

Miljøverndepartementet
Postboks 8013 Dep
0030 OSLO

Statens forurensningstilsyn
Postboks 8100 Dep, 0032 Oslo
Besøksadresse: Strømsveien 96

Telefon: 22 57 34 00
Telefaks: 22 67 67 06
E-post: postmottak@sft.no
Internett: www.sft.no

Dato: 11.11.2008
Vår ref.: 2006/148 454
Deres ref.:
Saksbehandler: Gunn Sørmo, telefon: 22573562

SFTs anbefaling til Miljøverndepartementet om etablering av gasskraftverk i Elnesvågen i Fræna kommune - Industrikraft Møre AS

Vi viser til retningslinjer fra Miljøverndepartementet av 26.05.05 for behandling av søknader om nye gasskraftverk. Det vises også til søknad fra Industrikraft Møre AS av 8. desember 2006 om etablering og drift av gasskraftverk på Elnesvågen i Fræna kommune. Vedlagt følger SFTs innstilling i denne saken.

Med hilsen

Ellen Hambro
SFT-direktør

Signe Nåmdal
avdelingsdirektør

Vedlegg: Innstilling

*Kopi til: Industrikraft Møre AS
Norges Vassdrags- og energidirektorat, Pb 5091, 0301 Oslo*

11.11.2008

Etablering av gasskraftverk på Elnesvågen, Fræna kommune

Statens forurensningstilsyns anbefaling til
Miljøverndepartementet

Konklusjon

Sakens bakgrunn

Søknaden

Industrikraft Møre AS har i brev datert 8.12.2006 søkt SFT om tillatelse etter forurensningsloven og klimakvoteloven til etablering og drift av et konvensjonelt gassfyrt kraftverk for produksjon av elektrisk kraft på inntil 450 MW. Det søkes om tillatelse til utslipp fra et kraftverk uten CO₂-fangst. Anlegget planlegges lokalisert i tilknytning til eksisterende industrivirksomhet ved Hustadmarmor AS på Elnesvågen i Fræna kommune.

Utbyggingstiltaket begrunnes med den anstrengte kraftsituasjonen i fylket og at denne utgjør en trussel for opprettholdelse og utvidelse av industrien i området. Kraftunderskudd i Møre og Romsdal er i følge søknaden på 4 TWh (desember 2006) økende til nærmere 6 TWh ved oppstart av gassilandføringsanlegget for Ormen Lange på Nyhamna i oktober 2007. Søker peker på at området har et kraftunderskudd som kan dekkes med lokal gasskraftproduksjon eller med importert kraft, noe som krever nettførsterkninger og gir store overføringstap. Kraftverket vil i henhold til søknaden ha potensial for å kunne skape industrielle synergier med eksisterende industri i området (Hustadmarmor, Tine Midt-Norge Elnesvågen og Naturgass Møre), samt mulighet for å etablere en bytteavtale gass/kraft med Ormen Lange.

I søknaden ble to utbyggingsalternativer beskrevet. Et hovedalternativ med full utbygging til et anlegg på 420-450 MW, og et alternativ med hurtig utbygging av et anlegg på mindre enn 150 MW som en reservekraftløsning for å kunne møte en situasjon med en svært anstrengt kraftsituasjon i regionen. Industrikraft Møre vurderte at mindre anlegg kunne være et 1. trinn i en utbygging av en større og mer permanent løsning. Etter at Statnett besluttet å bygge reservekraftløsninger på Tjeldbergodden og Nyhamna i Aukra kommune, arbeider Industrikraft Møre for utbygging av fullskala anlegg på 420-450 MW.

Industrikraft Møre hevder at de ikke ønsket å søke om et anlegg med CO₂-håndtering som de selv ikke kunne realisere dersom de fikk konsesjon, noe de vurderer ville være tilfellet om de skulle påta seg CO₂-fangst og deponering. Industrikraft Møre viser til at det i dag er en rekke uavklarte spørsmål både med hensyn til økonomi og teknologiske løsninger når det gjelder CO₂-håndtering. De legger til grunn at CO₂-fangst og videre håndtering av CO₂ er tiltak som må realiseres separat, med egne økonomiske opplegg og i samarbeid med myndighetene. Søker fremhever at kraftverket så langt som mulig er utredet med tanke på CO₂-fangst og at det er satt av plass til fullskala CO₂-håndteringsanlegg basert på absorpsjon med aminer (postcombustion CO₂-fangst), som betyr at avgassene renses etter forbrenning og kraftgenerering i turbinene. På kort sikt vurderes denne type teknologi å være den som er nærmest realisering på kommersielle vilkår. Optimal rensegrad anses generelt å ligge rundt 85 %.

Søker hevder at lokal produsert gasskraft uten rensing tilsvarer importert kullkraft med ca 60 % rensing.

Søker opplyser i brev datert 3.9.2007 at de jobber aktivt for å få til en CO₂-løsning, både som partner i Aker-Kværners Just Catch prosjekt fra 2006, og til kontakt med aktuelle oljeselskap for kartlegging av eventuelle strukturer for deponering. Det vises i denne forbindelse til en

potensiell formasjon kartlagt av Hydro 25-60 km utenfor kysten for Aukra, samt til dialog med Gassnova om statlig finansiering og bidrag knyttet til CO₂-fangst og deponering.

Industrikraft Møre vil fatte investeringsbeslutning når resultatet av konsesjonsbehandlingen foreligger. Planlagt ferdigstillelse av kraftverket er ved søknadstidspunktet høsten 2010.

Anleggets design

Det planlagte kraftverket er et såkalt Combined Cycle anlegg (CCGT), som består av en gassturbin, en dampgenerator (som gjenvinner spillvarme fra eksosgassene til gassturbinen) og en dampturbin. Kraftverket er utredet (mht miljø, risiko, støy og utslipp) for en installert effekt på opptil 450 MW elektrisk kraft.

Anlegget vil ha en el-virkningsgrad på ca. 58 %. Virkningsgrad for nye anlegg (BAT) for denne type kombinerte kraftverk oppgis til 54-58 %. Anlegget vil kunne bygges opp med en industriturbin eller settes sammen av flere mindre gassturbiner. Anlegget har en forventet brukstid på 8300 timer per år. Basert på utbygging til 450 MW vil anlegget kunne levere 3,7 TWh til det regionale nettet.

Gassforbruk

Anlegget planlegges fyrt med gass fra "Ormen Lange" som transporteres i et 9 km langt rør fra ilandføringsstedet for gassen på Nyhamna og til Elnesvågen. Naturgass Møre AS utreder gassrøret på vegne av Industrikraft Møre AS og vil stå som eier og driver av dette. Naturgass Møre driver med omsetning, distribusjon og foredling av naturgass, samt arbeider for utvikling av naturgasstilknyttet virksomhet i regionen.

Forventet forbruk av naturgass er beregnet til inntil 1,85 MSm³/døgn og tilsvare inntil 635 MSm³/år forutsatt naturgass med nedre brennverdi (LHV) på 36 MJ/Sm³. Forbruket tilsvarer 125 gram per kWh kraft produsert, videre 56,25 tonn per time eller inntil 467 000 tonn per år. Vifter, motorer og pumper internt i kraftverket vil ha et internt kraftforbruk på ca. 3 % av produsert kraftmengde.

Lokalisering

Fire alternative lokaliseringer ble vurdert for plassering av kraftverket, Vestavika (Harøysundet Næringspark) vest i Fræna kommune, Nyhamna i Aukra kommune (nær gassilandføringsterminalen for Ormen Lange), Elnesvågen like ved den nye transformatorstasjonen bak Klempertåsen og en lokalisering i tilknytning til industriområdet til Hustadmarmor AS i Elnesvågen.

Område vest for råvarelager til Hustadmarmor AS som er omregulert til industriområde, er valgt plassering for det planlagte kraftverket. Det avgjørende for søker har vært en kombinasjon av samordning med eksisterende virksomhet (industrielle synergier) og tilrettelegging for ytterligere bruk av gass. Søker hevder at det ikke er avdekket forhold som indikerer at den valgte lokaliseringen medfører store ulemper eller vil ha konsekvenser som det ikke finnes avbøtende tiltak mot. Kriterier for valgt lokalisering har ifølge søknaden vært muligheter for industrielle synergier, muligheten for tilrettelegging for ytterligere bruk av gass lokalt, hensynet til logistikk (kai, samlast, vei, avstander) og hensynet til virkninger av utslipp og støy på nærområdene.

Kraftverkstomten planlegges sprengt ut i eksisterende skråning fra sjøen opp mot riksveien. Høyeste bygningselement vil være kraftverkets skorstein, som forventes å bli 50-60 meter høy

og planlegges plassert retningsmessig ut mot kraftverkets sjøside, rundt 300 meter fra riksveien. Ved etablering av CO₂-fangstanlegg vil anleggets absorpsjonstårn få en tilsvarende høyde på 50-60 meter. Det opplyses at bygningselementene i kraftverket vil være godt synlige fra deler av bebyggelsen i Elnesvågen, men neppe dominerende i synsfeltet.

Utslipp til luft

Det årlige utslippet av karbondioksid (CO₂) uten CO₂-håndtering vil være 1,3 millioner tonn. Utslipp av CO₂ er kvotepliktig i henhold til klimakvoteloven.

Kraftverket bygges med lav-NO_x brennere etterfulgt av ammoniakkbasert katalytisk rensing av NO_x (SCR) med garantert utslipp lavere enn 5 ppm og forventet gjennomsnittlig utslipp på rundt 2 ppm. Anlegget gir forbruk av ammoniakk på ca. 300 tonn per år.

Det søkes om årlig utslipp av nitrogenoksider (NO_x) på 180 tonn og av ammoniakk (NH₃) på 70 tonn. Utslipp av flyktige organiske forbindelser (VOC) i røykgass fra gassturbin er angitt til 75 tonn, hvorav 80 % metan. Det opplyses at diffuse utslipp av VOC vil bli holdt på et minimum ved å ta i bruk best mulig teknologi for tetning av flenser og ventiler og gjennom preventivt vedlikehold. Det forventes ikke målbare lekkasjer av VOC fra disse kildene. Utslippene av svoveldioksid (SO₂) og karbonmonoksid (CO) vil være henholdsvis 15 tonn og 220 tonn.

Utslipp til vann

Det søkes om tillatelse til utslipp av 30 000 m³ temperert kjølevann per time. Temperaturen i kjølevannsutløpet forventes å være 7 – 12 °C høyere enn temperaturen på vannet i kjølevannsinntaket. Kjølevannet hentes fra nytt inntak i Frænfjorden.

Til kraftverket trengs ferskvann til dampproduksjon. Dampkretsene er lukkede kretser. Ferskvannsbehov begrenser seg til tilsats av matevann beregnet til 15 m³ per time. Ferskvannet behandles i et eget demineraliseringsanlegg. For å unngå akkumulering av mineraler i damp-/kondensatsystemet, vil en viss vannmengde, anslått til 12 m³ per time, kontinuerlig bli tappet av (nedblåsningsvann) og erstattet med rent demineralisert vann. Nedblåsningsvannet vil bli ledet inn på avløpet fra kjølesystemet og slippes ut i sjøen sammen med kjølevannet. Kjemikalier må tilsettes matevannet for å hindre korrosjon og begroing i dampsystemet.

Eierforhold

SFT har i brev datert 21. mai 2008 fått opplyst at Istad Kraft har solgt sine aksjer i Industrikraft Møre AS til Tafjord Kraftproduksjon AS og Norsk Mineral AS, slik at Tafjord Kraft nå har en eierandel på 50 %, Hustadmarmor 33 % og Norsk Mineral 17 %.

Investering og driftskostnader

Investeringskostnadene for gasskraftverket inklusiv NO_x-renseanlegg er beregnet til ca. 2,1 mrd. kr (nøyaktighet på ± 30 %). Investeringskostnad for gassrøret er beregnet til ca. 90 mill. kr. For gasskraftverk med tillatelse uten vilkår om CO₂-fangst vil det påløpe kostnader til CO₂-kvotekjøp på om lag 10 mill. kroner (gitt kvotetildeling på 95 % frikvoter og langsiktig kvotepris på €20=160 NOK).

Kostnader for et CO₂-renseanlegg sammenliknes med estimerte kostnadsdata hentet fra KU for Energiverk Mongstad (EVM). En leverandør (Fluor) kostnadsberegnet i 2005 et 2-linjers prosessanlegg som prosesserer omtrent like store mengder gass som et 400 MW gasskraftverk

og samme CO₂-konsentrasjon til 2,3 mrd. kr. Det anslås at klargjøring for transport (tørking og kompresjon opp til 200 bar) utgjør i størrelsesorden 200-300 mill. kr. av dette. I et komplett kostnadsbilde legges til kostnader til opparbeiding av tomt, til energisentral / dampforsyning, samt uforutsette utgifter. I tillegg kommer driftskostnader (bemanning og vedlikehold, kjemikaliekostnader og energikostnader til damp og til kraft til drift av røykgassvifte og CO₂-kompressorer).

Søker har beregnet kostnadene for et CO₂-fangstanlegg som skal betjene et gasskraftverk i 400 MW-klassen til 320-470 kroner per tonn. Estimater inkluderer ikke kostnader til transport og lagring av CO₂. Dagens priser på kraft og naturgass gjør det sannsynlig at prisen vil ligge i øvre del av indikert intervall. Beregningen forutsetter at damp til CO₂-fangst forsynes fra ekstern dampsentral. Et gasskraftverk med virkningsgrad på 58-59 % vil i følge søknaden produsere 335-340 gram CO₂ per kWh kraft produsert. Det er beregnet at dersom 85 % av dette fanges inn til en kostnad på 400 kroner per tonn, vil det representere en kostnad på 11-12 øre per produsert kWh. Gitt den langsiktige kraftprisen på Nord-Pool i 2006 på ca. 35 øre/kWh, utgjør disse CO₂-fangstkostandene en betydelig andel (ca. 35 %) av kraftprisen. I tillegg tilkommer betydelige kostnader til transport og lagring av CO₂.

I søknaden er kostnadene sammenliknet med kostnader til oppdekking av underskudd av kraft i regionen med kraft importert fra andre land. Det gjøres en sammenlikning med kraft fra marginal kullkraftproduksjon på kontinentet, som slipper ut ca 1 kg CO₂ per produsert kWh kraft. Med antatt kvotepris på 20 €/tonn vil produsentenes CO₂-kostnader beløpe seg til 16 øre/kWh. I tillegg har Industrikraft Møre lagt til grunn et overføringstap i sentralnettet på 10 %. På denne bakgrunn har søker kommet til at CO₂-fangst er et rimeligere alternativ enn import av marginal kullkraftproduksjon. Søker peker på at det i dag ikke er bedriftsøkonomisk mulig for det enkelte kraftverk å bære merkostnadene ved CO₂-fangst, og at realisering av kraftproduksjon med CO₂-fangst derfor vil kreve betydelig offentlig medvirkning.

Når det gjelder løsninger for transport og lagring av CO₂ til deponering viser søker til at det vil være naturlig å søke og etablere en løsning for transport og lagring som er felles med andre pågående prosjekter, for eksempel Kårstø eller Mongstad.

Søker beskriver kort fire alternative anvendelser av CO₂ fra CO₂-fangst bl.a. CO₂ til produksjon av syntetisk kalk, CO₂ til regulering av gasskvalitet ut fra Nyhamna, CO₂ til EOR (Enhanced Oil Recovery) med transport ved hjelp av rør eller skip, CO₂ til deponering med transport ved hjelp av rør eller skip.

Prosjektets innvirkning på kraftsituasjonen i Møre og Romsdal

Møre og Romsdal er i løpet av få år gått fra en situasjon med kraftbalanse til en situasjon med behov for å importere en vesentlig del av energibehovet. I 2010 vil omtrent halvparten av behovet dekkes gjennom import ifølge søknaden. Det vises til at omfattende tiltak må settes i verk om lokal kraftproduksjon ikke etableres.

Søker viser til at den valgte lokaliseringen av Statnett SF er fremhevet som den gunstigste for ny kraftproduksjon med nærhet til regionens store kraftforbrukere Hydro Aluminium Sunndal, Ormen Lange ilandføring på Nyhamna i Aukra og Hustadmarmor AS, samt nærhet til eksisterende sentralnett og planlagt industri i området. Søker peker på at kraftverket vil styrke kraftbalansen i Norge og Norden og bidra til å sikre stabil kraftforsyning i tørre år, som har spesielt stor betydning i M&R med stort og økende underskudd på egenprodusert kraft. Kraftmengden tiltaket vil tilføre kraftsystemet vil ifølge søknaden redusere de samlede

overføringstapene med over 400 GWh tilsvarende ca. 20 % av husholdningenes el-forbruk i Møre og Romsdal. Nåverdien av tapene er anslått til mer enn 1,5 milliarder kroner.

Konsekvenser ikke utbygging

”0”- alternativet beskriver konsekvenser dersom kraftverket ikke blir realisert, som økte avbruddskostnader for kraftkunder, tap som følge av at underdekning må dekkes med kraft som er dyrere og mindre miljøvennlig, og betydelige kostnader til nettutbygging og nettførsterkning. Nedleggelse av store kraftbrukere vil bedre kraftsituasjonen umiddelbart, men til en meget høy kostnad. En annen effekt som beskrives er at frykt for kraftmangel kan blokkere ny virksomhet, som kan ha ringvirkninger for eksisterende næringsvirksomhet og annen ny virksomhet.

2 Grunnlaget for behandling av søknaden og SFTs innstilling

Utslipp av CO₂ i forbindelse med energiproduksjon der innfyrt effekt overstiger 20 MW er omfattet av kvoteplikt, jf. lov om kvoteplikt og handel med kvoter for utslipp av klimagasser (klimakvoteloven) § 3 første ledd bokstav a, og forskrift om kvoteplikt og handel med kvoter for utslipp av klimagasser (klimakvoteforskriften) § 1-1 første ledd bokstav a. Utslipp av CO₂ fra et gasskraftverk i Elnesvågen vil være kvotepliktig i henhold til disse bestemmelsene.

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). Søkeren har krav på slik tillatelse såfremt han godtgjør at han er i stand til å overvåke og rapportere utslippene på en tilfredsstillende måte. I tillatelsen skal det ikke settes grenseverdier for utslipp av CO₂. For øvrig er adgangen til å sette vilkår i medhold av forurensningsloven § 16 opprettholdt. Krav om CO₂-håndtering er et eksempel på et slikt vilkår som kan stilles.

Myndigheten til å sette vilkår er i loven lagt til Kongen og videre delegert til Miljøverndepartementet ved kgl. res. av 17.12.2004 nr. 1669. I brev av 26. mai 2005 om behandling av søknader om utslippstillatelse til nye gasskraftverk anmoder Miljøverndepartementet Statens forurensningstilsyn om å avgi innstilling med anbefaling til departementet i saker som gjelder utslippstillatelse for CO₂ til nye gasskraftverk. Departementet ber her SFT om å redegjøre for økonomiske og tekniske muligheter for å ta i bruk teknologi for CO₂-håndtering ved det aktuelle gasskraftverket.

Den endelige reguleringen etter forurensningslovens § 11 første ledd av andre forhold enn CO₂-utslipp, som for eksempel utslipp av NO_x og kjølevann, samt vurdering av energieffektivitet, vil skje etter at reguleringen av CO₂-utslippet etter forurensningslovens § 11 andre ledd er endelig avgjort. Energiproduksjon er omfattet av IPPC-direktivet (Integrated Pollution Prevention and Control Directive). Det er utviklet støttedokumentasjon, såkalte BREF (Best available techniques reference document) for vurdering av beste tilgjengelige teknikker som SFT vil ta hensyn til ved regulering av andre forhold enn CO₂-utslipp.

Etablering av gasskraftverk krever, i tillegg til tillatelse etter forurensningsloven § 11 første og annet ledd, energikonsesjon etter energiloven.

Status for NVEs behandling

SFT tar til etterretning at NVE har avslått søknaden fra Industrikraft Møre. I avgjørelsen legges vekt på overordnet myndighetsavklaring i de sist behandlede gasskraftprosjektene, som etter NVEs vurdering innebærer at det ikke skal etableres nye konvensjonelle gasskraftverk i Norge, og at hensynet til å unngå økte CO₂-utslipp innenlands skal ha stor vekt.

NVE har vurdert muligheten for å stille vilkår om fangst og lagring av CO₂ som et vilkår i en energikonsesjon. Med dagens inntekter, kostnader og øvrige rammer vil et gasskraftverk med vilkår om fangst og lagring etter NVEs vurdering bli samfunnsøkonomisk ulønnsomt. NVE ser ikke utprøving av teknologi som et sentralt argument, siden utprøving er i gang i andre prosjekter. NVE finner derfor at konsesjon med vilkår om fangst ikke er aktuelt.

NVE viser imidlertid til at forutsetningene for å få et samfunnsmessig rasjonelt prosjekt med vilkår om fangst kan endres som følge av sentrale myndigheters beslutninger innen andre områder, og viser til at avtaler mellom utbygger og myndigheter som ivaretar CO₂-utfordringene er inngått for gasskraft andre steder.

NVE presenterer for øvrig beregninger som viser at det er usikkert om konvensjonell gasskraft (uten CO₂-fangst) framover vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt. NVE vurderer at omsøkt prosjekt gir positiv samfunnsøkonomi gitt de kraftpriser, gasskostnader og CO₂-kostnader som de har lagt til grunn i beregningen. NVE påpeker imidlertid at usikkerheten knyttet til fremtidige priser er stor og at moderate endringer i forutsetningene kan snu resultatet. De mener at kraftverket vil kunne bedre den regionale og nasjonale forsyningssikkerheten, men at anlegget ikke vil stå ferdig før andre mulige løsninger for Møre-regionen. De fremholder at etter en eventuell etablering av kraftledningen Fardal-Ørskog vil forsyningssikkerheten i denne regionen være som for landet for øvrig.

NVEs avgjørelse er påklaget av Industrikraft Møre. NVE besluttet i brev til Olje- og energidepartementet datert 16.5.2008 å opprettholde sitt vedtak. Klagesaken er per d.d. i OED til behandling.

Konsekvensutredning i henhold til plan og bygningsloven

Det omsøkte anlegget har vært behandlet etter reglene i plan- og bygningsloven kapittel VII om konsekvensutredninger. I denne prosessen har NVE vært ansvarlig myndighet, mens SFT har vært høringsinstans. I melding mottatt 13.1.2006 ble SFT gjort kjent med utbyggingsplanene. Utarbeidet konsekvensutredning ble sendt på offentlig høring 6.2.2007. SFTs kommentarer til konsekvensutredningen ble oversendt NVE i brev av 26.4.2007. SFT ga uttrykk for at framlagt konsekvensutredning i store trekk tilfredsstillte kravene fastsatt i utredningsprogrammet. Det ble påpekt at utredningen var mangelfull med hensyn til vurdering av spredning og avsetning av nitrogen som følge av utslipp til luft, fordi beregningene ikke bygget på lokale meteorologiske data. I brev til SFT datert 3.9.2007 bekrefter Industrikraft Møre at NILU fra høsten 2007 vil foreta lokale meteorologiske målinger og at avsetning av N-forbindelser i nedbør vil bli målt, slik at bakgrunnsnivåer kan dokumenteres.

Søknaden etter forurensningsloven ble sendt på høring 09.10.2007 med høringsfrist 15.11.2007. SFT mottok høringsuttalelser fra 10 parter, hvorav 4 uttaler at de ikke har merknader til søknaden.

3 Høringsuttalelser

SFT har mottatt høringsuttalelser fra Fræna kommune, Møre og Romsdal fylke, felles uttalelse fra ZERO og Natur og Ungdom, Bellona, Kystverket og Arbeidstilsynet. Petroleurstilsynet, Fiskeridirektoratet, Bergvesenet og Statens vegvesen har uttalt at de ikke har merknader til søknaden.

Fræna kommune ber SFT følge opp beregninger av utslipp (luft, vann og støy), og målinger når anlegget blir etablert, samt sette krav til avbøtende tiltak dersom det er nødvendig i forhold til aksepterte verdier / kriterier. Fræna kommune sier de vil behandle reguleringsplanen for det aktuelle tomteområdet så snart det foreligger en konsesjon og tillatelse til utslipp for det omsøkte tiltaket. Fræna kommune opplyser at de har tilstrekkelig kapasitet på sitt offentlige avløpsnett og at det ligger til rette for å ta hånd om alle typer avfall som måtte oppstå i anlegget.

Møre og Romsdal fylke går inn for at gasskraftverk i Møre og Romsdal behandles på samme måte som Mongstad med hensyn til rensing av utslipp, for snarest mulig å komme videre med planene om etablering av gasskraftverk i fylket. Det vises til signaler fra industrien som vegrer seg for nyetableringer og utvidelser i regionen ut fra den risiko en anstrengt kraftforsyning representerer. (Det vises videre til at mobile gasskraftverk ved drift vil medføre betydelig økt forurensning per produsert kWh i forhold til stasjonært gasskraftverk også uten rensing.)

ZERO og Natur og Ungdom mener SFT må anbefale krav om bruk av teknologi for fangst og forsvarlig lagring av CO₂ fra oppstart av anlegget. Det forutsettes at det stilles krav til fangst av 85-90 % av CO₂-innholdet i gassene fra kraftverket, slik det er gjort i innstillingene for Mongstad. Det forutsettes videre at det stilles krav til en sikker langtidslagring av CO₂. Organisasjonene mener utbygging av en gassrørledning til Elnesvågen bare må benyttes til elektrisitetsproduksjon med fangst av CO₂, og at det ikke må åpnes for bruk av gass til oppvarmingsformål lokalt som gir utslipp av fossil CO₂.

Bellona mener adgangen til å sette krav om teknologi for CO₂-rensing for gasskraftverk i henhold til f-loven § 16 må benyttes i denne saken, og at krav om rensing må omfatte hele anleggets utslipp, ikke begrenses til eventuelle pilot- eller testprosjekt. Bellona mener søknad om utslippstillatelse må avslås da den ikke baserer seg på fullskala rensing av CO₂.

Kystverket uttaler at miljørisiko forbundet med akutte utslipp ikke er særlig vektlagt i gjennomført risikoanalyse som primært behandler skade på mennesker som følge av virksomheten. Det vises til at risikoanalysen inneholder noen anbefalinger om tiltak med sikte på å hindre skade på det ytre miljø som følge av akutte forurensningssituasjoner, men at det ikke synes å være gjennomført en analyse av behovet for beredskapsmessige tiltak. Kystverket minner om at legging av sjøledning og andre tiltak i sjø er søknadspliktig etter havne- og farvannsloven og at permanente konfliktsituasjoner kan oppstå som følge av slike ledninger pga hekting av tråldredskap.

Arbeidstilsynet har synspunkter på at problemstillinger knyttet til arbeidsmiljø ikke er tilstrekkelig belyst i konsekvensvurderingen fra desember 2006. Arbeidstilsynet mener det er viktig at alle HMS-hensyn og mulige avbøtende tiltak tas inn i planleggingsfasen. Det

etterlyses data om støynivåer som arbeidstakere vil kunne bli utsatt for og forslag til støydempende tiltak. Videre savnes en risikovurdering av relevante arbeidsmiljøfaktorer som risiko for ulykker, støy og kjemisk eksponering.

Utbyggers merknader til høringspartenens uttalelser

Høringsuttalelsene kommenteres av Industrikraft Møre AS i brev datert 14. mars 2008.

Til Kystverkets kommentar om at akutte utslipp ikke er særlig vektlagt i miljørisikovurdering uttaler utbygger at anlegget har minimalt behov for skipstransport og at det representerer svært lav risiko. Utbygger vurderer at risiko i forbindelse med skipsimport av hjelpestoffer til CO₂-rensseanlegg er ivarettatt gjennom praksis og maritime sikringstiltak som er etablert i forbindelse med aktivitetene på Nyhavna og hos Hustadmarmor.

Utbygger viser til at det vil bli gjennomført avbøtende tiltak for å unngå problemer med hensyn til tråling over sjøledningen fra Nyhavna til Elnesvågen, og at dette forholdet ivaretas av Naturgass Møre AS som skal installere og drive gassledningen.

Utbygger gjør oppmerksom på at NVE har avslått konsesjonssøknaden for det omsøkte anlegget. Avslaget er begrunnet med at NVE ikke finner anlegget samfunnsøkonomisk lønnsomt når kostnadene for CO₂-transport og -lagring inkluderes. Utbygger har påklaget avslaget, og viser til at de har startet samarbeid med Gassco om et opplegg for CO₂-transport og lagring, som vil bli gjort nærmere rede for.

4 SFTs vurdering

4.1 Vurdering av teknologien for fangst av CO₂

Det søkes om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven og klimakvoteloven for et gassfyrt kraftverk uten CO₂-fangst. Det planlagte anlegget er et konvensjonelt CCGT-anlegg for produksjon av elektrisk kraft med en installert effekt på opptil 450 MW. Det er ifølge søker satt av plass til fullskala CO₂-håndteringsanlegg basert på absorpsjon med aminer. Teknologien som er omtalt er post-combustion aminabsorpsjon, hvor absorpsjonsmidlet er en blanding av aminer. Anlegget som ligger til grunn for utredningen er Aker Kværners "Just Catch".

Post-combustion absorpsjon med aminer er den mest modne teknologien for CO₂-fangst. Denne teknologien ligger også til grunn for de tidligere omsøkte prosjektene på Tjeldbergodden og Mongstad. Teknologien er også omtalt i NVEs rapport om fangst av CO₂ fra gasskraftverket på Kårstø. Norske fagmiljøer mener at slike anlegg nå kan bygges, og teknologien må derfor regnes for å være tilgjengelig.

Det finnes også post-combustion teknologier hvor det benyttes andre absorpsjonsmidler, herunder ammoniakk og karbonater. Teknologiene med disse absorpsjonsmidlene er noe mindre utprøvd enn den aminbaserte teknologien. Under absorpsjonsprosessen vil det sannsynligvis bli noe utslipp av absorpsjonsmidler og reaksjonsprodukter, og det er fokus på utslippenes eventuelle miljømessige konsekvenser. Det foreligger lite informasjon om hvilke stoffer absorpsjonsmidlene faktisk inneholder, og det er derfor for tidlig å trekke noen konklusjoner om dette.

For kraftproduksjon finnes det også andre teknologier som gir mulighet for CO₂-fangst, herunder pre-combustion og oxyfuel som de mest kjente teknologiene. En viktig egenskap med post-combustion teknologien er imidlertid at den kan ettermonteres på eksisterende røykgasskilder, ikke bare på kraftverk, men også på annen industri eller andre punktutslipp med CO₂.

Kraftverket ble ved søknadstidspunktet planlagt ferdigstillet i løpet av 2010. Kraftverket vil i følge søknaden kunne avhjelpe den anstrengte kraftsituasjonen betraktelig og føre til økt forsyningssikkerhet, reduserte nettap og et redusert/utsatt behov for nettrelaterte investeringer.

4.2 Kostnadsestimater for CO₂-fangst

I søknaden om etablering av kraftverk i Elnesvågen har Industrikraft Møre estimert kostnadene for CO₂-fangst til å ligge i området 320 – 470 NOK per tonn CO₂ fanget. Estimater inkluderer ikke transport og lagring av CO₂.

I SFTs innstillinger til Miljøverndepartementet om gasskraftverkene på Tjeldbergodden (2005) og Mongstad (2006) er kostnadene for fangst av CO₂ anslått til henholdsvis ca 360 og 395 NOK per tonn CO₂. I disse kalkulasjonene er en rente på 5,5 % benyttet. Gassprisen er satt til 100 øre per Sm³ og el prisen er satt til 25 øre per kWh. Hvis de samme kalkulasjonene gjøres med 7 % rente blir kostnadene henholdsvis 375 og 420 NOK per tonn CO₂ fanget.

I 2006 utarbeidet NVE et kostnadsestimat for et fangstanlegg på Kårstø. Kostnadene for fangst av CO₂ (eksklusiv transport og deponering) ble her estimert til ca 560 NOK per tonn CO₂ fanget ved 5 % rente, og 610 NOK per tonn CO₂ fanget ved 7 % rente.

Det har vært en prisstigning på slike utbygginger på ca. 30 % den siste 10-årsperioden. Kostnadsoverslagene for Tjeldbergodden og Mongstad er basert på materiale som ble innhentet i 2005 og det er rimelig å anta at kostnadene kan ha steget 10 – 20 % fram til dagens prisnivå. Hvordan den finansielle situasjonen som oppstod i oktober 2009 vil virke på prisene i dette markedet har SFT ingen indikasjoner på.

SFT registrerer at det er stor variasjon i kostnadsoverslagene, men har ingen umiddelbar forklaring på hvilke årsaker som ligger til grunn for forskjellene. Konjunkturer i markedet, prosjektenes avgrensning, stedsspesifikke tilpassningskostnader kan være noen av årsakene.

SFT mener imidlertid at kostnadene for CO₂-fangst vil bli bedre belyst i de nærmeste årene gjennom realiseringen av flere prosjekter. I løpet av høsten 2009 skal Gassnova SF levere et kostnadsestimat for fangst av CO₂ fra kraftverket på Kårstø. Testsenteret på Mongstad (TCM) og Masterplanen for fullskalarensanlegget på Mongstad vil også gi viktig informasjon til nye prosjekter, herunder også informasjon om kostnader. Forholdene ved gassterminalen på Kårstø og raffineriet på Mongstad er svært annerledes enn de industrielle omgivelsene rundt det omsøkte gasskraftverket i Elnesvågen, men resultatene kan likevel gi viktige erfaringer til dette og andre prosjekter.

4.3 Vurdering av om det bør stilles teknologikrav i utslippstillatelsen for CO₂

Som det fremgår av punkt 2 er det Miljøverndepartementet som kan stille krav om CO₂-håndtering i tillatelse til kvotepliktig utslipp av CO₂. Departementet har i brev datert 26. mai 2005 om behandling av søknader om utslippstillatelse til nye gasskraftverk bedt SFT om å gi en anbefaling til departementet. Departementet har her anmodet SFT om å redegjøre for økonomiske og tekniske muligheter for å ta i bruk teknologi for CO₂-håndtering ved det aktuelle gasskraftverket.

SFT har så langt avgitt 5 innstillinger på bakgrunn av retningslinjene. I brev datert 19. januar 2006 til Miljøverndepartementet om etablering av gasskraftverk på Tjeldbergodden, i brev datert 18. august 2006 om etablering av gasskraftverk på Mongstad og i brev datert 26. juni 2007 om etablering av gasskraftverk på Rossmolla i Hammerfest anbefalte SFT at Miljøverndepartementet stiller krav om håndtering av CO₂-utslipp i tillatelser til de planlagte kraftverkene. Innstillingene inneholdt en drøftelse av hensyn for og mot å stille krav om CO₂-håndtering i tillegg til kvoteplikt. SFT fremholdt at klimautfordringen tilsier at etablering av gasskraftverk uten CO₂-håndtering ikke er forsvarlig i et langsiktig perspektiv, og anbefalingen var begrunnet ut fra dette.

I brev datert 15. juni 2007 ga SFT sin innstilling til Miljøverndepartementet om etablering av mobile reservekraftverk på Tjeldbergodden og i brev datert 13.9.2007 tilsvarende innstilling om etablering av mobilt reservekraftanlegg på Nyhamna i Aukra kommune. SFT uttalte at de vurderingene som lå til grunn for anbefalingen om å stille teknologikrav i de tre tidligere nevnte innstillinger, i mindre grad hadde overføringsverdi til spørsmålet om Miljøverndepartementet burde stille krav om CO₂-håndtering fra de omsøkte mobile reservekraftanleggene. Søknadene fra de to reservekraftanleggene ble vurdert som svært likeartede. SFT vurderte det ikke å være kostnadmessig forsvarlig å etablere CO₂-håndtering for utslipp fra omsøkte reservekraftanlegg. SFT la blant annet vekt på at anleggene kun skal brukes i en svært anstrengt kraftsituasjon og på ikke-kommersiell basis. SFT anbefalte derfor at Miljøverndepartementet ikke stilte krav om CO₂-håndtering.

Siden innstillingene ble laget har materialet som underbygger kunnskapen om omfattende menneskeskapte klimaendringer, og virkningene dette har for mennesker og natur, bare økt i omfang. FN's klimapanel (IPCC) konkluderer i sin fjerde hovedrapport med at det er utvetydig at man nå har global temperaturøkning og at denne i hovedsak skyldes økte konsentrasjoner av CO₂ på grunn av bruk av fossile brensel, samt endringer i arealbruk. Blant annet har den globale middeltemperaturen økt med om lag 0,8 °C over de siste 150 år. I følge IPCC forventes den globale middeltemperaturen å øke med 1,1-6,4 °C de neste 100 år. Slike klimaendringer vil medføre store sosioøkonomiske og miljømessige virkninger i alle land. For å begrense den globale temperaturstigningen til mellom 2,0 – 2,4 °C sier FN's klimapanel (IPCCs fjerde hovedrapport) at den globale utslippsøkningen må snus til reduksjon innen 2015 og de globale utslippene må reduseres med 50-85 % i 2050 sammenliknet med nivået i 2000. EU og Norge har satt som mål at klimaendringene må begrenses slik at den globale temperaturøkningen holdes under 2 grader Celsius sammenliknet med førindustrielt nivå.

I dette perspektivet er Kyoto-protokollen, hvoretter industrilandene skal redusere sine utslipp med opp mot 5 % i perioden 2008 til 2012 sammenliknet med 1990-nivå, et første forsiktig skritt. Norge skal ifølge Kyoto-protokollen i snitt ikke slippe ut mer enn 50,3 mill. tonn CO₂-ekvivalenter per år i perioden 2008 til 2012. Dette tilsvarer en akseptert økning på 1 % i

forhold til utslippene i 1990. Til sammenlikning var de samlede norske klimagassutslippene i 2007 på 55 mill. tonn CO₂-ekvivalenter, noe som representerer en økning på omtrent 11 % eller 4,7 mill. tonn siden 1990. Utslippene i 2007 var 1, 5 mill. tonn eller 2,7 % høyere enn utslippene i 2006.

På bakgrunn av 2 graders målet har EU satt som mål en reduksjon i klimagassutslipp på 20 % innen 2020 sammenliknet med 1990.

Den norske regjeringen vil at Norge skal være et foregangsland i klimapolitikken. I det såkalte "klimaforliket" av 17. januar 2008 ble Arbeiderpartiet, Sosialistisk Venstreparti, Senterpartiet, Høyre, Kristelig Folkeparti og Venstre enige om følgende målsetninger for klimapolitikken:

- Kyoto-forpliktelsen skal overoppfylles med 10 % ved bruk av Kyoto-mekanismene.
- Norge skal frem til 2020 påta seg en forpliktelse om å kutte de globale utslippene av klimagasser tilsvarende 30 % av Norges utslipp i 1990. Utslippene i Norge skal reduseres med 15-17 millioner tonn CO₂-ekvivalenter ift referansebanen slik den er presentert i nasjonalbudsjettet for 2007, når skog er inkludert.
- Norge skal være karbonnøytralt innen 2050. Som en del av en global og ambisiøs klimaavtale der også andre industriland tar på seg store forpliktelser skal Norge ha et forpliktende mål om karbonnøytralitet i 2030.

Miljøverndepartementet har bedt SFT lede en faggruppe bestående av NVE, OD, Vegdirektoratet og SSB, som skal vurdere i hvilken grad eksisterende virkemidler bidrar til å nå Norges mål for nasjonale utslippskutt og vurdere behovet for nye/endrede virkemidler. Faggruppen skal utarbeide en omforent analyse av reduksjonspotensialet i 2020 som dekker alle sektorer. Dette arbeidet vil gjøre det mulig å sette sammen ulike menyer for hvordan målet om å redusere de nasjonale utslippene med 15-17 millioner tonn CO₂ ekvivalenter i forhold til referansebanen kan nås, slik at de politiske beslutningstakerne i sin tur får et godt faglig grunnlag når de skal velge virkemidler. Tiltaks- og virkemiddelpakkene skal oppfylle målet om å ta to tredjedeler av utslippsreduksjonene hjemme. Sammen med statens finansiering av utslippskutt i andre land skal dette sørge for at Norge innen 2020 har redusert utslippene med 30 prosent i forhold til 1990. Dette er et skritt på veien til å bli klimanøytralt i 2030.

Hvis kostnadsestimatet fra Industrikraft Møre legges til grunn vil ikke dagens kvotepris på ca 200 NOK per tonn CO₂ utløse CO₂- håndtering på kraftverket på Elnesvågen, selv ikke hvis de faktiske kostnadene ligger i den laveste delen av estimatet. Kostnadene forbundet med fangst (og lagring) av CO₂ er med andre ord såpass høye at en privat eier av et gasskraftverk neppe vil investere i CO₂-fangst ut fra bedriftsøkonomiske hensyn alene, men vil være avhengig av statlige midler som stilles til disposisjon.

Usikkerheten omkring fremtidig kvotepris er svært stor, men SFT mener det er sannsynlig at kvoteprisen vil bli høyere enn i dag når man legger klimamålsettingene for 2020 til grunn. EU-kommisjonens konsekvensutredning i forbindelse med EUs tiltaks- og virkemiddelpakke for klima og energi for å nå 2020-målene anslår en sannsynlig kvotepris i 2020 på 39 til 47 euro/tonn CO₂-ekvivalenter. Variasjonen skyldes at konsekvensutredningen er gjennomført med ulike sett av virkemidler for å oppfylle klimamålene i 2020. En kvotepris i 2020 på 43 euro/tonn CO₂ er basert på den mest sannsynlige virkemiddelpakken. SFT vurderer det på denne bakgrunn som lite sannsynlig at kvoteprisen alene vil utløse CO₂-håndtering på kraftverket på Elnesvågen.

I en situasjon der Norge ikke har på plass virkemidler som gir aktørene de tilstrekkelige incentivene til å begrense sine utslipp, slik at målsettingene i "klimaforliket" om utslippsreduksjoner hjemme nås, mener SFT at det ville være svært uheldig å etablere store nye punktkilder til utslipp av CO₂. SFT viser til at etablering av store nye punktkilder vil vanskeliggjøre mulighetene for å oppnå målsettingene for utslippsreduksjoner hjemme slik de er fastsatt av et bredt flertall i Stortinget i "klimaforliket". SFT mener derfor at det fortsatt er all grunn til å holde fast ved vårt tidligere standpunkt om at etablering av gasskraftverk uten CO₂-håndtering frarådes.

SFT har ikke gjort noen særskilt vurdering av samfunnsøkonomien i å etablere et gasskraftverk med CO₂-håndtering på Elnesvågen i dag. SFT registrerer at NVE i sitt vedtak av 6.3.2008 om avslag på søknad om energikonsesjon, konkluderte med at investering i et gasskraftverk med CO₂-håndtering i Elnesvågen ikke kan forsvares, verken bedriftsøkonomisk eller samfunnsøkonomisk.

Krav om CO₂-fangst på gasskraftverket i Elnesvågen fra første dag vil sannsynligvis bety at kraftverket ikke blir realisert med mindre staten eller andre investorer gir økonomisk støtte til prosjektet.

Uavhengig av dette anbefaler SFT at Miljøverndepartementet i en tillatelse til kvotepliktige utslipp av CO₂ fra det omsøkte gasskraftverket på Elnesvågen stiller vilkår om CO₂-fangst og lagring fra oppstart av anlegget. SFT fremhever at dette gir den beste sikkerheten for at det ikke etableres et konvensjonelt gasskraftverk på Elnesvågen som bidrar til å øke de norske CO₂-utslippene i lang tid fremover.

SFT mener det fortsatt er grunn til å prioritere utvikling av CO₂-håndtering høyt gjennom forskning, utvikling og demonstrasjon. Dette til tross for de betydelige teknologiske og kostnadmessige utfordringene, fordi teknologien har potensial til å bidra til store utslippskutt. Det er ventet at teknologiutvikling på dette feltet generelt vil ha stor fokus og oppmerksomhet fremover, og at nye og mer effektive løsninger kan bli utviklet i løpet av de nærmere årene. I EU pågår for tiden arbeid med utkast til direktiv for CCS (Carbon Capture and Storage) og det diskuteres om det fra 2015 bør settes krav til utslipp av CO₂ fra nye store kraftverk.

4.4 Teknologit utvikling

For norske myndigheter har fangst og lagring av CO₂ blitt et viktig strategi for å oppnå reduksjoner i CO₂-utslippene. Utvikling av teknologi for fangst og lagring er et erklært satsningsområde, og det er en uttalt målsetning at teknologien som utvikles også skal kunne overføres til andre land og her bidra til globale utslippsreduksjoner.

I forbindelse med etableringen av kraftvarmeverket på Mongstad ble det inngått en avtale mellom Statoil (nå StatoilHydro) og staten v/ Olje-og energidepartementet, den såkalte Gjennomføringsavtalen. Som et første trinn i avtalen skal det etableres et testsenter for CO₂-fangst på Mongstad, TCM. Hensikten med TCM er å identifisere, utvikle, teste og kvalifisere mulige teknologiske løsninger for CO₂-fangst. TCM skal også bidra til å redusere kostnadene og risikoen forbundet med bygging og drift av fullskala anlegg for CO₂-fangst. Steg 2 i avtalen er etablering av et fullskala anlegg for CO₂-fangst innen 2014. Staten har forpliktet seg til å ta en stor del av kostnadene ved disse prosjektene. Regjeringen har også gått inn for å finansiere et fangstanlegg på Kårstø med statlige midler.

Hittil har post-combustion, fortrinnsvis med aminabsorpsjon, vært utgangspunktet for teknologivalg i disse anleggene. TCM-anlegget skal imidlertid teste fangst av CO₂ fra to ulike avgasstrømmer, en strøm fra krakkeranlegget i oljeraffineriet, og en fra kraftvarmeverket. To hovedprinsipper for CO₂-fangst skal også prøves ut, en aminprosess og en karbonatprosess der CO₂ absorberes i nedkjølt ammoniakk. Fordelen med denne siste prosessen er at den antageligvis er mindre energikrevende.

Etter SFTs mening er denne teknologiutviklingen svært viktig, og TCM-prosjektet vil gi nyttige erfaringer til videre utvikling av post-combustion teknologien. SFT mener også det er viktig at erfaringene fra prosjektet brukes til å lage gode fullskalaløsninger både på Mongstad, Kårstø, eventuelt også i Elnesvågen.

4.5 SFTs anbefaling

SFT anbefaler at Miljøverndepartementet i en eventuell tillatelse til kvotepliktig CO₂-utslipp fra omsøkt gasskraftverk i Elnesvågen, setter vilkår om at teknologi for CO₂-fangst skal installeres. Dette bør gjøres for å sikre at det ikke blir etablert gasskraftverk i Elnesvågen uten CO₂-håndtering. Teknologien som skal benyttes bør ha kapasitet til å fange minst 85 % av CO₂-innholdet i røykgassen. Departementet bør etter SFTs vurdering også sette vilkår om at CO₂ som er fanget fra røykgassen skal sikres forsvarlig lagring, som for eksempel deponering i egnet geologisk formasjon.