statoil erkjenner at det var uklårheter omkring kostnadene ved fangstanlegg, og for å få et så godt estimat som mulig ble oppdraget gitt til Fluor Daniel. På bakgrunn av

¹ Se referanse nr 11

erfaring med store anlegg i Norge betrakter Statoil Fluor Daniel for å være de mest kompetente til å utføre et slikt oppdrag.

Statoil hevder å ha integrert kostnader til kjøp av kvoter i estimatene og å ha redegjort for inntekter fra salg av CO₂ til EOR. For øvrig mener Statoil at Bellonas sammenstillinger av investerings- og driftskostnader representerer en tilfeldig og misvisende bruk av tall.

Statoil mener at CO₂-lagring er i første rekke et klimatiltak, og at merkostnadene til CO₂-fangst og infrastruktur må finansieres før EOR kan realiseres, mener Statoil. Dette vil i følge Statoil kreve statlig eierskap med betydelig risikovilje.

Til kommentaren om prising av kraft og varme fra kraftverket til fangstanlegget skriver Statoil at hvis kraftverket og fangstanlegget bygges som to fysisk atskilte enheter, og som to uavhengige selskaper må fangstanlegget kjøpe kraft og gass til drift og oppvarmingsformål, noe som vil medføre at kostnadene ved å skaffe energi til fangstanlegget vill bli høyere enn bare gassprisen alene. Kapital- og driftskostnader for ovner, kjeler etc. som omdanner energien til anvendbar form vil også bli inkludert i energiprisen. På Tjeldbergodden har Statoil valgt å integrere kraftverk og fangstanlegg slik at fangstanlegget får kraft og varme fra kraftverket fordi dette totalt sett er den billigste og mest miljøvennlige løsningen. I følge Statoil finnes det i dette ingen ekstra profitt til kraftverkseier som verken tjener eller taper på denne energioverføringen. Som svar på Bellonas kritikk har Statoil imidlertid valgt å nedjustere internrenta for beregningen av energikostnaden fra 9 prosent til 8 prosent. Dette gir en årlig reduksjon i energikostnadene på 15 – 35 millioner NOK.

Sammenligningen av CO₂-utslipp fra importert kraft og gasskraft har Statoil hentet fra en rapport utarbeidet av NVE og OD.² Statoil mener rapporten viser at all kraft som importeres til Norge i 2003 kommer fra europeiske kullkraftverk med høyere CO₂-utslipp enn et norsk gasskraftverk. I Europa kan det imidlertid skje en utvikling i retning av mer gasskraft, eller annen miljøvennlig kraftproduksjon. Statoil mener dette viser at CO₂-utslippene forbundet med kraft importert i 2013 vil være omtrent lik CO₂-utslippene fra kraft produsert i et norsk gasskraftverk. Videre mener Statoil at etter 2013 kan kraft fra et norsk gasskraftverk ha noe høyere CO₂-utslipp en importert kraft, men forskjellene er små, og prognosen er usikker.

Statoil er ikke kjent med planer for vindkraft, bioenergi, energisparing, eller annen ny kraftproduksjon i regionen som kan erstatte den kraftmengden som gasskraftverket på Tjeldbergodden vil gi. Alternativet til gasskraftverket vil være å forsterke linjenettet inn til regionen, til en kostnad av ca 1 milliard, for å sikre forsyning fra det Nordiske el-nettet. Denne kraften vil etter Statoils mening være produsert med et høyere CO₂-utslipp enn kraften fra gasskraftverket.

Det finnes i dag ingen nasjonale støtteordninger som kan dekke gapet mellom utgifter til CO₂-håndtering og inntekter fra kraftproduksjon i gasskraftverket, mener Statoil.

I beregningene har Statoil lagt inn en forutsetning om at utslipp av CO₂-vil ha en kostnad som er lik kvoteprisen, og Statoil er ikke kjent med at det finnes andre tall for miljøkostnadene ved CO₂-utslipp som kan brukes i slike beregninger. Statoil skriver for øvrig også at de ikke offentlig kan gjette på hva kvoteprisen vil bli i framtiden, utover at de tror den vil øke.

² Se referanse 7

5 SFTs vurdering

5.1 Saksbehandlingen

Naturvernforbundet og Natur og Ungdom anfører i sin kommentar til tilleggsutredningen at utslippsøknaden bør sendes på ny høring fordi klimakvoteloven ble vedtatt etter at saken var sendt på høring, noe som endret forutsetningene. Det hevdes videre at saken ikke er tilstrekkelig utredet.

Som ovenfor beskrevet ble søknaden etter forurensningsloven sendt på høring 03.10.2004 med høringsfrist 15.11.2004 i henhold til forskrift om begrensning av forurensning av 1. juni 2004 nr 931 § 36-6. I og med at adgangen til å sette vilkår i den særskilte utslippstillatelsen til CO₂ etter forurensningslovens § 11 andre ledd er opprettholdt, er problemstillingen om hvorvidt det skal stilles krav om CO₂-håndtering hovedsakelig den samme nå som før klimakvoteloven ble vedtatt. Uansett fikk de høringspartene som uttalte seg om CO₂-spørsmålet i den opprinnelige søknadsrunden anledning til å utale seg om i hvilken grad grunnlaget for å vurdere CO₂-håndtering er endret i og med klimakvoteloven da tilleggsutredningen ble sendt på høring, noe som også ble gjort av flere av høringspartene. SFT er derfor av den oppfatning at det ikke er nødvendig å sende utslippsøknaden på ny høring selv om klimakvoteloven ikke var vedtatt da utslippsøknaden og konsekvensutredningen ble sendt på høring første gang. SFT er heller ikke av den oppfatning at saken ikke er tilstrekkelig opplyst til at SFT kan avgi innstilling i saken.

5.2 Forventet CO₂-utslipp fra Tjeldbergodden uten CO₂-håndtering

Menneskeskapte klimaendringer er en av de største miljøutfordringene verden står overfor. FNs klimapanel (IPCC) konkluderer i sin tredje hovedrapport fra 2001 med at det er overveiende sannsynlig at menneskeskapte utslipp av klimagasser har bidratt vesentlig til den observerte klimaendringen de siste 30 til 50 år. Blant annet har den globale middeltemperaturen økt med omlag 0,6 °C over de siste 150 år. I følge klimapanelet forventes den globale middeltemperaturen å øke med 1,4 - 5,8 °C de neste 100 år. Slike klimaendringer vil medføre store sosioøkonomiske og miljømessige virkninger i alle land.

For å begrense den globale temperaturstigningen til 2 °C konkluderer IPCC at de globale utslippene må reduseres med 50-80 prosent i løpet av de neste 50 årene. Dette reduksjonsspennet er i samme størrelsesorden som nå er vedtatt som nasjonale reduksjonsmål for enkelte andre industriland som Sverige, Tyskland, Frankrike og Storbritannia. I februar 2005 nedsatte Bondevik II-regjeringen et utvalg for å utrede ulike scenarier for hvordan et "lavutslippssamfunn" for klimagasser kan utvikles i løpet av en 50-årsperiode. Utvalget skal legge til grunn det samme reduksjonsspennet på 50-80 prosent innen 2050.

Kyotoprotokollen er et første forsiktig skritt for å redusere industrilandenenes utslipp med opp mot 5 prosent. Norge er etter Kyotoprotokollen forpliktet til å sørge for at de årlige klimagassutslippene i perioden 2008 til 2012 i gjennomsnitt ikke er mer enn 1 prosent høyere enn i 1990. Dette innebærer at utslippene i gjennomsnitt ikke skal overstige 50,6 mill. tonn pr år i perioden 2008-2012. Kyotoforpliktelsen kan imidlertid oppfylles som et supplement til nasjonale tiltak, ved å gjennomføre utslippsreduksjoner i andre land gjennom de såkalte

grønne utviklingsmekanismene (CDM), ved felles gjennomføring (JI) og/eller ved kjøp av kvoter i andre land.

I 2004 var de samlede norske klimagassutslippene 55,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Sammenlignet med 1990-nivået tilsvarer dette en økning på nesten 11 prosent fra 1990. Uten nye tiltak og virkemidler forventes de norske utslippene å øke til 61,8 millioner tonn CO₂-ekvivalenter fram til 2010. Sammenlignet med 1990-nivået utgjør dette en økning på 23 prosent.

Det planlagte gasskraftverket på Tjeldbergodden vil slippe ut 2 590 000 tonn CO₂ i 2010. Med CO₂-utslippet fra gasskraftverket på Tjeldbergodden forventes dermed de samlede nasjonale utslippene i 2010 å ligge på 64,4 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, eller 29 prosent over 1990-nivået.

Flere av høringspartene og Statoil selv tar opp problemstillingen om hvorvidt kraften som gasskraftverket vil produsere vil erstatte kraft produsert med et høyere eller et lavere CO₂-utslipp. Etter Statoils vurdering vil gasskraftverket bidra til å redusere behovet for import av elektrisitet fra Nord-Europa. Selskapet mener dette er positivt fordi kraften som produseres i gasskraftverket kan medføre mindre CO₂-utslipp pr produsert enhet enn den kraften som i dag blir importert fra Europa. Konklusjonen er basert på NVE og ODs prognoser for hvordan utviklingen i Europas kraftproduksjon kan tenkes å bli i de neste 20 år, gjengitt i rapporten "Kraftforsyning fra land til sokkelen : Muligheter, kostnader og miljøvirkninger" (2002). Prognosen viser at den marginale kraftproduksjonen i Europa vil være basert på kullkraft de nærmeste årene fremover. Utslipet av CO₂ pr produsert enhet vil være høyere fra et kullkraftverk enn fra et gasskraftverk

Prognosen synliggjør imidlertid en utvikling i den europeiske kraftproduksjonen med større innslag av gasskraft og mer miljøvennlig kraftproduksjon. Resultatet er at CO₂-utslippene pr enhet produsert kraft forventes å bli redusert i Europa. Det er stor usikkerhet knyttet til disse vurderingene, men etter SFTs mening indikerer dette at kraft som importeres fra Europa i fremtiden ikke vil føre til et vesentlig annet CO₂ utslipp enn kraften som lages i et norsk gasskraftverk uten CO₂-håndtering.

SFT legger videre til grunn at så lenge energiproduksjon i Europa er omfattet av et kvotesystem, vil en slik sammenligning være av mindre betydning fordi virksomhetene som er omfattet av kvoteplikten vil måtte forholde seg til et felles utslippstak. Redusert import av kraft fra Nord-Europa vil i et kvotesystem ikke føre til utslippsreduksjoner utover de forpliktelsene som allerede ligger inne i systemet, med mindre virksomhetene overoppfyller sine forpliktelser. I perioden 2008-2012 er utslippstaket fastlagt gjennom Kyotoavtalen, mens det er mer usikkert hva som vil skje etter utløpet av denne perioden.

5.3 Teknologi for og kostnader ved CO₂-håndtering ved Tjeldbergodden

For å kunne ta stilling til om det bør stilles teknologikrav til Tjeldbergodden er det nødvendig først å gi en oversikt over tilgjengelig teknologi og kostnader ved CO₂-håndtering. SFT har gjennomgått kostnadsestimatene for CO₂-rensing beskrevet i konsekvensutredningen for Tjeldbergodden og sammenholdt disse med andre kostnadsestimater for CO₂-håndtering. Resultatene er beskrevet i vedlegg til denne innstillingen (CO₂-håndtering, teknologi og kostnader). Estimaterne for Tjeldbergodden er basert på opplysninger fra Statoil. Statoil har i

løpet av prosessen kommet med noen endringer til kostnadene som er oppgitt i tilleggsutredningen.

Lagring av CO₂ kan skje ved at CO₂ injiseres i geologiske reservoarer i undergrunnen. For at CO₂ skal kunne injiseres i undergrunnen må CO₂ fanges og transporteres til det stedet den skal lagres. Det er tilgjengelig teknologi for transport av CO₂ enten via rør eller med skip. Når det gjelder fangst av CO₂ fra et gasskraftverk finnes det tre metoder for dette. Disse er fangst av CO₂ fra eksosgassen etter forbrenning, som er den best utprøvde teknologien, fangst av CO₂ fra drivstoffet før forbrenning og fangst av CO₂ fra gasskraftverk med oksygenrik forbrenning. Teknologi for fangst av CO₂ fra gasskraftverk er tilgjengelig, men er ikke demonstrert for store gasskraftverk. Utbygging av anlegg for CO₂-fangst samtidig med et gasskraftverk vil gi muligheter for bruk av flere typer teknologier og mer integrerte løsninger. For de renseteknologiene som ikke er basert på en stor grad av integrering er det imidlertid også mulig å ettermontere et CO₂-fangstanlegg dersom gasskraftverket tilrettelegges for dette.

Statoils kostnadsestimat for CO₂-håndtering på Tjeldbergodden bygger på fangst av CO₂ og deponering i Draugen, som er et geologisk reservoar i undergrunnen. I følge estimatet vil denne løsningen koste 425 NOK/tonn CO₂. Estimatet forutsetter en gasspris på 1 kr Sm³ gass inkluderer fangstanlegg og transport av CO₂ i rør, og kostnader til brønn på feltet. Kostnadene for fangstanlegget på Tjeldbergodden er alene estimert til 375 NOK/tonn CO₂ og er det dyreste elementet i et CO₂-håndteringsprosjekt. Deponeringskostnadene kan sannsynligvis reduseres noe dersom flere CO₂-kilder samles i et felles deponeringsprosjekt, og flere aktører deler utgiftene til transport og deponeringssystem. Hver enkelt aktør må imidlertid dekke kostnadene til fangstanlegget.

Etter en gjennomgang av ulike kostnadsestimater for forskjellige fangstanlegg (se vedlegg om CO₂-håndtering, teknologi og kostnader) er det SFTs vurdering at det om noen år sannsynligvis er mulig å bygge mindre robuste eller mer integrerte anlegg til en lavere kostnad enn 375 NOK / tonn CO₂, og at driftserfaring og videre utvikling kan vise at disse anleggene er tilstrekkelige robuste. På bakgrunn av opplysninger fra tekniske fagmiljøer, kan vi anta at kostnadene ved denne typen anlegg vil være ca 240 NOK/tonn CO₂.³ Dette omfatter bare selve rensanlegget, og kostnader til transport og deponering kommer derfor i tillegg. Det gjenstår en god del utviklingsarbeid før denne typen anlegg kan tas i bruk. I desember 2005 inngikk Aker-Kværner og Gassnova avtale om videreutvikling av Aker-Kværners fangstanlegg. Dette utviklingsprosjektet kalles "Just Catch". Planen er at et slikt anlegg i full skala skal kunne settes i drift i 2010 for eksempel på et gasskraftverk. Denne typen anlegg er dimensjonert for en mindre mengde CO₂ enn det prosjekterte anlegget på Tjeldbergodden, og teknologien er derfor ikke direkte overførbar til Tjeldbergodden. I et regneeksempel kan Aker Kværners forbedrede fangstanlegg skaleres opp til å håndtere CO₂-volumer som tilsvarer volumene på Tjeldbergodden, uten at dette endrer kostnadene pr tonn CO₂ som fanges. Hvis kostnader til transport og deponering inkluderes blir de samlede kostnadene til CO₂ deponering med denne teknologien 290 NOK / tonn CO₂.

Det letes etter muligheter for å skape verdier av CO₂ som fanges i et fangstanlegg. Foreløpig framstår bruk av CO₂ til økt oljeutvinning (EOR) som det eneste realistiske alternativet, men SFT antar at også andre løsninger vil kunne utvikles.

³ Se referanse 2

Oljedirektoratet (OD) har i en mulighetsstudie fra 2005 lagt til grunn at bruk av CO₂ til økt oljeutvinning kan skape inntekter i form av større oljeproduksjon, og at dette under gitte betingelser kan dette bli et lønnsomt prosjekt.⁴ Bruk av CO₂ til økt oljeproduksjon forutsetter imidlertid større mengder CO₂ enn det som kan produseres på Tjeldbergodden. OD har i sine beregninger gått ut fra at 5 millioner tonn CO₂ er tilgjengelig.

Oljedirektoratets beregninger viser at inntektene fra et slikt prosjekt for Gullfaks kan bli større enn utgiftene når oljeprisen ligger i området 26 – 33 USD / fat olje. Ved å inkludere Ekofisk kan noe bedre lønnsomhet oppnåes. I denne beregningen antas inntektene å være lik utgiftene med oljepris i området 23 – 33 USD / fat olje. Det er fortsatt betydelig teknisk og økonomisk usikkerhet forbundet med bruk av CO₂ til økt oljeutvinning. I Oljedirektoratets mulighetsstudie framgår det at flere felter på norsk kontinentalsokkel har reservoaregenskaper som egner seg for CO₂-injeksjon, mens noen felter er mer usikre på grunn av bergarten i feltet. Det er også usikkert hvor store investeringer som må gjøres på feltene offshore og hvor mye ekstra olje som faktisk kan utvinnes. Mengden som utvinnes er avgjørende for lønnsomheten i prosjektet. Vi viser videre til at det er satt i gang et utredningsarbeid knyttet til mulighetene for økt oljeutvinning også for andre felt bl.a. Draugen og Heidrun, som er lokalisert utenfor Midt-Norge.

5.4 Virkningene av kvoteplikt uten teknologikrav

Som tidligere nevnt i punkt 3 omfatter kvoteplikten utslipp av CO₂ fra gasskraftverk. Et sentralt formål med kvotesystemet er å stimulere til at utslippsreduksjonene foretas der de er billigst, og på denne måten sikre kostnadseffektive løsninger. I utgangspunktet skal de forurensningsmessige ulempene knyttet til utslipp av CO₂ vurderes i forbindelse med fastsettelse av den samlede kvotemengden, som er et uttrykk for hvor mye utslippene av CO₂ fra kvotepliktige aktører totalt sett skal begrenses og dermed den miljømessige målsettingen i kvotesystemet (se Ot.prp.nr.13 2004-2005 pkt 9.3 side 46).

Hvis kvotesystemet selv sikrer at teknologien beskrevet i punkt 5.2 tas i bruk, vil det ikke være behov for å stille krav om CO₂-håndtering.

Der er forholdet mellom kvotepris og tiltakskostnad som er avgjørende for om det lønner seg for en virksomhet å gjennomføre rens tiltak eller ikke. Hvis kvoteprisen er høyere enn tiltakskostnaden vil det lønne seg å gjennomføre rens tiltak. Er kvoteprisen lavere vil det derimot ikke være lønnsomt.

Prisen på CO₂-kvoter er for tiden ca 23 Euro, eller ca 185 kr pr tonn CO₂.⁵ Det er stor usikkerhet knyttet til hva kvoteprisen vil være i fremtiden. Dette vil blant annet avhenge av hvor mange kvoter som totalt sett tildeles de kvotepliktige enten ved gratistildeling eller salg. Tildeling kan skje på ulike måter. I det nåværende norske kvotesystemet ble det lagt til grunn at de kvotepliktige virksomhetene skulle tildeles omsettbare gratiskvoter tilsvarende 95 prosent av utslippsgrunnlaget i basisperioden justert for vesentlige endringer etter basisperioden. I praksis førte dette til at de kvotepliktige under ett ble tildelt omsettbare gratiskvoter tilsvarende 95 prosent av forventede kvotepliktige utslipp uten nye tiltak (se Ot.prp.nr.13. 2004-2005 pkt. 10.1 og 10.3 side 49 og 52). Samlet kvotemengde og den konkrete tildelingen for perioden 2008-2012 er foreløpig ikke bestemt. Det arbeides med å koble det norske kvotesystemet opp mot EUs kvotemarked. Kvotedirektivet (2003/87/EF)

⁴ Se referanse 9

⁵ Pr 9/1 var kvoteprisen 23.35 euro pr tonn og en euro tilsvarte 7.94 kr.

inneholder nærmere kriterier for samlet kvotemengde og tildelingen av kvoter i vedlegg III, herunder bestemmelser om ikke-diskriminering mellom sektorer. Kriteriene er pr i dag svært skjønnsmessig utformet. Dette gir landene stor frihet til selv å bestemme hvor mange kvoter som skal tildeles totalt sett og hvordan disse skal fordeles mellom de enkelte virksomhetene.

SFT legger til grunn at direktivet ikke er til hinder for at kvotepliktige i neste periode kan tildeles færre kvoter enn 95 prosent, endog ikke tildeles kvoter overhodet, forutsatt at reglene om ikke-diskriminering ikke hindrer dette. Som eksempel kan det vises til Sverige i den første perioden (2005-2007) bare tildelte det planlagte gasskraftverket i Gøteborg 60 prosent av kvotebehovet. Det er imidlertid lite som tyder på at landene omfattet av EUs kvotesystem vil være så restriktive ved tildelingen av kvoter for perioden 2008-2012 at kvoteprisen i denne perioden overstiger tiltakskostnadene knyttet til CO₂-håndtering ved Tjeldbergodden.

SFT legger derfor til grunn at kvotesystemet alene ikke vil gjøre det lønnsomt for Statoil å investere i CO₂-håndtering på Tjeldbergodden. Dersom CO₂ som fanges i et renseanlegg, kan selges for bruk som trykkstøtte til økt oljeutvinning kan lønnsomheten av å investere i CO₂-håndtering bedres. Verdien av CO₂ som fanges gir i dette tilfellet en inntektsmulighet som bidrar til å utjevne kostnadene ved rens tiltaket.

SFT understreker at valg av tildelingsmetode ikke påvirker virksomhetens beslutning om eventuelt å gjennomføre rens tiltak. Om myndighetene tildeler gratiskvoter eller ikke, har imidlertid betydning for lønnsomheten i prosjektet og hvem som skal bære kostnadene ved oppfyllelsen av Kyotoforpliktelsen. I første forpliktelsesperiode under Kyotoprotokollen (perioden 2008-2012) må et eventuelt utslipp fra Tjeldbergodden på ca. 2,6 millioner tonn CO₂ pr år dekkes opp gjennom kjøp av kvoter fra andre land, eller ved å gjennomføre utslippsreducerende tiltak i andre sektorer i Norge. Lagt til grunn dagens kvotepris på ca 185 kr pr tonn CO₂, vil den samlede kostnaden ved kvotekjøp bli over 450 millioner kroner pr år fra det tidspunktet kraftverket er i full drift.

Hvis myndighetene velger å tildele omsettbare gratiskvoter tilsvarende 95 prosent av forventede kvotepliktige utslipp uten nye tiltak for alle norske kvotepliktige virksomheter også for perioden 2008-2012, øker dette sannsynligheten for at det blir bygget gasskraftverk på Tjeldbergodden. Utgiftene til kjøp av CO₂ kvoter blir i dette tilfellet dekket av staten. Salg av ubenyttede kvoter vil i et slikt tilfelle være en overføring av midler fra staten til virksomheten. Hvorvidt gasskraftverket blir etablert, bestemmes imidlertid av lønnsomheten i prosjektet. Priser på gass og kraft er viktige faktorer i denne sammenhengen.

Hvis Tjeldbergodden ikke tildeles gratiskvoter vil dette påvirke lønnsomheten i prosjektet, og det blir mer usikkert om det vil bli etablert et gasskraftverk. Utgiftene til kjøp av CO₂-kvoter må i dette tilfellet dekkes av virksomheten.

SFTs konklusjon er at dagens kvotesystem ikke alene vil utløse CO₂-håndtering på Tjeldbergodden, og sannsynligvis heller ikke på andre gasskraftverk. Om det tildeles gratiskvoter eller ikke, påvirker ikke virksomhetens beslutning om eventuelt å gjennomføre rens tiltak, men har betydning for lønnsomheten i prosjektet og hvem som skal bære kostnadene ved oppfyllelsen av Kyotoforpliktelsen. Høyere kvotepriser, lavere tiltakskostnader, og muligheter for inntekter fra salg av CO₂ kan derimot gjøre CO₂-håndtering mer attraktivt enn SFT har lagt til grunn.

5.5 Vurdering av om det bør stilles teknologikrav i tillegg til kvoteplikt

Uavhengig av hvor mange kvoter som tildeles gasskraftverket, vil som vist over et kvotesystem alene ikke utløse at CO₂-håndteringsteknologi tas i bruk. Spørsmålet blir således om det bør stilles teknologikrav i den særskilte CO₂-utslippstillatelsen til gasskraftverket på Tjeldbergodden.

Hensynet til kostnadseffektivitet tilsier at det ikke settes grenseverdier for utslipp av CO₂. Det følger derfor uttrykkelig av forurensningsloven § 11 andre ledd at det ikke skal settes noen utslippsgrenseverdi i den særskilte tillatelsen til kvotepliktige utslipp. Derimot er det åpnet for at det kan stilles vilkår som for eksempel krav til bruk av utslippsreducerende teknologi med hjemmel i samme lovs § 16, til enkeltvirksomheter som omfattes av kvotesystemet. Slike teknologikrav vil indirekte regulere virksomhetens kvotepliktige utslipp.

I forarbeidene til klimakvoteloven gis det uttrykk for at hjemmelen i forurensningsloven § 16 til å stille teknologikrav bør brukes med varsomhet (se side 46 i Ot.prp.nr. 13 2004-2005). Videre fremgår det at:

”Bruk av teknologikrav fremstår i praksis bare som aktuelt i forhold til nye gasskraftverk. Eventuelle nye konvensjonelle gasskraftverk vil representere betydelige kilder til utslipp av CO₂. Etablering av slike store nye utslippskilder i Norge kan gjøre det mer krevende for Norge å oppfylle Kyotoforpliktelsen og kan også gjøre det vanskeligere for Norge å forplikte seg til og å overholde forpliktelse om ytterligere reduksjoner for kommende perioder.”

Teknologikrav til virksomheter som omfattes av kvotesystemet vil redusere fleksibiliteten og dermed kostnadseffektiviteten i forhold til målsettingen om at utslippene skal reduseres der det koster minst. Teknologikrav vil innebære at myndighetene pålegger virksomheten å gjennomføre et tiltak som rent bedriftsøkonomisk sett ikke er lønnsomt, og som påfører samfunnet en merkostnad. SFT er imidlertid av den oppfatning at dagens kvotepris sett i forhold til den klimautfordringen vi står overfor ikke i tilstrekkelig grad tar høyde for de utslippsreduksjonene det må bli enighet om internasjonalt i periodene etter 2012. Fordi det i dagens kvotesystem ikke er fastsatt et utslippstak etter 2012 og det er vanskelig for de kvotepliktige å forutse det totale tillatte utslippsnivået etter 2012, er kvotesystemet lite egnet til å utløse store teknologiske sprang som krever betydelige langsiktige investeringer. Ved å stille krav om CO₂-håndtering vil imidlertid en av rammebetingelsene for etablering av nye gasskraftverk være klar og forutsigbar.

Norge og andre land er i overskuelig fremtid fortsatt avhengig av å bruke fossile brensler til energiformål. Forbrenning av slike brensler medfører utslipp av CO₂. Av hensyn til de miljømessige konsekvensene av CO₂-utslippene er det på sikt ønskelig å ikke legge til rette for utvikling av energisystemer som er basert på slik forbrenning uten CO₂-håndtering. Det er mulig å gjøre noe med utslippene fra forbrenningsprosessen i gasskraftverk, men det krever at private selskaper og offentlige myndigheter satser på å utvikle gode og kostnadseffektive løsninger.

SFT mener at krav om CO₂-håndtering vil bidra til å utløse en teknologisk utvikling som gir minimale utslipp innenfor forsvarlige kostnadsrammer. Andre virkemidler vil også kunne støtte opp om en slik utvikling. Det vises i den forbindelse til Soria Moria-erklæringen⁶ hvor

⁶ Plattform for regjeringssamarbeid mellom Arbeiderpartiet, Sosialistisk Venstreparti og Senterpartiet 2005-2009 (Soria-Moria erklæringen)

det står at Regjeringen vil at staten gjennom et statlig selskap deltar i finansieringen av infrastruktur for transport av naturgass sammen med kommersielle aktører, og at det gjennom dette legges til rette for CO₂-fjerning og transport. Videre heter det at et statlig selskap får i ansvar å skape en verdikjede for transport og injeksjon av CO₂. Staten skal bidra økonomisk til å realisere dette.

En beslutning om å etablere et prosjekt der CO₂ kan brukes til økt oljeutvinning har likheter med en "lock-in" situasjon. Dette er en situasjon der et prosjekt er ulønnsomt å gjennomføre for en enkelt aktør, men lønnsomt å gjennomføre for flere aktører samtidig. SFT mener derfor at situasjonen kan begrunne et offentlig engasjement for å oppheve situasjonen.

Gevinsten som oppnås gjennom integrasjon av metanolfabrikken og gasskraftverket på Tjeldbergodden framstår som relativt liten. Verken varme eller kraft fra gasskraftverket utnyttes i metanolfabrikken. Overføring av damp fra metanolfabrikken til gasskraftverket gir ikke mer enn 0,2 prosent kraft i tillegg til den totale kraftproduksjonen. Etter SFTs oppfatning er gasskraftverket på Tjeldbergodden optimalisert i forhold til produksjon av elektrisk kraft til nettet, og i mindre grad et industriprosjekt der gasskraftverket er integrert med annen industri, og hvor dette gir gjensidige nyttevirksomheter.

SFT mener at det bør stilles krav til å ta i bruk teknologi for CO₂-håndtering på det omsøkte gasskraftverket på Tjeldbergodden og har da særlig lagt vekt på utslippets størrelse sammenholdt med at det på sikt er ønskelig å ikke legge til rette for utvikling av energisystemer som er basert på fossile brenslere uten en CO₂-håndteringsløsning. Et teknologikrav vil etter SFTs oppfatning bidra til å utløse en teknologisk utvikling som gir minimale utslipp innenfor forsvarlige kostnadsrammer. Klimautfordringen tilsier at etablering av gasskraftverk uten CO₂-håndtering ikke er forsvarlig i et langsiktig perspektiv.

5.6 Utforming av teknologikrav

SFT mener at krav om CO₂-deponering eller annen teknologisk løsning med tilsvarende utslippsreducerende effekt som deponering bør gjøres gjeldende fra den dagen gasskraftverket settes i drift.

Dersom det tas beslutning om at gasskraftverket ved Tjeldbergodden skal bygges, er det viktig at teknologi for fangst og deponering av CO₂ fra gasskraftverket blir tatt i bruk allerede ved oppstart. Jo tidligere teknologien er på plass, jo enklere vil det være for Norge og muligens også for andre land å forplikte seg til større utslippsreduksjoner i fremtiden, fordi teknologien i et slikt tilfelle vil være implementert.

Dersom det settes et absolutt krav som gjøres gjeldende fra etablering av gasskraftverket, er det med dagens priser på CO₂-kvoter og teknologi for CO₂-håndtering, lite trolig at det omsøkte gasskraftverket blir etablert, med mindre andre virkemidler tas i bruk samtidig. Vurderingen av i hvilken grad staten bør engasjere seg i et CO₂-håndteringsprosjekt bør sees i sammenheng med kostnader knyttet til energiforsyning basert på alternativer til gasskraftverk. Som eksempel kan nevnes satsing på fornybar energi og energisparing.

Enkelte høringsuttalelser omtaler kraftsituasjonen i regionen. SFT har ikke gjort noen egen vurdering av dette, men viser til NVEs vurdering. NVE har med sine basisanslag for gasspris, elpris og kvotepris beregnet det samfunnsøkonomiske overskuddet til å være 1,2 mrd NOK regnet over 25 år. Dersom gasskraftverket ikke blir bygget, vil i utgangspunktet det

samfunnsøkonomiske tapet bli tilsvarende. SFT tror imidlertid at et krav om CO₂-håndtering vil akselerere utviklingen av rimeligere teknologiske løsninger for CO₂-håndtering, og utvikling av løsninger som gir muligheter for lønnsom CO₂-håndtering, herunder bruk av CO₂ til økt oljeutvinning. Sett i forhold til den klimautfordringen vi står overfor, mener SFT vår konklusjon om at det bør stilles krav til CO₂-håndtering, ikke bør endres selv om den skulle medføre en kraftunderskuddssituasjon i området.

Hensynet til kostnadseffektivitet og fleksibilitet tilsier at det ved fastsettelsen av et eventuelt teknologikrav ikke pekes på en spesifikk teknologi. Teknologikravet bør derfor formuleres på en måte som åpner for at kravet kan oppfylles ved å ta i bruk andre teknologiske løsninger med tilsvarende utslippsreducerende effekt som CO₂-deponering.

Det presiseres at et krav om CO₂-deponering legger til grunn en årlig CO₂-fangst på ca 85 prosent, eventuelt noe lavere i en overgangsfase. Et krav om en høyere separasjonsgrad lar seg vanskelig forsvare i forhold til det økte energibehovet og de økte kostnadene en separasjonsgrad på over 85 prosent vil innebære. Rensegraden på Tjeldbergodden er angitt til 85 prosent over året, mens det i utviklingsprosjektet "Just Catch" legges til grunn at anlegget skal oppnå en årlig CO₂-fangst på 83 prosent. Det må her tas hensyn til at en har lite erfaring med CO₂-fangstanlegg i fullskala.

Det presiseres videre at et krav om CO₂-deponering kan oppfylles ved at CO₂ fra Tjeldbergodden brukes til økt oljeutvinning offshore gitt at CO₂-gassen ikke slipper ut i atmosfæren. Når denne teknologien er nærmere utredet, vil en eventuelt kunne komme tilbake til hvorvidt en bør tillate bruk av CO₂ som trykkstøtte for økt oljeutvinning som medfører noe utslipp. SFT bistår gjerne i denne vurderingen. I og med at utslipp i forbindelse med energiproduksjon er omfattet av kvoteplikten, vil det måtte leveres kvoter for restutslippet av CO₂.

Det er en risiko for at det ikke vil være teknisk mulig å oppnå CO₂-håndtering innenfor en samfunnsøkonomisk forsvarlig kostnadsramme. Sett i forhold til den klimautfordringen vi står overfor er det viktig at det omsøkte gasskraftverket på Tjeldbergodden ikke etableres dersom en ikke lykkes med separering og deponering av CO₂. I et langsiktig perspektiv mener SFT at klimautfordringen tilsier at det ikke er forsvarlig å produsere strøm til nettet ved å forbrenne gass i det omfang det her søkes om uten CO₂-håndtering. Et krav om å ta i bruk teknologi for CO₂-håndtering allerede fra første dag er den beste garantien for at dette ikke skjer.

I vår vurdering har SFT også tatt hensyn til at det er en politisk målsetting at betydelig deler Norges klimaforpliktelser fra Kyotoprotokollen skal skje nasjonalt.⁷ Et gasskraftverk uten CO₂-håndtering med utslipp i perioden 2008-2012 vil bidra til at Norge må kjøpe kvoter for å oppfylle sine forpliktelser i første Kyotoperiode. Store nye utslippskilder som det omsøkte gasskraftverket vil også kunne gjøre det vanskeligere for Norge å forplikte seg til ytterligere reduksjoner i klimagassutslippene i fremtiden. Dette taler også for at det bør stilles krav om separering og deponering av CO₂ fra første dag.

Selv om SFT mener at det bør stilles krav om CO₂-deponering fra første dag vil vi peke på at en alternativ utforming av et mulig teknologikrav er å stille krav om CO₂-deponering eller annen teknologisk løsning med tilsvarende utslippsreducerende effekt som deponering, der

⁷ Se Soria Moria-erklæringen

kravet gjøres gjeldende fra et fremtidig tidspunkt. Et naturlig fremtidig tidspunkt vil kunne være utløpet av Kyotoprotokollens første forpliktelsesperiode, det vil si 1. januar 2013.

Argumenter for å gjøre kravet fremtidig ved for eksempel å la det gjelde fra 2013, er at kvotesystemet likevel definerer utslippstaket for første forpliktelsesperiode, samtidig som det vil gi virksomheten tid til å utvikle og tilpasse teknologiske løsninger. Det er mulig å ettermontere system for CO₂-fjerning på gasskraftverket hvis det blir tilrettelagt for dette ved bygging, men noen kostnader kan sannsynligvis spares ved å bygge renseanlegget samtidig med gasskraftverket. Usikkerheten vedrørende den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved bruk av CO₂ til økt oljeutvinning er i dag høy. Det vil derfor ha en opsjonsverdi å vente med å bygge et system for CO₂-fjerning til denne usikkerheten er redusert.

SFT er imidlertid bekymret for at et fremtidig krav ikke vil være tilstrekkelig teknologifremmende, og at et slikt krav vil kunne bidra til å utsette en nødvendig utviklingsprosess. Ved et fremtidig krav er det en reell fare for at teknologien ikke er på plass i for eksempel 2013. I et slikt tilfelle vil hensynet til arbeidsplasser og spill av ressurser kunne tilsi at teknologikravet blir utsatt eller opphevet. SFT finner det lite trolig at virksomheten vil bli stanset dersom teknologien ikke er på plass i 2013.

En tredje måte å utforme teknologikravet på er å stille krav om CO₂-fangst og leveringsplikt. Kravet gjøres betinget av at andre aktører etablerer en løsning for deponering eller etablerer et marked for bruk av CO₂ til økt oljeutvinning. Hvis et system for bruk av CO₂ til økt oljeutvinning blir etablert er det viktig at nok CO₂ er tilgjengelig, og CO₂ fra Tjeldbergodden må etter SFTs mening være en av kildene. I et slikt tilfelle vil det være et alternativ at Tjeldbergodden blir pålagt å separere CO₂ og levere CO₂ videre til et system etablert av andre aktører.

Ved et betinget krav må virksomheten imidlertid likevel investere i et fangstanlegg ved det tidspunktet betingelsen blir oppfylt. Fangstanlegget er foreløpig det største kostnadselementet i et CO₂-håndteringsprosjekt. Det er derfor også usikkert om gasskraftverket blir etablert selv om kravet gjøres betinget og begrenses til CO₂-fangst. Som for deponering, vil lavere tiltakskostnader og muligheter for inntekter fra salg av CO₂ gjøre CO₂-separering mer attraktivt. Ved krav om CO₂-fangst må det avklares i hvilken grad gasskraftverket må levere kvoter for den CO₂ som leveres videre.

Et betinget krav har ikke nødvendigvis god innvirkning på den teknologiske utviklingen. Virksomheten kan se nytten av å ikke forsere utviklingen av løsninger for CO₂-deponering eller bruk av CO₂ til økt oljeutvinning, fordi dette kan utsette myndighetenes eventuelle krav om fangstanlegg for CO₂. SFT har for øvrig de samme bekymringene for dette alternativet som for alternativet om å utsette kravet til et fremtidig tidspunkt. Særlig gjelder dette faren for at en i fremtiden vil bli sittende med et gasskraftverk uten CO₂-håndtering dersom en ikke lykkes med ta i bruk teknologien.

5.7 Sammenhengen mellom teknologikrav for å redusere CO₂-utslippene og regulering av andre utslipp

Etter SFTs vurdering medfører gasskraftverket på Tjeldbergodden ikke andre utslipp av en slik art eller et slikt omfang at det er til hinder for at det gis tillatelse etter forurensningslovens § 11 første ledd til andre forurensende stoffer enn CO₂.

Når det gjelder andre utslipp enn CO₂ og andre miljøkonsekvenser ved å ta i bruk et anlegg for CO₂ fangst er disse bare i liten grad utredet. Hvis det stilles krav om CO₂-håndtering vil det derfor være behov for ytterligere utredning før det kan stilles konkrete krav. Håndtering av amin og utslipp av kjølevann er eksempler på forhold som må utredes før SFT kan avgjøre en utslippsøknad der fangstanlegg for CO₂ etableres som en del av kraftverket. Det kan også være andre forhold av miljømessig betydning som foreløpig ikke er kjent. Nødvendige installasjoner for transport og videre håndtering av CO₂, inkludert sikker lagring er foreløpig lite beskrevet, og eventuelle miljøkonsekvenser er derfor ikke vurdert.

Et eventuelt fangstanlegg vil ha et betydelig energiforbruk. Energien til fangstanlegget som er beskrevet for Tjeldbergodden, hentes fra gasskraftverket, og vil ikke gi opphav til ekstra utslipp. Det vil imidlertid bety redusert effekt ut av kraftverket.

Hvis myndighetene fatter vedtak om at CO₂-utslippene fra et eventuelt gasskraftverk på Tjeldbergodden skal reduseres forutsetter SFT at Statoil ønsker å vurdere flere forhold ved CO₂-håndteringen på nytt. Det er ikke sikkert at de framlagte løsningene blir de endelige.

5.8 Internasjonale regler for CO₂-fangst og -lagring

Løsninger for CO₂-lagring må utformes slik at de ikke kommer i strid med Londonkonvensjonen/-protokollen og OSPAR-konvensjonen. Det er ønskelig med en klargjøring spesielt i forhold til enkelte lagringsalternativer. Under Londonkonvensjonen/-protokollen er partene blitt enige om å igangsette arbeid med å vurdere klargjøring og /eller endringer i konvensjonen/protokollen mht. fangst og deponering av CO₂. Det pågår også prosesser i OSPAR om disse spørsmålene. Eventuelle fremtidige retningslinjer for CO₂-lagring under OSPAR og Londonprotokollen antas å kunne implementeres på norske lagringsprosjekter.

CO₂ som lagres i geologiske reservoarer, som for eksempel på Sleipnerfeltet, tas det i dag hensyn til i det norske klimagassregnskapet som utarbeides for å oppfylle kravene i Klimakonvensjonen. Rapporteringen er basert på de generelle prinsippene i retningslinjene for landenes klimagassregnskap. Det legges til grunn at tilnærmet de samme reglene vil gjelde i forhold til fremtidig rapportering under Kyotoprotokollen og kyotomekanismene.

I EUs klimavotesystem finnes det i dag ikke rapporteringsregler for CO₂-fangst og -lagring. Norske myndigheter bør bidra aktivt til utformingen av slike regler i EU.

5.9 SFTs anbefaling

Menneskeskapte klimaendringer er en av de største miljøutfordringer verden står overfor. IPCC har konkludert med at de globale utslippene må reduseres med 50-80 prosent i løpet av de neste 50 årene for å begrense den globale temperaturstigningen til 2 °C.

Dagens kvotesystem vil ikke alene utløse CO₂-håndtering på Tjeldbergodden, og sannsynligvis heller ikke på andre gasskraftverk. Om det tildeles gratiskvoter eller ikke påvirker ikke virksomhetens beslutning om eventuelt å gjennomføre rensetiltak, men har betydning for lønnsomheten i prosjektet og hvem som skal bære kostnadene ved oppfyllelsen Kyotoforpliktelsen. Høyere kvotepriser, lavere tiltakskostnader, og muligheter for inntekter fra salg av CO₂ vil derimot kunne gjøre CO₂-håndtering mer attraktivt.

Klimautfordringen tilsier at etablering av gasskraftverk uten CO₂-håndtering ikke er forsvarlig i et langsiktig perspektiv. SFT anbefaler derfor at det bør stilles krav om CO₂-håndtering i tillegg til kvoteplikt for utlipp av CO₂ fra det omsøkte gasskraftverket på Tjeldbergodden. SFT har da særlig lagt vekt på utslippets størrelse sammenholdt med at det på sikt er ønskelig å ikke legge til rette for utvikling av energisystemer som er basert på fossile brensler uten en CO₂-håndteringsløsning. SFT legger til grunn at det blir nødvendig med betydelig større utslippsreduksjoner for periodene etter Kyotoprotokollens første forpliktelsesperiode (2008-2012). Store nye utslippskilder som det omsøkte gasskraftverket vil kunne gjøre det vanskeligere for Norge å forplikte seg til ytterligere reduksjoner i klimagassutslippene i fremtiden.

SFT er bekymret for at verken et betinget krav om CO₂-håndtering eller et krav om CO₂-håndtering fra et senere tidspunkt vil være tilstrekkelig teknologifremmende, og at slike krav vil kunne bidra til å utsette en nødvendig utviklingsprosess. SFTs anbefaling er derfor at teknologikravet utformes som et krav om CO₂-deponering eller annen teknologisk løsning med tilsvarende utslippsreducerende effekt som deponering der kravet gjøres gjeldende fra etablering av gasskraftverket.

Dersom det settes et absolutt krav som gjøres gjeldende fra etablering av gasskraftverket, er det med dagens priser på CO₂-kvoter og teknologi for CO₂-håndtering lite trolig at det omsøkte gasskraftverket blir etablert, med mindre andre virkemidler tas i bruk samtidig. Vurderingen av i hvilken grad staten bør engasjere seg i et CO₂-håndteringsprosjekt bør sees i sammenheng med kostnader knyttet til energiforsyning basert på alternativer til gasskraftverk..

SFT legger opp til at den endelige reguleringen etter forurensningslovens § 11 første ledd av andre forhold enn CO₂, som for eksempel avfall og NO_x, vil skje etter at reguleringen av CO₂-utslippet etter forurensningslovens § 11 andre ledd endelig er avgjort.

Vedlegg om CO₂-håndtering, teknologi og kostnader

Vurdering av status for teknologi for håndtering av CO₂ fra gasskraftverk

Forbrenning av fossile brensler som kull, olje og gass gir røykgasser som inneholder CO₂. Det er teknisk mulig å separere ut opptil 90 % av CO₂ fra røykgassen fra et gasskraftverk, men det er foreløpig relativt kostbart. Når teknologien skal realiseres må et system som tar hånd om CO₂-mengdene som blir separert fra også være tilgjengelig.

Utskilt CO₂ kan for eksempel deponeres i geologiske formasjoner. Utsiraformasjonen er et eksempel på en geologisk formasjon der det i dag blir deponert CO₂. Transport av CO₂ til deponeringsstedet kan skje med rørledning eller med skip. Alternativt til deponering, kan CO₂ injiseres i oljereservoarer for å gjøre oljen i reservoaret mer flytende, og på denne måten øke utvinningen av olje. Ved å oppnå økt utvinning av olje kan nettokostnadene ved CO₂-håndteringen reduseres.

Teknologier for separasjon av CO₂

Teknologi som er aktuell for separasjon av CO₂ i gasskraftverk kan deles inn i tre hovedtyper; post-combustionsteknologi, pre-combustionsteknologi og oxy-fuelteknologi.

Post-combustionsteknologi

Post-combustionsteknologien skiller ut CO₂ fra røykgassene som oppstår etter forbrenningen i kraftverket. Metoden er basert på at CO₂ absorberes i en absorbent som vanligvis er en aminløsning (MEA). Teknologien anvendes i andre industrielle sammenhenger, blant annet anlegg for produksjon av kunstgjødsel og anlegg for gassbehandling, men det er bare i ett kjent tilfelle tatt i bruk for fjerning av CO₂ fra røykgasser i gasskraftverk. Dette gjelder et mindre gasskraftverk i Bellingham, USA hvor 320 tonn CO₂ årlig fjernes fra røykgassen. Sammenlignet med de andre industrielle prosessene der absorpsjonsteknologien er anvendt, er konsentrasjonen av CO₂ i røykgassene fra gasskraftverk lavere. Dette fører til at det relativt sett blir dyrere å benytte denne teknikken på gasskraftverk.

Statoil og Kværner arbeidet i mange år med forskning og utvikling av denne prosessen i et forsøksanlegg på Kårstø. Arbeidet er videreført i det internasjonale prosjektet "Carbon dioxide Capture Project", CCP, der den norske olje- og gassnæringen deltar. Prosjektet har evaluert ulike separasjonsteknologier, og prosjektet har konkludert med at absorpsjonsteknologien er den teknologien som per i dag er mest aktuell, både ut fra tilgjengelighet og kostnad.

Anlegget for CO₂-fangst som Fluor Daniel har prosjektert for Statoil Tjeldbergodden er basert på post-combustionsteknologi, hvor CO₂ skal fjernes fra røykgassen i et aminbasert absorpsjonsanlegg (12, 13).

CCPs gir også en beskrivelse av et absorpsjonsanlegg som kan bygges med dagens teknologi og kunnskap, og som kan betraktes som et referanseanlegg (3). Dette anlegget har en kostnad som er sammenfallende med absorpsjonsanlegget som Fluor Daniel har prosjektert for

Tjeldbergodden. I følge CCP har teknologien et stort utviklingspotensial der forbedringer og forenklinger kan halvere kostnadene. CCP betegner denne teknologien ”Best Integrated Technology”, BIT. Forbedringene går ut på større integrasjon mellom separasjonsenheter og gasskraftverket, og forbedring av energieffektiviteten (virkningsgraden) i anlegget, samt videreutvikling av metodene for separasjon. Det antydes en utviklingstid for BIT-anlegget på mer enn 5 år.

Aker-Kværner og GassTEK har på oppdrag for Skagerak Energi og Naturkraft, prosjektert og kostnadsberegnet et referanseanlegg tilsvarende CCPs referanseanlegg (2). Med utgangspunkt i referanseanlegget har Aker-Kværner foretatt flere kostnadsreducerende forenklinger og forbedringer i anlegget, og betegner dette anlegget videre som et forbedret anlegg (2). Også dette anlegget vil nå bli videre utviklet. I desember 2005 ble det inngått en avtale mellom Aker-Kværner og Gassnova om utviklingsprosjektet ”Just Catch” (1), som er en videre utvikling av det forbedrede anlegget. Planen er at det i 2007 skal foreligge en spesifisering for dette anlegget som skal kunne være grunnlag for en eventuell investeringsbeslutning. Videre ligger det i planen at et fullskala anlegg skal kunne settes i drift i 2010, for eksempel på et norsk gasskraftverk.

Det norske selskapet Sargass har utviklet et konsept som går ut på å benytte forbrenningsteknologi som gir høyt partialtrykk av CO₂ i avgassen som skal renses, slik at absorpsjonen av CO₂ foregår under trykk. Anlegget kan på grunn av dette gjøres mye mindre, og det kan brukes andre absorbenter enn aminer. De fleste komponentene i anlegget finnes tilgjengelig på dagens marked. Metoden er hittil ikke benyttet for fjerning av CO₂ fra røykgass fra kraftverk, men selve forbrenningsteknologien blir anvendt i enkelte kullforbrenningsanlegg. Sargass mener et anlegg kan settes opp i løpet av ett år eller to, og Hammerfest Energi har søkt SFT om utslippstillatelse for et gasskraftverk med denne teknologien (4). Tiltakskostnaden for CO₂-fjerning med denne teknologien er av Sargass estimert til å være lavere enn for andre absorpsjonsteknologier.

Pre-combustion

Pre-combustion teknologi bearbeider naturgassen i en reformerprosess hvor CO₂ og hydrogen separeres. Hydrogenet brukes deretter som en energibærer, f.eks. til transportformål. Hydrogen kan også forbrennes i et kraftverk. Produksjonen av hydrogen foregår med velkjent teknologi, men det er liten erfaring med bruk av hydrogen som energibærer for produksjon av elektrisitet, og det trengs utvikling av hydrogenfyrte turbiner. En foreløpig usikkerhet i forhold til den framtidige bruken av hydrogen til ulike formål holder muligens utviklingen av teknologien noe tilbake. Norsk Hydro har arbeidet med dette konseptet, og teknologien er etter hva SFT erfarer klar for utprøving. BP har lansert planer for et kraftverk med slik teknologi, med oppstart i 2011. I planene ligger det også at CO₂ fra reformeren skal injiseres i Millerfeltet. Kostnadene for denne teknologien skal ligge innenfor samme område som absorpsjonsteknologien.

I Statoils planer for gasskraftverket på Tjeldbergodden er det foreslått å installere en hydrogenfyrte turbin. Hensikten er å prøve ut denne teknologien, og erfaring med drift av slike turbiner er viktig for den videre utviklingen av pre-combustionsteknologien. Prosjektet forutsetter medfinansiering fra flere industrielle aktører.

Oxy-fuelteknologi

Oxy-fuel er en tredje type teknologi som er aktuell. I denne typen gasskraftverket forbrennes naturgass i rent oksygen istedenfor i luft. Dette fører til høy konsentrasjonen av CO₂ i røkgassen, over 80 %, og gjør rensing av CO₂ enklere. Teknikken krever imidlertid et anlegg for produksjon av oksygen, som også er energikrevende. Oxy-fuelteknologien er ikke like langt utviklet som de andre teknologiene, og er i følge fagmiljøene neppe tilgjengelig på markedet før mot slutten av en 10-årsperiode. I Norge har bl.a. Aker arbeidet med slik teknologi og en av hovedutfordringene har vært å finne turbinleverandører som vil satse på å utvikle turbiner.

En spesiell type Oxy-fuelteknologi kalles AZEP. Dette er en membranteknologi hvor oksygen produseres i gassturbinenes brennkammer. Det drives forskning på denne teknologien i Norge. Den er foreløpig ikke utprøvd, men det finnes planer for demonstrasjon i pilotskala. Teknologien kan bli tilgjengelig for markedet i løpet av en 10 års periode.

Et demonstrasjonsanlegg for et gasskraftverk med en annen type oxy-fuelteknologi er planlagt for oppstart i 2007. Teknologien er basert på en gassgenerator som bygger på de samme prinsippene som en rakettmotor. I gassgeneratoren forbrennes naturgass med oksygen og vann, og det lages høytrykksdamp med 5 % CO₂. Dampen overføres til en høytrykksdampeturbin som genererer elektrisk kraft. Det vil ta tid før teknologien kan utnyttes i kommersiell sammenheng.

Vurdering av ulike kostnadsestimater for CO₂-fangst

Metode for vurdering av kostnader

SFT har gjennomgått kostnadsestimatene for CO₂-håndtering beskrevet i konsekvensutredningene for de planlagte gasskraftverkene på Tjeldbergodden og i Hammerfest og kostnadsestimatene som Aker-Kværner og GassTEK har utført for Skagerak Energi og Naturkraft. Dataene om sistnevnte prosjekter ble presentert på en konferanse i Langesund i juni 2005. Alle investeringskostnader og driftskostnader for CO₂-fangstanlegg for er hentet fra disse kildene. Hensikten med gjennomgangen er å legge de samme økonomiske parametre til grunn for beregning av kostnader for ulike konseptene, for bedre å kunne gjøre en kostnadmessig sammenligning.

SFT har for disse kostnadsestimatene beregnet årlige kapitalkostnader ved å diskontere investeringen over teknologiens levetid med 7 % rente. Teknologiens levetid er satt til 25 år. Årlig driftskostnad adderes til årlig kapitalkostnad, og samlet kostnad divideres med antall tonn CO₂ som fanges årlig. Dette gir et uttrykk for kostnaden per tonn CO₂ for fanges i rensenanlegget.

CO₂-renseanlegg Statoil Tjeldbergodden, prosjektert av Fluor Daniel

I forbindelse med utredningen av gasskraftverket på Tjeldbergodden har Fluor Daniel på oppdrag fra Statoil prosjektert et fangstanlegg for fangst av ca 2,1 millioner tonn CO₂ (12,13) Anlegget er et aminbasert absorpsjonsanlegg, der kraftverkets røkgass renses for CO₂ i tre absorpsjonstårn. Energien som brukes i rensenanlegget leveres fra kraftverket.

Før CO₂ fra rensenanlegget skal kunne transporteres videre gjennom rørledning eller på skip, må det komprimeres og gjøres flytende. Fangstanlegget som er prosjektert på Tjeldbergodden inkluderer anlegg for kompresjon av CO₂. Kompresjonen er en energikrevende prosess.

Graden av CO₂ rensing er satt til 85 %, og regulariteten er satt til 93 %. Uten anlegg for CO₂-fangst vil kraftverket ha en elektrisk virkningsgrad på 58 %. Med anlegg for CO₂-fangst vil virkningsgraden i kraftverket reduseres til 49 %. Reduksjonen i virkningsgrad kommer av at kraftmengden som kan leveres fra kraftverket reduseres fra 860 MW til 725 MW som følge av at 135 MW går med til å drive fangstanlegget.

Kostnadene for aminanlegget vil etter SFTs beregningskriterier være på ca **375 NOK / tonn CO₂**, under forutsetning av gasspris på 1 kr per Sm³ gass. Kostnadene er basert på estimater fra Fluor Daniel. Driftskostnadene er supplert med Statoils egne vurderinger, og estimatet er i overensstemmelse med Statoils egne beregninger.

Investeringskostnadene til fangstanlegget er satt til 3370 mill NOK, som gir en årlig kapitalkostnad på ca 290 mill NOK. De årlige driftskostnadene er beregnet til 425 – 565 mill NOK per år, hvorav 225 – 365 mill NOK er energikostnader. Gasspris på 60 øre per Sm³ ligger til grunn for laveste estimat, og 140 øre ligger til grunn for høyeste.

Driftskostnadene er i henhold til Statoils opplysninger i brev av 04.07.2005 noe nedjustert i forhold til opplysningene i tileggsutredningen.

Aker-Kværner og GassTEK, referanseanlegg

Aker-Kværner har i samarbeid med GassTEK, prosjektert og kostnadsberegnet et anlegg for fangst av ca 1 million tonn CO₂, fra et gasskraftverk som kan produsere ca 400 MW elektrisk kraft (2). Prosjektet er utført på oppdrag for Skagerak Energi og Naturkraft. Fangstanlegget er et to-strengs aminbasert absorpsjonsanlegg, med to absorpsjonstårn og omtales videre som et referanseanlegg. Graden av CO₂-fangst er satt til 85 %, og Aker-Kværner antar at anlegget har en regularitet på 90 %.

Fangstanlegget beskrevet av Aker-Kværner inkluderer ikke anlegg for kompresjon av CO₂. Anlegget er også konstruert uavhengig av kraftverket, slik at driften av fangstanlegget ikke skal påvirke driften av kraftverket, og kraftverket kan drives selv om fangstanlegget står. Energien til fangstanlegget behøver ikke hentes fra gasskraftverket, men kan kjøpes av andre leverandører. En konsekvens av dette er at drift av fangstanlegget ikke reduserer kraftverkets virkningsgrad med hensyn til elektrisk kraft.

Referanseanlegget er av Aker-Kværner og GassTEK kostnadsberegnet til 310 NOK / tonn CO₂, men dette estimatet inneholder ikke utgifter til tomt og tomteopparbeidelse, eller utgifter til anlegg for kompresjon av CO₂.

En metode for kostnadsberegning av kompresjonsanlegg er beskrevet i en rapport fra SINTEF (11), og SFT har brukt denne metoden for å anslå kostnadene til et kompresjonsanlegg dimensjonert i forhold til referanseanlegget. Hvis kostnadene til kompresjonsanlegget inkluderes vil de samlede kostnadene for fangstanlegget bli ca **360 NOK / tonn CO₂**.

Den samlede investeringen inkludert kompresjonsanlegg blir 1 232 millioner NOK. Årlige kapitalkostnader blir 106 mil NOK, og de årlige driftskostnadene vil være 233 mil NOK.

Utgifter til tomt og opparbeidelse av denne er ikke inkludert i estimatet, og vil variere med hvor i landet kraftverket bygges. Byggekostnadene vil også variere. SFT har ikke kompensert for disse usikkerhetene, og kostnadsestimatet er derfor ikke justert i forhold til bygging på et spesielt sted.

Aker-Kværner og GassTEK, forbedret anlegg

Med utgangspunkt i referanseanlegget gjør Aker-Kværner flere kostnadsreducerende forenklinger og forbedringer i anlegget, som videre betegnes forbedret anlegg (2). En vesentlig endring fra referanseanlegget er at det forbedrede anlegget er et ett-strengs anlegg, med ett absorpsjonstårn, mens referanseanlegget er et to-strengs anlegg. Videre gjøres det forbedringer av absorpsjonsmidlet (amin) og pakkingen av dette, samt at anlegget prosjekteres med færre, og andre typer pumper og varmevekslere.

En konsekvens av innsparingene er sannsynligvis at anlegget blir mindre robust. Redusert opptid og mindre fangst av CO₂ på årsbasis kan bli en konsekvens av dette. I beskrivelsen av anlegget har Aker-Kværner likevel lagt til grunn samme regularitet og rensegrad som for referanseanlegget, men påpeker at lavere rensegrad må aksepteres i en overgangsperiode.

Det forbedrede anlegget er av Aker-Kværner og GassTEK kostnadsberegnet til 184 NOK / tonn CO₂. I likhet med referanseanlegget inneholder ikke estimatet utgifter til tomt og tomteopparbeidelse eller kostnader til anlegg for kompresjon av CO₂. Hvis kostnadene til et kompresjonsanlegg inkluderes i henhold til metoden fra SINTEF, vil de samlede kostnadene for fangstanlegget bli ca **240 NOK / tonn CO₂**.

Den samlede investeringen inkludert kompresjonsanlegg blir 698 millioner NOK. Årlige kapitalkostnader blir 60 mil NOK, og de årlige driftskostnadene vil være 167 mil NOK.

De samme usikkerhetene angående tomtkostnader, opparbeidelse og byggekostnader som ble nevnt i forbindelse med referanseanlegget, gjelder også for dette forbedrede anlegget. Kostnadsestimatet er derfor ikke justert i forhold til bygging på et spesielt sted.

CCP og BIT-teknologi

Resultater fra "Carbon dioxide Capture Project", CCP, ble publisert i 2005 (3). Her angis kostnadene for et aminbasert absorpsjonsanlegg med dagens teknologi til å være 49 USD / tonn CO₂ fanget som tilsvarer ca **390 NOK / tonn CO₂**. Anlegget inkluderer kompresjon av CO₂. (Under utarbeidelsen av estimatet ble dollarkurs på 8 NOK / USD benyttet)

Ved å utvikle og forbedre denne teknologien over en periode på 5 – 10 år kan det i følge CCP oppnås store kostnadsbesparelser. Hovedprinsippet i denne utviklingsprosessen er å øke integreringen mellom fangstanlegget og gasskraftverket, som også medfører kostnadsreduksjoner. CCP betegner derfor denne framtidige teknologien "Best Integrated Technology", BIT. Kostnadene anslås til 25,3 USD / tonn CO₂ fanget, eller ca **200 NOK / tonn CO₂**.

CO₂-rensing med Sargass-teknologi i Hammerfest

I konsekvensutredningen for gasskraftverket i Hammerfest gis det en beskrivelse av og et kostnadsestimat for et gasskraftverk med CO₂-rensing som leverer ca 100 MW elektrisk kraft (4). Årlig fangst av CO₂ i anlegget vil være 270.000 tonn. Det teknologiske konseptet er utarbeidet av det norske selskapet Sargass, og bygger på en annen turbinteknologi enn det omsøkte gasskraftverket på Tjeldbergodden. Det meste av anlegget er satt sammen av utstyr som er tilgjengelig på dagens marked. I Sargass-teknologien er renseanlegget en del av kraftverket, og amin kan brukes som absorpsjonsmiddel. Forbrenningsteknologien gir høyt partialtrykk av CO₂ i avgassen som skal renses, og i renseanlegget absorberes CO₂ under trykk. Dette medfører at renseanlegget kan lages mindre og i følge Sargass til en lavere kostnad sammenlignet med anleggene som er beskrevet tidligere. Anlegg for kompresjon av CO₂ er inkludert i prosjektet.

Sargass antar at kraftverket med CO₂-fangst har en regularitet på 95 %, og at det reduserer CO₂-utslippet med ca 90 %. Kraftverket med CO₂-fjerningsanlegget har en elektrisk virkningsgrad på 42,2 %. Dette er noe lavere virkningsgrad enn anlegget på Tjeldbergodden hvor virkningsgraden med fangst av CO₂ antas å bli 49 %. I tilleggsutredningen fra Hammerfest bemerkes det imidlertid at anlegg med tilsvarende teknologi, men med kapasitet over 400 MW kan ha virkningsgrad over 46 %.

I konsekvensutredningen for gasskraftverket i Hammerfest er det angitt kostnader for den delen av kraftverket som er forbundet med CO₂-fangst, men fordi CO₂-fangst i Sargass-teknologien er en fullstendig integrert del av kraftverket vil en teknisk og kostnadmessig sammenligning med de andre fangstanleggene ikke være relevant. Det er også vårt inntrykk at Sargass-teknologien foreløpig hevdes å være lite utprøvd, og at noe utvikling gjenstår.

Forskjeller og likheter mellom de ulike prosjektene

CO₂-fangstanlegget for Tjeldbergodden prosjektert av Fluor Daniel, CCPs estimat for anlegg med dagens teknologi, og referanseanlegget beskrevet av Aker-Kværner og GassTEK, ligger innenfor samme kostnadsområde, 375 – 390 NOK / tonn CO₂. Det betyr ikke at anleggene er like rent teknisk, men antas å være robuste driftssikre anlegg som kan lages med dagens teknologi.

Rimeligere teknologi for fangst av CO₂ kan utvikles med utgangspunkt i kjent teknologi. Ved å gjøre forenklinger i prosessen og utstyret, og ved å bruke mer effektivt absorpsjonsmiddel mener Aker-Kværner og GassTEK å kunne lage et forbedret fangstanlegg til en lavere kostnad. Besparelsene vil imidlertid gå på bekostning av anleggets robusthet. CCP har med utgangspunkt i et annet anlegg utarbeidet et fangstanlegg, BIT, der kostnadsbesparelser oppnåes ved større integrasjon mellom fangstanlegget og gasskraftverket. I forbindelse med BIT har det vært nevnt at teknologien må utvikles over en periode på mer enn 5 år.

Kostnadsestimatene for CCPs BIT anlegg og det forbedrede anlegget beskrevet av Aker-Kværner og GassTEK ligger på henholdsvis 200 og 240 NOK / tonn CO₂.

SFT finner det sannsynlig at kostnader kan spares ved å redusere robustheten i anleggene, og ved å øke graden av integrasjon mellom fangstanlegget og gasskraftverket. Hvilke løsninger som er best vil være avhengig blant annet av hvilke krav myndighetene setter til rensing, hvor

stort produksjonstap som kan aksepteres, og hvilken kostnad som påløper som følge av restutslippet av CO₂.

I Statoils prosjektbeskrivelse blir varme og elektrisk kraft til drift av CO₂-fangstanlegget hentet fra kraftverket, og energien til fangstanlegget er priset som en energileveranse fra kraftverket. Produksjonen av energi til fangstanlegget på Tjeldbergodden medfører imidlertid lite CO₂ utslipp fordi energien produseres i et gasskraftverket med CO₂ rensing.

I prosjektene beskrevet av Aker-Kværner og GassTEK behøver ikke energien til fangstanlegget nødvendigvis hentes fra gasskraftverket, men kan kjøpes av andre leverandører eller andre virksomheter. Hvis energien må produseres i en virksomhet uten CO₂ rensing, vil også dette medføre utslipp av CO₂. Hvilket alternativ som er mest gunstig avhenger trolig av lokalisering og rammebetingelser.

Turbinteknologien i Sargass-anlegget i Hammerfest er annerledes enn i det omsøkte gasskraftverket på Tjeldbergodden. Her er kraftverk og fangstanlegg fullstendig integrert. Det er derfor vanskelig å sammenligne dette anlegget med de andre fangstanleggene som er beskrevet. Kraftverket som er planlagt i Hammerfest synes imidlertid å ha noe lavere elektrisk virkningsgrad.

SFTs vurdering av kostnader ved CO₂-fangst på Tjeldbergodden

Kostnadene som legges fram for CO₂ rensing på Tjeldbergodden synes for SFT å være realistiske ut fra de sammenligningene som kan gjøres i forhold til de andre prosjektene. Kostnadene ved fangstanlegget på TBO er vurdert til å være ca **375 NOK / tonn CO₂** forutsatt en gasspris på 1 kr pr Sm³.

Konklusjonen på SFTs gjennomgang av ulike prosjekter er at rimeligere anlegg sannsynligvis kan bygges, men disse er i utgangspunktet mindre robuste, og det vil ta noe tid å utvikle konseptene.

SFTs vurdering av kostnader ved CO₂-fangst på framtidige gasskraftverket

SFT antar at mindre robuste anlegg, eller mer integrerte anlegg, sannsynligvis kan bygges til en lavere kostnad, og at driftserfaring og utvikling kan vise at disse anleggene er formålstjenelige. Slik tilnærming gjøres av Aker-Kværner / GassTek og CCP.

Kostnadene ved Aker-Kværner og GassTEKs forbedrede fangstanlegg er vurdert til å være ca **240 NOK / tonn CO₂**, og SFT mener det er sannsynlig at framtidige fangstanlegg for CO₂ kan ha denne kostnaden. Det er imidlertid sannsynlig at det første anlegget av denne typen som blir bygget vil koste mer enn 240 NOK / tonn CO₂.

Transport og deponering av CO₂

Transport av CO₂

For at CO₂-fangst skal ha noen hensikt må det også finnes et system for transport og deponering av CO₂. Transport av CO₂ til deponeringsstedet kan skje med rørledning eller med skip.

For transport av CO₂-volumer større enn 2,5 tonn per år, og innenfor distanser begrenset til områdene i Nordsjøen, vil rørledning vær en rimeligere transportløsning enn skip (10). Dette framgår av en studie som SINTEF har utført for OLF (presentert på SINTEF konferanse, 2004). Økes avstanden utover 500 km kan imidlertid skipstransport bli en mer kostnadseffektiv løsning enn rørledning. Skipstransport gir imidlertid større fleksibilitet og kan være gunstig hvis CO₂ skal leveres til flere ulike steder over tid.

En rapport fra Navion (med flere) (6) om skipsbasert transport av CO₂ fra en punktkilde på land til et deponeringssted offshore, viser at det er mulig å oppnå transportkostnader ned mot 75 NOK / tonn CO₂, når kostnadene til kondensering, havneavgifter og ombygging av plattform holdes utenfor. For hele denne transportkjeden antas transportkostnaden å være ca 177 NOK / tonn CO₂.

Denne konklusjonen framgår også av tilleggsutredningen for utbyggingen av Tjeldbergodden. Statoil mener her at rørtransport økonomisk sett er gunstigste løsning for transport av ca 2,1 millioner tonn CO₂ fra Tjeldbergodden til Draugen. Rørtransport av CO₂ fra Tjeldbergodden til Draugen blir derfor lagt til grunn og kostnadsberegnet.

I konsekvensutredningen estimerer Statoil investeringskostnadene for en rørledning fra Tjeldbergodden til Draugen, i trasé på ca 150 km, til å ligge i området 700 - 1000 millioner NOK, men Statoil legger laveste estimat til grunn for videre beregninger. Rørledningens meterpris blir med dette ca 4700 NOK. Driftskostnaden blir satt til ca 15 millioner NOK / år, som er ca 2 % av investeringen.

Med transportvolum på ca 2,1 millioner tonn CO₂ blir kostnaden ca **35 NOK / tonn CO₂**, når investeringen diskonteres over 25 år med 7 % rente.

Deponering i Draugen

For at utskilt CO₂ ikke skal slippe ut til atmosfæren igjen, må den deponeres i geologiske formasjoner eller dype vannmasser. Utsiraformasjonen er eksempel på et underjordisk sjøvannsreservoarer hvor CO₂ blir deponert. Alternativt kan CO₂ injiseres i oljereservoarer og brukes til å øke utvinningen av olje.

I konsekvensutredningen for Tjeldbergodden brukes Draugen som eksempel på et oljefelt hvor CO₂ kan deponeres. Det gjøres her ingen tilpassninger for bruk av CO₂ til økt oljeutvinning. Kostnadene til investering og årlig drift er estimert til henholdsvis 350 og 5 millioner NOK. I følge Statoil er dette estimatet hentet fra Snøhvit prosjektet, og derfor ikke nødvendigvis overførbart til Draugen.

Med volum på ca 2.1 millioner tonn CO₂ blir kostnadene ved deponering ca **17 NOK / tonn CO₂**, når investeringen diskonteres over 25 år med 7 % rente.

SFTs vurdering av kostnadene for transport og deponering

Kostnadene som Statoil presenterer for rør og brønn for deponering i Draugen, på henholdsvis 35 NOK / tonn CO₂ og 17 NOK / tonn CO₂ legges til grunn for videre håndtering av ca 2,1 millioner tonn CO₂. SFT holder det for sannsynlig at transport og deponering av CO₂ fra Tjeldbergodden kan ha disse kostnadene. Samlet kostnad for fangst og deponering av CO₂ fra Tjeldbergodden til Draugen antas derfor å være **425 NOK / tonn CO₂**.

Kostnader ved håndtering av CO₂ på framtidige gasskraftverket

For å vurdere kostnadene for deponering av CO₂ fra et anlegg med forbedret fangstteknologi som beskrevet av Aker Kværner og GassTek, benyttes de samme rør- og brønnekostnader som Statoil legger til grunn for Tjeldbergodden. Det forbedrede anlegget er imidlertid designet for å håndtere ca 1 million tonn CO₂, og dette er bare halvparten av volumet som rør og brønn i eksemplet fra Tjeldbergodden er ment å ta hånd om. Kostnadene for transport og deponering per tonn CO₂ vil i dette regneeksempelet derfor bli høyere enn i eksemplet med Tjeldbergodden. Samlet kostnad for fangst og deponering av ca 1 million tonn CO₂ fra et gasskraftverk med en forbedret renseteknologi kan i dette tilfellet beregnes til ca **350 NOK / tonn CO₂**.

Fangstanlegget som er prosjektert for Tjeldbergodden kan ikke uten videre erstattes av et forbedret fangstanlegg tilsvarende det som er beskrevet av Aker Kværner og GassTek. Anlegget på Tjeldbergodden er dimensjonert for ca 2 millioner tonn CO₂, og det forbedrede anlegget er dimensjonert for ca 1 million tonn CO₂. Det kan imidlertid antas i et regneeksempel at det forbedrede fangstanlegget kan skaleres opp til å håndtere ca 2 millioner tonn CO₂ uten at dette endrer kostnadene per tonn CO₂ som fanges. I dette ligger det at investeringskostnadene ved det forbedrede anlegget fordobles. Videre benyttes de samme kostnadene for rør og brønn som Statoil legger til grunn for Tjeldbergodden.

I dette eksemplet kan kostnadene for fangst og deponering av ca 2 millioner tonn CO₂ fra et gasskraftverk med en forbedret renseteknologi beregnes til **290 NOK / tonn CO₂**.

Bruk av CO₂ til økt oljeutvinning offshore

Kostnader ved tilpassninger av feltene for bruk av CO₂

Flere steder (USA, Mexico, Canada) blir CO₂ pumpet ned i oljebrønner for å øke utvinningen av olje. Foreløpig er ikke dette gjort i oljefelter offshore. Feltene har ulike egenskaper, og deres egnethet for bruk av CO₂ vil variere. I Gullfaks og Ekofisk er injeksjon av CO₂ vurdert med tanke på økt oljeproduksjon i senfasen (haleproduksjon).

Oljedirektoratet publiserte i 2005 en studie av mulighetene for å bruke CO₂ til å øke oljeutvinning på norsk sokkel (9). Konklusjonen var at under gitte betingelser kan injeksjon av CO₂ i noen tilfeller forlenge feltets levetid og øke produksjonen av olje. Installasjonene på feltene må imidlertid tilpasses bruk av CO₂. Nytt utstyr må installeres, deler må skiftes ut. Det kan også være aktuelt å lage helt nye installasjoner spesielt for formålet.

Mulighetsstudien fra Oljedirektoratet presenterer eksempler på utstyr og tilpasninger som kan være aktuelt å bruke for å forberede eksisterende oljeinstallasjoner offshore for bruk av CO₂. Eksempelene er hentet fra studier utført av Aker-Kværner og OLF. To ulike løsninger med noe ulik teknologi blir presentert, og de blir kostnadsberegnet til 2,5 og 3,2 milliarder. Kostnader til brønn og boring på feltet er ikke inkludert i estimatet.

For injeksjon i Gullfaks trengs det i følge studien fra OD minimum 5 millioner tonn CO₂ per år, og det vil bli nødvendig å hente CO₂ fra flere kilder. Investeringskostnadene offshore blir som en konsekvens av dette fordelt på flere aktører.

Inntekter og utgifter ved CO₂ til økt oljeutvinning

Mulighetene for å gjøre bruk av CO₂ til økt oljeutvinning, kostnadene ved dette, og potensialet for inntjening, er grundig vurdert i mulighetsstudien fra Oljedirektoratet (2005). SFT gjør ingen egne vurderinger av potensialet for inntekter, men tar konklusjonene fra Oljedirektoratet til etterretning.

Oljedirektoratets beregninger viser at for scenariet der CO₂ brukes til økt oljeutvinning på Gullfaks vil inntektene være lik utgiftene når oljeprisen ligger i området 26 – 33 USD / fat olje. Ved å inkludere Ekkofisk kan noe bedre lønnsomhet oppnåes. I denne beregningen antas inntektene å være lik utgiftene med oljepris i området 23 – 33 USD / fat olje.

Usikkerheter og risiko forbundet med bruk av CO₂ til økt oljeutvinning

Det er fortsatt betydelig teknisk og økonomisk usikkerhet forbundet med bruk av CO₂-til økt oljeutvinning. I Oljedirektoratets mulighetsstudie framgår det at flere felter på norsk kontinentalsokkel har reservoaregenskaper som egner seg for CO₂ injeksjon, mens noen felter er mer usikre på grunn av bergarten i feltet. Det er også usikkert om hvor store investeringer som må gjøres på feltene offshore. Tidsvinduet for når de ulike feltene har behov CO₂-injeksjon varierer, og det er derfor en utfordring i å lage et optimalt system for hvordan CO₂ skal transporteres fra land og ut til de ulike feltene. Hvor mye ekstra olje som faktisk kan utvinnes er avgjørende for lønnsomheten i prosjektet, som også påvirkes av variasjoner i oljepris og dollarkurs.

Referanser

1. Aker-Kværner. Presentasjon av Knut Sanden på presskonferanse om "Just Catch" i Oslo. Desember 2005.
2. Aker-Kværner og GassTEK. Presentasjon av Knut Sanden på konferanse om gass og energiteknologi i Langesund, juni 2005.
3. CO₂ Capture Project (CCP). "Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations- Results from the CO₂ Capture Project". Volume 1. Ed. D. C. Thomas. Elsevier 2005.
4. Hammerfest Energi. "Gasskraftverk med fjerning av CO₂. Konsekvensutredning". Januar 2005.
5. IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). "Climate Change 2001. Synthesis Report". 2001.
6. Navion, Statoil, Vigor AS, SINTEF, Norges forskningsråd. "Oppsummeringsrapport. Skipsbasert transport av CO₂". Dokumentnummer CO2-VI-F-0006-02. 2002.
7. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og Oljedirektoratet (OD). "Kraftforsyning fra land til sokkelen. Muligheter, kostnader og miljøvirkninger". November 2002.
8. Odelstingsproposisjon nr. 13 (2004 – 2005). "Om lov om kvoteplikt og handel med kvoter for utslipp av klimagasser (kvoteloven)". Miljøverndepartementet. November 2004.
9. Oljedirektoratet. "Mulighetsstudie: CO₂-injeksjon er fortsatt for dyrt og risikofyllt". 26.04.2005.
10. SINTEF Energy Research. A. Aspelund, T. Weydal, M. Barrio. "Overview of CO₂ Transport Alternatives". Presentasjon fremlagt på konferanse i Trondheim om fangst, transport og lagring av CO₂. Oktober 2004.
11. SINTEF Energy Research. H. M. Kvamsdal, T. Mejdell, et al. "Tjeldbergodden power/methanol, – CO₂ reduction efforts, PS 2: CO₂ capture and transport". TR A6062. February 2005.
12. Statoil. "Konsekvensutredning for utvidelse av metanolfabrikken og bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden". Juni 2005.
13. Statoil. "Tillegg til konsekvensutredning for utvidelse av metanolfabrikken og bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden". Mars 2005.