

Vår dato 18.03.2005
Vår referanse PMT-MYN-0006

Deres dato 20.12.2004

Vår saksbehandler
Jostein Nordland, tlf. 975 45 420

Deres referanse



Statoil ASA

Norges vassdrags- og energidirektorat
v/ Christian Færø
Postboks 5091 Majorstua
0031 Oslo

Tilleggsopplysninger til konsekvensutredning for metanolutvidelse og gasskraftverk på Tjeldbergodden

Vi viser til e-post fra NVE 20.12.2004, der NVE ber om ekstra omtale av følgende tema:

- En vurdering av utslipp til luft i forhold til Norges internasjonale forpliktelser og nasjonale målsettinger: Utslippene skal sammenlignes med utslipp fra annen termisk kraftproduksjon.
- Konsekvenser for hjort og rådyr
- Hvordan vil realisering av prosjektet påvirke kraftprisene
- Konkurransen om gass Skogn - Tjeldbergodden, tilgjengelig gassmengde
- Muligheter for lokal gassbruk
- Utdypet syn på SCR for NO_x
- Driftsfilosofi knyttet til ulike avbrudd/utfall
- Nærmere omtale av demonstrasjonsturbin for H₂, miljøvirkninger, status i konsesjonssøknad

Temaene omtales nedenfor i samme rekkefølge.

En vurdering av utslipp til luft i forhold til Norges internasjonale forpliktelser og nasjonale målsettinger. Utslippene skal sammenlignes med utslipp fra annen termisk kraftproduksjon.

Utvidelsen av metanolfabrikken og byggingen av gasskraftverket vil til sammen medføre at utslippene i Norge øker med om lag 2,7 millioner tonn CO₂ og 2000 tonn NO_x.

Kyotoprotokollen forplikter Norge til å begrense utslipp av klimagasser til 1 % over utslippene i 1990 i gjennomsnitt for perioden 2008-2012. Kyoto-forpliktelsene kan oppfylles enten ved tiltak i Norge, eller ved import av kvoter fra andre land med forpliktelser (Annex 1-land), eller ved sertifikater som er utstedt for utslippsreduksjoner som er gjennomført i U-land (Clean Development Mechanisms – Den Grønne Gjennomføringsmekanismen), eller i andre Annex 1-land (Joint Implementation – Felles Gjennomføring) etter Kyotoprotokollens regler eller regler utarbeidet med hjemmel i protokollen.

Det er beregnet at i forhold til forventet nivå i 2010 uten gjennomføring av tiltak, må utslippene av klimagasser i Norge reduseres med i størrelsesorden 12 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Forutsetningen er at bruk av Kyoto-mekanismene skal være ”supplemental to domestic actions for the purpose on meeting emission limitation and reduction commitments”, som det uttrykkes i Kyotoprotokollens Art. 17. Protokollen har ikke satt noe

Postadresse

N-4035 STAVANGER
Norge

Besøksadresse

Forusbeen 50
Forus
4033 Stavanger

Foretaksregisteret
NO 923 609 016 MVA

Telefon
+47 51 99 00 00

Telefaks
+47 51 99 00 50

Internett
www.statoil.com

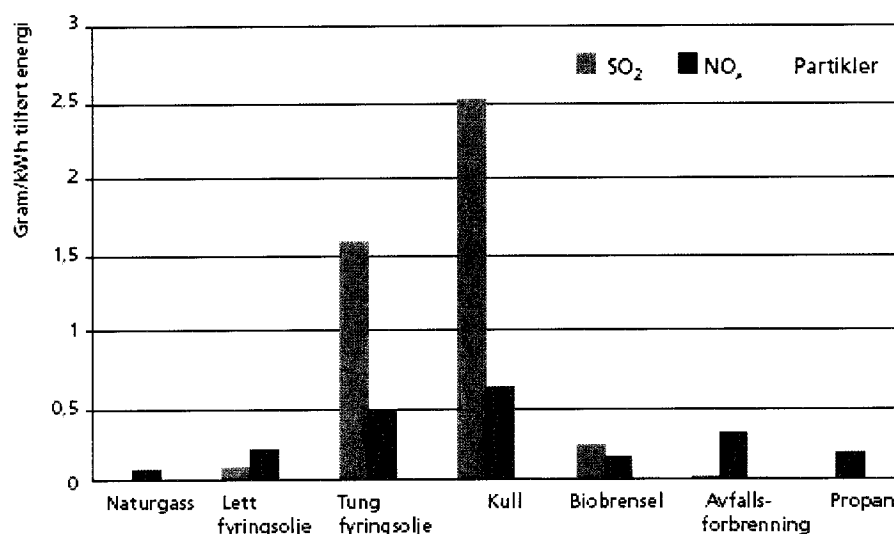
kvantifiserbart mål mht. hvilken begrensning dette gir for landenes bruk av Kyoto-mekanismene. Forslag om en slik begrensning ble nedstemt både da protokollen ble vedtatt i Kyoto i 1997, og da reglene for implementering av protokollen ble vedtatt i Marrakech i 2001. Eventuelle slike presiseringer er opp til de enkelte land å fastsette.

Statoil kan på denne bakgrunn ikke se at Kyotoprotokollen skulle legge begrensninger på Norges adgang til å bygge nye gasskraftverk, selv om det øker utslippene av CO₂ i Norge.

Norge har i motsetning til de fleste land innført tiltak på mange områder for å få ned utslippene av CO₂. Utslippene i Norge er dermed betydelig redusert i forhold til en situasjon uten tiltak. Industrien i Norge har langt på vei gjennomført tiltak som nå vurderes gjennomført i andre land. Offshorevirksomheten i Norge har hatt i særklasse de strengeste CO₂-avgifter i verden siden 1991, og fremstår nå som den mest energieffektive med lavest CO₂-utslipp pr produsert enhet. Sammen med Japan har Norge de høyeste marginale tiltakskostnader i verden for ytterligere utslippsreduksjoner. Kyoto-mekanismene ble innført for at land med høye marginalkostnader skulle kunne akseptere forpliktelser, og i stedet for å gjennomføre dyre tiltak nasjonalt bidra til at utslippsreduksjoner ble gjennomført i andre land. I forhold til Kyotoprotokollen har Norge god margin når det gjelder å oppfylle protokollens supplementaritetskrav. Det ville være meningsløst at Norge ikke skulle få aksept for bruk av Kyoto-mekanismene for å oppfylle sine forpliktelser som følge av at vi bygger gasskraftverk med best tilgjengelig teknologi for å dekke landets energibehov, en type kraftverk som de fleste andre land vil betrakte som et miljøgode og et bidrag til å oppfylle Kyoto-målene.

Gøteborgprotokollen regulerer reduksjon av utslipp av svoveldioksid (SO₂), nitrogenoksider (NO_x), ammoniakk (NH₃) og flyktige organiske forbindelser (NMVOC). PMT-prosjektet har naturgass som råstoff, og dette gir svært små utslipp av svoveldioksid og flyktige organiske forbindelser, mens utslippene av nitrogenoksider fra produksjonen av elektrisitet og metanol vil være mer betydelige i norsk sammenheng. For Norge innebærer etterlevelse av protokollen at utslippene av NO_x må reduseres med 29 % fra 1990 til 2010, til 156.000 tonn/år. I 2003 var de samlede norske utslippene på 220.000 tonn. For utslipp av ammoniakk er målsettingen å komme ned på 23.000 tonn/år innen 2010.

Naturgass er et vesentlig renere brensel enn de fleste alternativer som benyttes for energiproduksjon, og gir lave utslipp til luft. Dette er illustrert i figuren nedenfor.



Figur 1. Typiske tallverdier for lokale utslipp fra energiproduksjon for ulike brenseltyper, uten spesielle rensetiltak (Econ analyse)

Vår dato
18.03.2005

Vår referanse

De samlede utslipp fra energiproduksjon bestemmes i tillegg til brenseltypen også av virkningsgraden/utnyttelsen av energiinnholdet i brenselet. I tabellen nedenfor er utslipp pr produsert GWh fra gasskraftverket på Tjeldbergodden sammenlignet med energiproduksjon fra kullkraftverk med virkningsgrad på 40 %, et tall som gjenspeiler et gjennomsnitt i europeisk kraftproduksjon.

Tabell 1. Sammenligning av utslipp pr GWh.

Kraftverkstype	Virkningsgrad %	CO ₂ , tonn	NO _x , tonn
Kullkraftverk *	40	788	1,250
Gasskraftverk Tjeldbergodden	58	355	0,26

* Kilde: NVE/OD 2002: Kraftforsyning fra land til sokkelen

Miljøeffekten av CO₂ er uavhengig av hvor i verden utslippene skjer. Gitt at elektrisitetsproduksjon i gasskraftverk erstatter mindre miljøvennlig elektrisitetsproduksjon, vil de globale utslippene av CO₂ reduseres. I dag er situasjonen den at Norge er avhengig av å importere kraft fra utlandet. Det er et faktum at denne kraften er tilleggsproduksjon i eksportlandene, og at den produksjonskapasiteten som må mobiliseres for denne årlige tilleggsproduksjonen i hovedsak vil være kullkraft. Kullkraft produsert i Europa gir vesentlig høyere utslipp enn gasskraft produsert på Tjeldbergodden. Med utgangspunkt i de tall som er lagt til grunn i OD/NVE-rapporten "Kraftforsyning fra land til sokkelen", er det i konsekvensutredningen beregnet at produksjon av om lag 7 TWh årlig i kraftverket på Tjeldbergodden i perioden 2007 – 2015 vil medføre gjennomsnittlig 500.000 tonn CO₂ /år lavere utslipp enn import av en tilsvarende mengde kraft. Selv om europeisk kullkraft gradvis blir erstattet med mer miljøvennlig gasskraft eller annen kraftproduksjon med lavere CO₂-utslipp enn kullkraft., slik OD/NVE-rapporten har lagt til grunn, er det vår vurdering at det fortsatt vil være miljømessig gunstig å produsere kraften fra gass her hvor gassen finnes og her hvor det er behov for strømmen som produseres. På den måten vil man unngå energiforbruk og tap knyttet til transport av gass til Europa og retur av elektrisitet gjennom kabler og linjenett. I tillegg videreutvikler vi norsk kompetanse på gassteknologi og sikrer viktige arbeidsplasser.

Konsekvenser for hjort og rådyr

Tjeldbergoddenområdet har regional betydning som vinterbeiteområde for hjort. Både metanolutvidelsen og byggingen av kraftverket vil skje innenfor det området som allerede er inngjerdet og regulert til industriformål. Tiltakene vil derfor ikke kunne få noen konsekvenser for hjort eller rådyr.

Hvordan vil realisering av prosjektet påvirke kraftprisene

I forbindelse med Industrikraft Midt-Norges planer om gasskraftverk på Skogn, gjorde SINTEF en beregning av hvilken effekt et slikt kraftverk ville ha på kraftprisene i Norge. Kraftverket i Skogn ville levere omtrent samme mengde elektrisitet som det planlagte gasskraftverket på Tjeldbergodden.

SINTEF konkluderte i sin rapport (1999) med at kraftprisen i Norge i 2005 ville falle med ca 1,1 øre pr. kWh om Skognprosjektet ble realisert, sammenlignet med en situasjon uten utbyggingen.

Generelt må det også forventes at tilgang på stabil termisk kraftproduksjon i det norske marked vil bidra til å redusere prissvingningene i markedet. Statnett har også tidligere opprettet Midt Norge som eget prisområde i det norske kraftmarked. Dette ble gjort for å reflektere en spesielt utfordrende forsyningssituasjon og for dermed å kunne etablere et høyere prisnivå i regionen enn for landet forøvrig. Økt tilgang på stabil kraftproduksjon i regionen representert ved et gasskraftverk på Tjeldbergodden, vil sannsynligvis eliminere behovet for igjen å opprette spesielle prisnivåer for Midt Norge under ellers normale produksjons og overføringssituasjoner.

Vår dato
18.03.2005

Vår referanse

En realisering av nye kraftkabler mellom Norge og Europa vil i år med begrensninger på vannkraftproduksjonen innebære at det nordiske kraftmarkedet i større grad blir integrert med Europa, og tilgangen på kraft i Norge vil i mindre grad enn i dag være bestemt av importbegrensninger. I en slik situasjon vil tilgangen på import av kraft i et åpent marked etter hvert kunne få større betydning for prisdannelsen enn enkeltutbygginger av ny kraft i Norge.

Konkurransen om gass Skogn - Tjeldbergodden, tilgjengelig gassmengde

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 modifikasjoner på en undervannsventil, 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 krevende. Detaljene omkring dette vil kreve omfattende studier og vil ikke være aktuelt å gjennomføre før det eventuelt er mulige kunder/brukere av kapasiteten. Dette er også belyst noe nærmere under samfunnsmessige vurderinger i tilleggsutredningen til konsekvensutredningen for utvidelse av metanolfabrikken og bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden. Tilleggsutredningen blir også oversendt i disse dager.

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.

Oppsummert betyr dette at Haltenpipe har kapasitet til å levere gass både til de planlagte anleggene på Tjeldbergodden og til et gasskraftverk på Skogn. Det vil imidlertid bli nødvendig med tilleggsinvesteringer både for å utnytte eksisterende designkapasitet, og for å øke kapasiteten ytterligere.

Muligheter for lokal gassbruk

En utvidelse av metanolfabrikken og bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden innebærer en stor økning i lokal bruk av naturgass, og dette vil gi betydelige positive samfunnsmessige virkninger slik det er beskrevet i konsekvensutredningen.

Det er ikke etablert eller under planlegging annen lokal ny virksomhet basert på bruk av naturgass. Utvidelsen av metanolfabrikken og byggingen av gasskraftverket vil ikke i seg selv direkte innebære økte muligheter for etablering av ytterligere virksomhet basert på naturgass. Prosjektet vil øke metanolfabrikkens konkurransekraft gjennom lavere enhetskostnader på grunn av økt størrelse og et kraftverk å dele noen av kostnadene med, og vil således sikre virksomheten i et langsiktig perspektiv. Samtidig vil etablering av et kraftverk utgjøre et stort steg i retning av en industriklynge som vi tror vil kunne gjøre Tjeldbergodden mer attraktivt for ytterligere industrietablering i fremtiden. Kommunene har regulert store områder til industriell virksomhet både i direkte tilknytning til de eksisterende anlegg på Tjeldbergodden og i nærliggende områder som f.eks på Taftøy. Det foreligger pr. i dag ingen vedtatte planer for økt lokal bruk av gass på Tjeldbergodden. Imidlertid er det av andre aktører enn Statoil sett på ulike muligheter for utvikling av industriell virksomhet som f.eks kalkbrenning der

Vår dato
18.03.2005

Vår referanse

naturgass benyttes som energikilde. Statoil har sammen med partnere sett på muligheten for ekspansjon av dagens LNG produksjon. Partene finner pr. i dag ikke dette lønnsomt, men stiller seg positive til å vurdere mulighetene på nytt, først og fremst dersom regionen tildeles konsesjoner for flere naturgassdrevne ferger. Behovet for naturgass til de prosjekt som har vært eller er til vurdering forventes å kunne bli dekket innenfor Haltenpipes' designkapasitet.

Utdypet syn på SCR for NO_x

For den turbin størrelsen 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. 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. Dette er verifisert gjennom nye modellberegninger gjennomført av NILU i februar 2005.

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 aktuelle turbinleverandører, kan vi forvente at NO_x-utslippet under normal drift sannsynligvis vil komme til å ligge omkring 15 ppm. Leverandørene som blir forespurt vil bli bedt om å vurdere garantier på lavere verdier enn 25 ppm.

Når det gjelder anledningen til å oppfylle utslippsforpliktelser gjennom 3.parts tiltak legger vi til grunn Miljøverndepartementets retningslinje for behandling av utslippsøknader 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. Konsesjonshaver må søke om en slik løsning.

Det understrekes at Statoil i sin utslippsøknad 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.

Basert på de opplysninger Statoil har innhentet fra aktuelle leverandører, vil investeringskostnader 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.

Med utgangspunkt i en samfunnsøkonomisk diskonteringsrate på 7 % før skatt tilsvarer dette tiltakskostnader i området 40 – 45 NOK pr. kg NO_x ved rensing fra 25 til 5 ppm. Statoil legger til grunn at vi i dag vil få turbiner som leverer kun 15 ppm NO_x i avgassen, og at det er eventuell rensing fra dette nivået som bør vurderes mot den nytteverdien rensingen gir. Når 15 ppm legges til grunn blir tiltakskostnaden opp mot 70 NOK pr. kg NO_x ved rensing til 5 ppm.

Driftsfilosofi knyttet til ulike avbrudd/utfall

Ved en eventuell stans i gassleveransene til Haltenpipe, vil gassvolumet i rørledningen fungere som en buffer. Trykk, volum i rørledningen og forbruket av gass på Tjeldbergodden vil avgjøre hvor lang tid driften i anleggene kan fortsette. Denne tiden omtales gjerne som overlevelsestiden.

Med dagens anlegg og forbruk av naturgass på ca. 2 MSm³/døgn er normal overlevelsestid ca. 13 timer, dvs. at det er rom for fullt uttak av fødegass i 13 timer selv om leveranse inn på Haltenpipe er stanset. Dette er basert på at trykket på rørledningen er ca. 145 bar ved utfall og kan tas ned til ca. 120 bar før krikondenbar nås, dvs at det felles ut væske i rørledningen.

Med de planlagte anleggene på Tjeldbergodden (dvs. utvidet metanolfabrikk og gasskraftverk) vil forbruk av naturgass øke til ca. 6 MSm³/døgn. Overlevelsestiden er da beregnet til 4,4 timer.

Dagens gassleveranser ivaretas av Heidrun med Norne som backup. Historien viser at Norne har sikret leveransen til Tjeldbergodden ved flere anledninger. For å sikre regulariteten i en slik ny situasjon med økt gassforbruk, anbefales det at robustheten i gassleveransene styrkes ved å tilrettelegge for at gass også kan leveres fra Åsgard transport til Haltenpipe.

Driftsfilosofi for utvidete anlegg kan tenkes slik:

- Ved planlagte avbrudd i gassleveransene:
 - Rørledning "pakkes" til optimalt trykk slik at overlevelsestid økes
- Stans i gassleveranse < 4 timer:
 - Ingen tilpasning av driften såfremt stansens lengde og årsak sikkert kan bekreftes fra Heidrun drift og Gassco.
- Stans i gassleveranse > 4 timer:
 - Driften tilpasses i tråd med prosedyre og avtaleverk slik at overlevelsestid økes. Anlegg som krever lang oppstartstid (metanol) kan om mulig holdes i gang ved reduksjon i andre anlegg. Teknisk sett vil det være enklest å redusere evt. stanse en eller to gassturbiner i kraftverket, deretter metanoutvidelsen, bioproteinfabrikken, PSA/LNG og til slutt eksisterende metanolanlegg.

Det vil bli utarbeidet strategier for tilpasning av driften ved reduserte gassleveranser, og dette vil bli gjort i forbindelse med videre utvikling av regularitetsstudien.

Nærmere omtale av demonstrasjonsturbin for H₂, miljøvirkninger, status i konsesjonssøknad

I konsekvensutredningen er det beskrevet en mulig hydrogenfyrt turbin, bygget som en integrert del av anleggene på Tjeldbergodden. Bakgrunnen for dette var at det på Tjeldbergodden i et utvidet metanolanlegg vil være lett tilgang på en hydrogenrik overskuddsgass fra metanolsyntesen, og det var antatt at en slik demonstrasjonsturbin ville være interessant med tanke på utvikling av ny teknologi for hydrogenfyring i gassturbiner, bl.a. mht å kunne kontrollere utslipp av NO_x.

Statoil har i samarbeid med SINTEF og med økonomisk støtte fra Norges forskningsråd, gjennomført en studie for å etablere et teknisk og økonomisk underlag for å kunne avgjøre videre fremdrift mht. planlagt installering av en slik hydrogen testturbin på Tjeldbergodden. Resultatene fra studien er presentert i en sluttrapport.

- Det er avklart at 2 hydrogen turbin leverandører kan være aktuelle i et mulig fremtidig samarbeid
- Et hydrogen test turbin konsept med tilstrekkelig demonstrasjonshøyde er definert, men dette kan tidligst være klart for uttesting i 2009/2010.
- Kostnadene for det aktuelle hydrogen test turbin konseptet er estimert

Vår dato
18.03.2005

Vår referanse

Det er etablert et godt utgangspunkt for en videre evaluering med tanke på et mulig fremtidig samarbeid med en av leverandørene, og i den videre planleggingen av kraft/metanol anlegget på Tjeldbergodden vil det sikres at en hydrogen test turbin fortsatt kan beholdes som en opsjon med tanke på fremtidig installering. Prosjektet vil avhenge av leverandørenes fremskritt på utvikling av ny teknologi, deres interesse for å utteste hydrogenturbiner, og etablering av et godt samarbeid mellom Statoil og leverandør.

Det er i tillegg bygd opp betydelig kompetanse på drift av hydrogen turbiner gjennom eksperimentelt arbeid på SINTEF. Dette er viktige forberedelser med tanke på driftsoppfølging av et mulig fremtidig demonstrasjonsanlegg.

I konsekvensutredningen er det presisert at den omtalte hydrogenturbinen er en opsjon som ikke vil bli realisert av Statoil alene. På bakgrunn av de tekniske og økonomiske resultatene fra studien nevnt ovenfor, har Statoil besluttet at hydrogenturbinen ikke planlegges som en integrert del av anleggene på Tjeldbergodden, men at den beholdes som en opsjon som kan realiseres dersom det oppnås en finansieringsmodell som også inkluderer både turbinleverandør og offentlige myndigheter.

Hydrogenturbinen er inkludert både i konsesjonssøknaden (ytelse 18 MW) og i utslippssøknadene (For metanolfabrikken: 44.000 tonn CO₂/år; for gasskraftverket: 24.000 tonn CO₂/år og 45 tonn NO_x/år)

Med vennlig hilsen,
for Statoil ASA



Egil Sæl
Direktør energiprojekter

Kopi m/vedlegg: SFT v/Fredrik Weidemann
Postboks 8100 Dep
0032 Oslo