



Gasskraftverk på Tjeldbergodden Konsesjonssøknad

Juni 2004

Gasskraftverk på Tjeldbergodden

Konsesjonssøknad

Juni 2004

Innhold

1	Innledning	7
1.1	Kort om bakgrunn	7
2	Generelle opplysninger	9
2.1	Søker	9
2.2	Anleggets beliggenhet.....	9
2.3	Lovhenvisning	9
2.4	Samtidige søknader	9
2.5	Andre tillatelser fra offentlige myndigheter.....	9
3	Beskrivelse av anlegget	11
3.1	Hydrogen demonstrasjonsturbin	12
3.2	Innsatsfaktorer.....	13
3.3	Produkter.....	14
3.4	Utslipp.....	15
3.5	Elektrisk anlegg	15
3.6	Koblingsstasjon Tjeldbergodden	16
3.7	Tilkobling til hovednettet.....	16
4	Begrunnelse, innpassing i kraftsystemplan	19
4.1	Industriutvikling på Tjeldbergodden.....	19
4.2	Begrunnelse knyttet til lokaliteten Tjeldbergodden	19
4.3	Kraftbalanse og effektbalanse nasjonalt og regionalt	20
4.4	Behov for nettførsterkninger med og uten gasskraftverk.....	20
4.5	Tidsplan	21
5	Kostnadsoverslag	23
6	Allmenne hensyn	25
6.1	Arealbruk	25
6.2	Offentlige og private tiltak.....	25
6.3	Virkninger for miljø, naturressurser og samfunn.....	27
6.4	Avbøtende tiltak.....	30
7	Grunnerverv	35

Vedlegg:

1. Enlinjeskjema for kraftverk, transformatorstasjoner og koplingsanlegg
2. Konsekvensutredning (eget dokument)

1 Innledning

Statoil ASA søker om anleggskonsesjon etter Energiloven for et gasskraftverk på Tjeldbergodden.

Søknaden er utarbeidet i tråd med "Veileder i utforming av konsesjonssøknader og forhånds-meldinger for elektriske anlegg og fjernvarmeanlegg", utarbeidet av NVE 1991.

Søknaden gir en sammenfattet oversikt over saken. Utfyllende dokumentasjon over tiltakets virkninger for samfunn, miljø og naturressurser er gitt i vedlagte konsekvensutredning.

1.1 Kort om bakgrunn

Gasskraftverket vil bli bygget integrert med en utvidelse av den eksisterende metanolfabrikken på Tjeldbergodden.

Med dette ønsker Statoil å styrke og bevare sin posisjon som Europas mest kostnadseffektive leverandør av metanol, samt å videreutvikle en robust og langsiktig konkurranseposisjon for Tjeldbergodden som industristed.

Dagens anlegg er svært effektivt, og det har også en svært effektiv driftsorganisasjon. Det planlagte tiltaket vil med relativt beskjedne investeringer øke produksjonen av metanol, samtidig som det etableres ny industri som kan bære sin del av felleskostnadene. Dette styrker konkurransevnen gjennom å holde produksjonskostnadene så lave som mulig.

Naturkraft AS har tidligere utarbeidet planer for gasskraftverk på Tjeldbergodden. Melding med forslag til utredningsprogram ble sendt inn i 1999, og utredningsprogrammet ble godkjent av NVE 21. november 2000. NVE har i brev datert 18. desember 2002 godkjent at dette utredningsprogrammet legges til grunn for det gasskraftverket som nå planlegges.

Statoil har i april 2003 sendt inn en egen melding for utvidelsen av metanolfabrikken på Tjeldbergodden. Nærings- og handelsdepartementet har fastsatt et utredningsprogram for den delen av prosjektet, datert 16.06.2003.

På grunnlag av disse to utredningsprogrammene er det utarbeidet en felles konsekvensutredning for det integrerte anlegget. Denne er lagt ved konsesjonssøknaden for gasskraftverket.

Distribusjon av elektrisiteten fra gasskraftverket krever at det bygges en ny kraftlinje mellom Tjeldbergodden og en ny koblingsstasjon ved Trollheim kraftverk, Surnadal. Nordenfjeldske Energi AS har forhåndsmeldt 3 aktuelle traséalternativer for en slik kraftlinje. NVE behandlet meldingen og fastsatte den 18.februar 2000 et program for konsekvensutredningen for kraftlinjen. Det vil bli utarbeidet en egen konsekvensutredning for denne kraftlinjen på grunnlag av det fastsatte programmet.

Statnett vil stå som eier og utbygger av kraftlinjen, og vil ha ansvar for nødvendige utredninger og søknader i den forbindelse.

2 Generelle opplysninger

2.1 Søker

Søknaden om anleggskonsesjon fremmes av Statoil ASA. I løpet av gjennomføringsfasen vil det være aktuelt for Statoil å inkludere andre partnere. Det er da intensjonen å opprette et eget juridisk selskap som skal eie og drive kraftverket, og som følgelig vil stå som eier av konsesjonen.

2.2 Anleggets beliggenhet

Gasskraftverket planlegges bygget på eksisterende industritomt på Tjeldbergodden, Aure kommune i Møre og Romsdal fylke. Tomta eies av Statoil. Se vedlagte konsekvensutredning for nærmere beskrivelse av lokalitet og naturgitte forhold.

2.3 Lovhenvising

Denne søknaden gjelder anleggskonsesjon for bygging og drift av kraftverk fyrt med fossilt brensel, jfr. Energilovens § 3.1.

Denne type anlegg faller inn under bestemmelsen i vedlegg I, pkt. I. 1.5 i forskriften til Plan og bygningsloven (PBL). Bestemmelsen gjelder bl.a. "varmekraftverk og andre forbrenningsinstallasjoner med en energiproduksjon på minst 150 MW". I samsvar med denne bestemmelsen er det utarbeidet en konsekvensutredning som vedlegg til søknaden.

Fra og med 1. juli 2003 er Petroleumsloven gjort gjeldende også for utnyttelse av utvunnet petroleum som foregår på norsk landterritorium eller sjøgrunn underlagt privat eiendomsrett, når slik utnyttelse er nødvendig for eller utgjør en integrert del av utvinning eller transport av petroleum.

På denne bakgrunn foretas det for tiden avklaringer med Olje- og energidepartementet (OED) hvorvidt hele eller deler av tiltaket også vil omfattes av petroleumsloven, og således kreve en plan for anlegg og drift (PAD) etter lovens § 4-3, med tilhørende krav om konsekvensutredning.

Det er klarert med OED at det ikke er noe til hinder for å fremme konsesjonssøknaden før dette spørsmålet er avklart. Den vedlagte konsekvensutredningen vil også dekke et eventuelt behov i forhold til Petroleumsloven.

2.4 Samtidige søknader

Anlegget krever også tillatelse etter forurensingsloven. Det er utarbeidet en egen søknad om slik tillatelse. Denne sendes Statens forurensingstilsyn (SFT), med vedlegg av konsekvensutredningen.

Samtidig fremmes følgende søknader:

- Søknad om tillatelse etter forurensingsloven for utvidelse av metanolfabrikken. Søknaden sendes til SFT, med vedlegg av den felles konsekvensutredningen for gasskraftverket/utvidelse av metanolfabrikken.
- Søknad om anleggskonsesjon etter Energiloven for bygging og drift av en kraftlinje mellom Tjeldbergodden og ny koblingsstasjon ved Trollheim kraftverk, Surnadal. Denne søknaden med tilhørende konsekvensutredning fremmes av Statnett. Søknaden sendes NVE, med vedlegg av en egen konsekvensutredning for kraftlinjen.

2.5 Andre tillatelser fra offentlige myndigheter

Nedenfor er det gitt en oversikt over noen av de viktigste tillatelser som må innhentes fra

myndighetene. Behovet for å innhente eventuelle andre tillatelser enn de som er nevnt her vil bli avklart i den videre planprosessen og gjennom behandlingen av konsekvensutredningen.

Anlegget og tilhørende veier og inngrep vil i sin helhet skje innenfor det området på Tjeldbergodden som allerede er regulert til industriformål.

Tabell 2-1 Oversikt over viktige tillatelser som må innhentes for kraftverket

Søknad/tillatelse	Myndighet
Godkjenning av konsekvensutredning/oppfylt utredningsplikt etter plan- og bygningsloven.	NVE
Godkjenning av Plan for anlegg og drift (PAD) i hht Petroleumsloven (p.t. avklares spørsmålet om behov for PAD med OED)	OED
Anleggskonsesjon i henhold til energiloven.	NVE
Byggetillatelse i henhold til plan- og bygningsloven.	Aure kommune
Forhåndsmelding om bygge- og anleggsvirksomhet etter arbeidsmiljøloven.	Petroleumstilsynet
Samtykke til oppføring av bygning etc. i henhold til arbeidsmiljøloven.	Petroleumstilsynet
Utslippstillatelse etter forurensningsloven.	SFT
Godkjenning av anleggene i henhold til lovgivning om brann- og eksplosjonsvern mm.	Petroleumstilsynet
Godkjenning av eventuelle nye installasjoner på havbunnen i tilknytning til utslipp av kjølevann.	Kystdirektoratet

3 Beskrivelse av anlegget

Det planlagte kraftverket er et kombinert kraftverk (CCPP – "Combined Cycle Power Plant"). Det innebærer at elektrisitet dels produseres i naturgassfyrte gassturbiner, og dels i en turbin drevet av damp. Dampen produseres ved hjelp av spillvarme fra gassturbinene, og det planlegges tilført overskuddsdamp fra metanolfabrikken.

Gasskraftverket vil få en installert effekt på rundt 860 MW, og en årlig produksjon av elektrisk kraft på omlag 7 TWh.

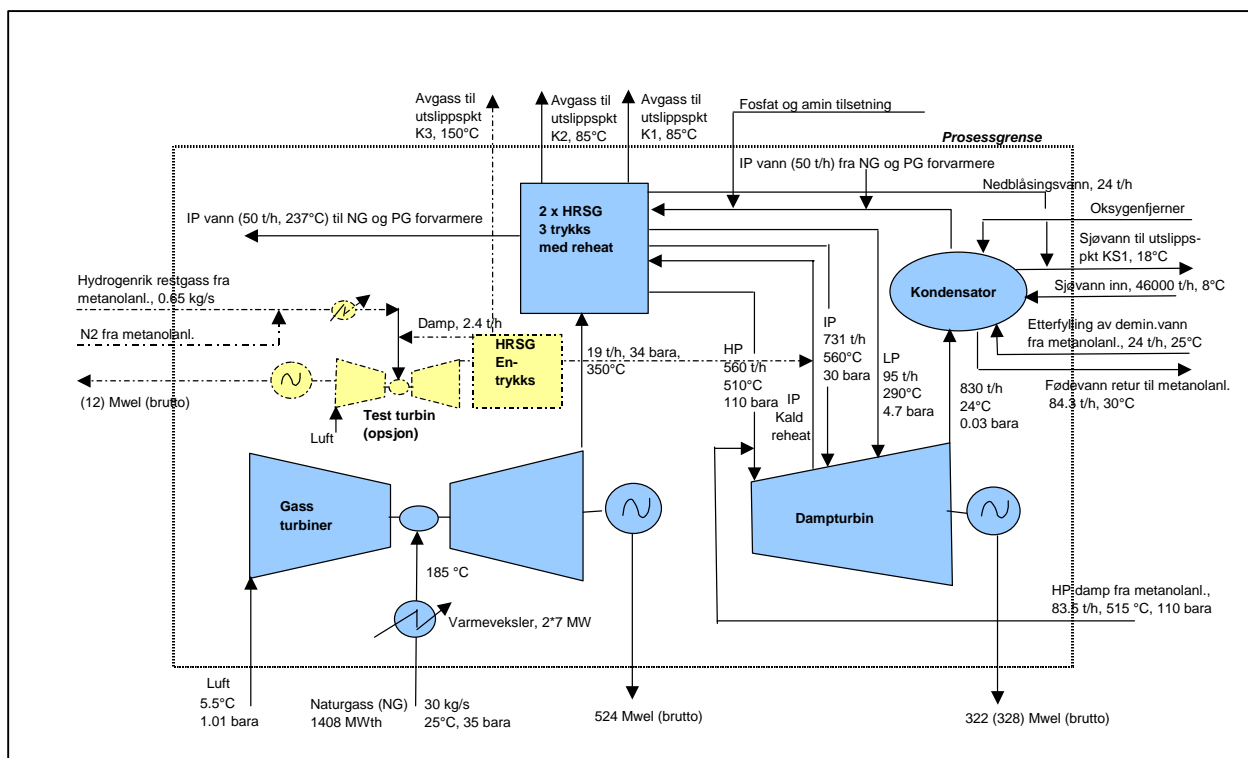
Det er flere aktuelle leverandører som har turbiner i den størrelsesorden som er lagt til grunn i konseptet, men ytelsen varierer noe. Leverandørene driver stadig produktutvikling, og dette kan resultere i forbedret virkningsgrad og ytelse. Statoil har som målsetting å innhente konkurrerende tilbud, samt å velge beste tilgjengelige teknologi, under forutsetning av at teknologien er tilstrekkelig utprøvd. Avhengig av resultatet av anbudsprosessene, er det antatt at kraftverkets totale ytelse vil kunne

bli ca 6-7 % høyere/lavere i forhold til konseptet som er utredet. Det innebærer at installert effekt vil kunne bli opp mot ca 920 MW. Dette tilsvarer en tilgjengelig produksjon på opp mot ca 7,3 TWh/år, forutsatt en regularitet på 93%.

Hovedelementene i kraftverket er, basert på det konseptet som ligger til grunn for utredningen :

- 2 gassturbiner
- 1 dampturbin
- 2 tre-trykks varmegjenvinnings dampgeneratorer med gjenoppvarming
- 1 kondensator
- Nytt gassmottaksanlegg/måleinnretninger
- Nytt kjølevannsystem
- Bryteranlegg for tilkoping til nettet (vil være en del av distribusjonsnettet, og tilhøre Statnett)
- En eventuell demonstrasjonsturbin for hydrogendrift, se kap. 3.1.

En prinsippskisse for anlegget er vist i Figur 3.1, og figur 3.2 viser anlegget innplassert i forhold til eksisterende anlegg på Tjeldbergodden.



Figur 3.1. Prinsippsskisse for kraftverket. Et eksempel på en demonstrasjonsturbinen (i dette tilfellet med en effekt på 12 MW) er stiplest og vist med gul farge.

3.1 Hydrogen demonstrasjonsturbin

I ytelsestallene nevnt ovenfor er inkludert produksjon fra en turbin for demonstrasjon av hydrogndrift.

I forbindelse med behandlingen av Snøhvitutbyggingen ba Stortinget regjeringen om å sørge for at Statoil la fram en plan for utprøving av ulike CO₂-reducerende teknologier. I sitt svar pekte Statoil på at Tjeldbergodden var et interessant sted for demonstrasjon av en hydrogenfyrt gassturbin, men at det på det tidspunktet ikke forelå noen konkret plan eller kostnadsoverslag.

Statoil har videreutviklet disse planene, selv om det fortsatt ikke foreligger noen beslutning om gjennomføring av denne demonstrasjonsturbinen.

Bakgrunnen for at Tjeldbergodden er et egnet sted, er at det i et utvidet metanolanlegg vil bli produsert en hydrogenrik overskuddsgass fra metanolsyntesen. Denne gassen kan utnyttes til demonstrasjon av en hydrogenfyrt gassturbin.

Statoil gjennomfører nå en utredning av en slik demonstrasjonsturbin i samarbeid med SINTEF og turbinleverandører, i et prosjekt støttet av Olje- og energidepartementet med midler kanalisert gjennom Norges forskningsråd.

Utvikling av hydrogenfyrte gassturbiner er ansett som et viktig skritt mot CO₂-fri kraftproduksjon. En hydrogenfyrt demonstrasjonsturbin integrert i anlegget på Tjeldbergodden vil kunne representere et vesentlig bidrag til:

- Utvikling og demonstrasjon av framtidsrettet teknologi for hydrogenfyring i gassturbiner
- Økt kunnskap om skalerbarhet for kraftproduksjon basert på hydrogen
- Økt kunnskap om NO_x utslipp knyttet til kraftproduksjon basert på hydrogen
- Driftskompetanse i Norge knyttet til bruk av hydrogen i kraftproduksjon, inkludert fokus på HMS.

Størrelsen på hydrogenturbinen er ikke bestemt, men vil ligge i området 10 - 30 MW. Dette vil utgjøre inntil ca 3% av kraftverkets totale effekt.

En slik investering vil ikke tilfredsstille prosjektets økonomikrav, og en realisering av en hydrogenturbin vil derfor måtte baseres på en

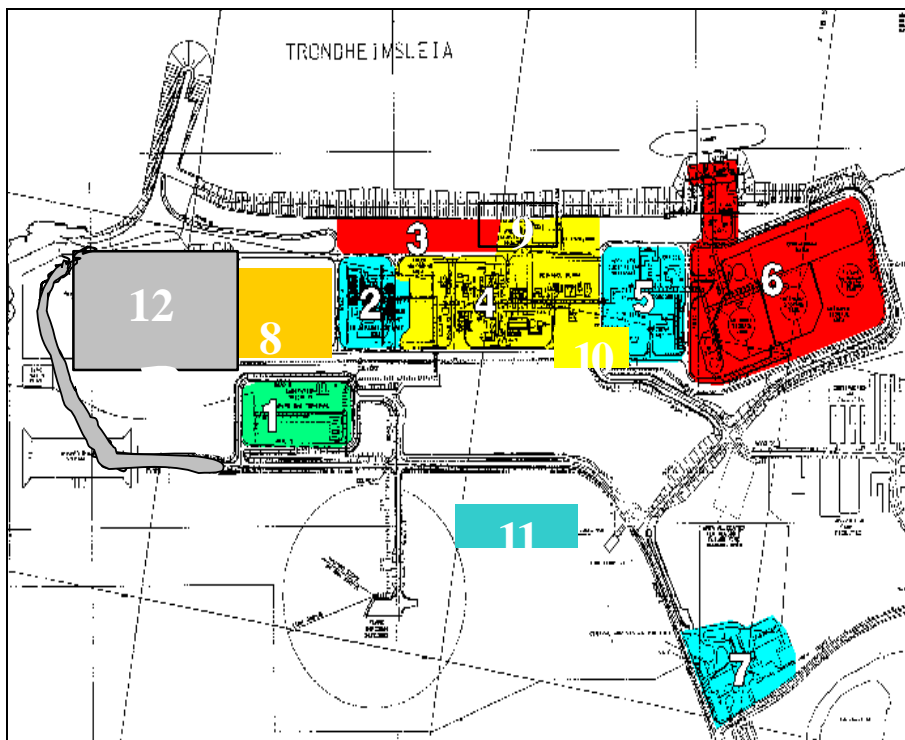
finansieringsmodell som også inkluderer andre norske aktører. Statoil ønsker å bidra til framtidsrettede energiløsninger, og et slikt demonstrasjonsprosjekt kan være et interessant bidrag i så måte.

Alternativ bruk av den hydrogenrike overskuddsgassen er resirkulering til fyring i metanolanleggets dampreformer.

3.2 Innsatsfaktorer

3.2.1 Naturgass

Med utgangspunkt i en installert effekt på ca 860 MW, er kraftverkets forbruk av naturgass beregnet til 3,1 – 3,2 MSm³/d, som tilsvarer 1,0 – 1,1 GSm³/år (ved LHV 39,6 MJ/Sm³).



Figur 3.2. Plassering av kraftverket og tilhørende elementer. Gassmottaksanlegg (1), gasskraftverk (8), koplingsstasjon (11). Andre enheter: Luftgassfabrikk (2), bioproteinfabrikk (3), metanol- og LNG fabrikk (4), hjelpeutstyr (5), tank farm og lasteområde (6), administrasjonsbygninger (7), ny synteseenhet metanol (9), ny reformer metanol (10), plass for evt. framtidig CO₂-rensning (12).

3.2.2 Hydrogenrik overskuddsgass fra metanolanlegg

Ved en integrering med utvidelsen av metanolfabrikken kan den hydrogenrike overskuddsgassen fra metanolsyntesen eventuelt bli benyttet som fyrgass i en demonstrasjonsturbin. Se nærmere beskrivelse i kapittel 3.1

3.2.3 Damp

Kraftverket vil være utstyrt med 2 stk tre-trykks dampgeneratorer knyttet til hver av skorsteinene fra de to hovedturbinene. I dampgeneratorene produseres det totalt ca 730 t damp pr. time.

I tillegg vil anlegget ha en enkelt-trykks dampgenerator knyttet til skorsteinen fra demonstrasjonsturbinen for hydrogendrift. Denne vil levere ca 19 tonn damp pr. time.

Overskuddsdampen fra metanolanlegget utgjør ca 85 tonn pr. time.

Damp fra disse tre kildene benyttes for drift av dampturbinen.

Tallene i dette kapitlet er basert på en installert effekt på ca 860 MW.

3.2.4 Elektrisk energi

Kraftverket vil kreve 18-19 MW elektrisk energi for drift av diverse hjelpeutstyr, kjølevannspumper, kompressorer for instrumentluft mm.

3.2.5 Kjølevann

Kraftverkets kjølevannsbehov er beregnet til 46.000-48.500 m³/time. Det vil bli benyttet sjøvann hentet fra 60 m dyp gjennom et nytt inntaksarrangement.

3.2.6 Ferskvann

Kraftverkets behov for ferskvann fra kommunalt nett er ca 25 m³/time. Vannbehovet vil i all hovedsak være knyttet til produksjonen av damp, og metanolfabrikkens eksisterende anlegg for demineralisering av vannet vil bli utvidet

3.3 Produkter

3.3.1 Elektrisk energi

De to hovedturbinene vil hver være tilkoblet generatorer med installert effekt på ca 260-280 MW, tallene varierer med leverandør.

Dampturbinen vil ha en effekt på 320-340 MW, evt. 6 MW høyere dersom damp fra demonstrasjonsturbinen inkluderes. Bidraget fra metanolanlegget tilsvarer ca 25 MW.

Når kraftverkets interne behov for energi er trukket fra, og demonstrasjonsturbinen er inkludert, vil kraftverket gi en netto årlig elektrisitetsproduksjon på ca 6,9 TWh, forutsatt en regularitet på 93 % (7,3 TWh om en kalkulerer inn en 6-7 % økning i ytelse som følge av anbudsrunderen)

Uten demonstrasjonsturbinen vil netto tilgjengelig effekt bli noe lavere, se kapittel 3.1.

3.3.2 Temperert kjølevann

Kjølevannet vil gjennom prosessen varmes opp ca 10 °C, slik at temperaturen øker til 14-20 °C.

3.3.3 Matevann til metanolanlegg

Kraftverket vil motta overskuddsdamp fra metanolanlegget (ca 85 t/time). En tilsvarende mengde kondensert vann vil bli returnert til metanolanlegget og inngå i produksjon av ny damp.

3.4 Utslipp

3.4.1 Avgasser

De viktigste komponentene i avgassen gjennom skorsteinene vil være CO₂ og NO_x. Årlige utslipp er beregnet til ca 2,4-2,6 millioner tonn CO₂ og 1850-1950 tonn NO_x pr. år. I tillegg er det beregnet at det vil bli sluppet ut ca 220-230 tonn CO, opp til 11 tonn SO₂ og ca 140 -150 tonn VOC; det siste hovedsakelig som diffuse utslipp gjennom flenser, koblinger mm. (De høyeste tallene tar hensyn til innlagt margin for ytelse)

3.4.2 Prosessavløpsvann

Kraftverket vil ha egne systemer for oppsamling av alt forurenset avløpsvann. Oljeholdig avløpsvann vil passere en oljeutskiller, og deretter ledes til sjø sammen med kjølevann. Det forutsettes at konsentrasjonen av olje er mindre enn 5 ppm før innblanding i kjølevannet.

Ikke oljeholdig nedblåsningsvann fra kraftverket vil utgjøre ca 25 m³/time. Dette vannet vil bli blandet med kjølevannet nedstrøms utløpskummen, og sluppet til sjø.

3.4.3 Sanitærløpsvann

Som en følge av at utvidelsen av metanolfabrikken og driften av kraftverket medfører flere nye årsverk på Tjeldbergodden, vil det også bli en viss økning i mengde sanitærløpsvann.

Sanitærløpsvann fra Tjeldbergodden er tilkoblet kommunalt nett. Økningen er godt innenfor kapasiteten i eksisterende renseanlegg.

3.4.4 Temperert kjølevann

Temperert kjølevann vil bli sluppet ut til sjø gjennom et nytt utslipparrangement.

Utslippspunktet vil bli på ca 20 m dyp, ca 50 m utenfor spissen av eksisterende molo.

Temperaturen på utslippsvannet vil normalt være 16-17 °C, men vil variere mellom ytterpunktene 14-20 °C.

På grunn av at kjølevannet hentes på stort dyp (60 m), vil det ikke være behov for å tilsette begroingshindrende kjemikalier. Dette er basert på erfaring med eksisterende kjølevannssystem for metanolfabrikken, hvor kjølevannet tas inn på samme dyp.

3.4.5 Kraftverkets virkningsgrad

Kraftverket vil isolert sett ha en virkningsgrad på ca 58 %. BAT (Best Available Techniques) mht. virkningsgrad for nye anlegg av denne typen (kombinerte kraftverk) er 54-58%.

Samdriften med metanolfabrikken representerer en energigevinst på ca 2,5 MW.

Demonstrasjonsturbinen isolert sett vil ha en lavere virkningsgrad (49 %) enn hovedkraftverket, men innvirkningen på totalvirkningsgraden er neglisjerbar da denne turbinen kun bidrar med inntil ca 3% av total effekt.

Virkningsgraden er regnet som termisk virkningsgrad, det vil si netto elektrisk effekt avgitt fra kraftverket (kW_{el}) i prosent av tilført kjemisk bundet energi i brenselet (kW_{th}, nedre brennverdi).

3.5 Elektrisk anlegg

Data for kraftverket er presentert i Tabell 3-1

Kraft fra dampturbingeneratoren overføres direkte til en 425 MVA, 15/420 kV transformator.

Kraft fra gassturbingeneratorene overføres via brytere til hver sin 335 MVA, 15/420 kV transformator.

Demonstrasjons-turbingeneratoren vil eventuelt bli koblet til det interne 11 kV distribusjonssystemet. Overskuddskraft i perioder med oppstart eller nedstenging vil bli eksportert til nettet.

Se også en-linje diagram i vedlegg 1.

Tabell 3-1 Data for kraftverket (Ca-tall)

	Uten demonstra- sjonsturbin
Installert effekt	850-900 MW
Tilgjengelig effekt under høylast	830-880 MW
Midlere årlig produksjon	Ca 6,85 TWh
Merkeeffekt (MVA)	1035
Spenning, gassturbingeneratorer	15 kV, transformeres til 420 kV
Spenning dampsturbingenerator	15kV, transformeres til 420 kV
Spenning demonstrasjonsturbin-generator	11 kV

3.6 Koblingsstasjon Tjeldbergodden

Elektrisk kraft (420 kV) vil bli overført fra transformatorene på kraftverket via kabel til en utendørs koblingsstasjon, med beliggenhet sørøst for kraftverket. Se figur 3.2. Koblingsstasjonen vil legge beslag på et areal på ca 20 dekar.

Kraftverket vil være koblet opp mot koblingsstasjonen gjennom 3 innkommende kabler fra generatortransformatorene (1 for dampturbinen + 2 fra gassturbinene)

Gasskraftverket foreslås tilknyttet det regionale nettet på Tjeldbergodden gjennom en 250 MVA, 420/132 kV transformator, lokalisert til koblingsstasjonen.

Nettanleggene på Tjeldbergodden vil bli konsesjonssøkt av Statnett. For endelig utforming av Tjeldbergodden koblingsstasjon vises det til Statnetts konsesjonssøknad for kraftledningen mellom Tjeldbergodden og Trollheim koblingsstasjon.

3.7 Tilkobling til hovednettet

Istad Nett AS har gjennomført en analyse av hvordan det planlagte gasskraftverket best kan knyttes til nettet.

Fra koblingsstasjonen på Tjeldbergodden vil det bli bygget en ny 420 kV kraftlinje til Trollheim kraftverk, Surnadal. Lengden på denne er ca 50 km.

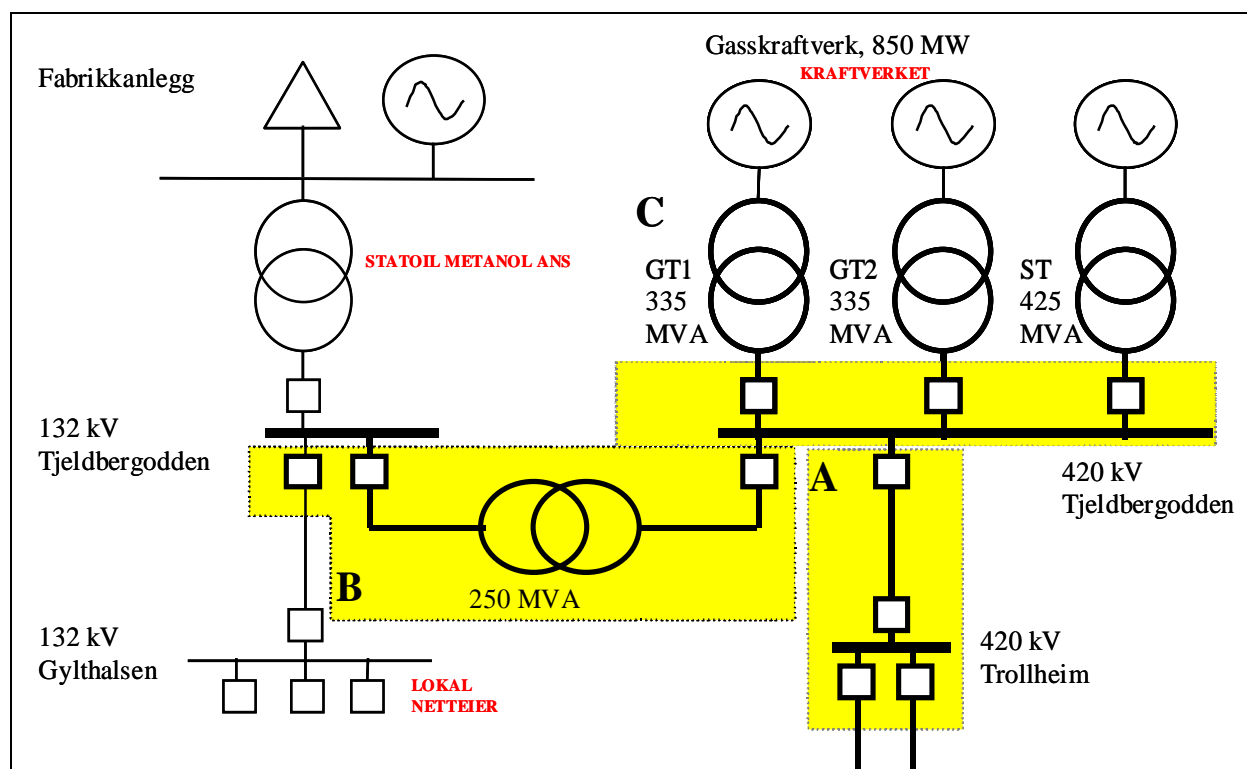
Ved Trollheim kraftverk vil det bli etablert en ny koblingsstasjon som forbindelse til den planlagte nye kraftlinjen mellom Klæbu og Aura.

Det vil bli lagt tilrette for at en kraftledning fra en eventuell vindkraftutbygging på Frøya skal kunne kobles til nettet via kraftledningen Tjeldbergodden-Trollheim koblingsstasjon.

Statoil har inngått en avtale med Statnett, hvor de tar på seg ansvaret for å konsesjonssøke, prosjektere, bygge og drifte Tjeldbergodden koblingsstasjon, ny forbindelse Tjeldbergodden – Trollheim, samt Trollheim koblingsstasjon.

For mer detaljert informasjon knyttet til disse anleggene vises det til Statnetts konsesjonssøknad med tilhørende konsekvensutredning.

Konsekvensutredningen for kraftlinjen vil dokumentere de miljømessige og samfunnsmessige virkninger av kraftledningen, og vise hvilke tiltak som planlegges iverksatt for å redusere negative konsekvenser. Konsesjonssøknaden for kraftlinjen vil også bli sendt inn av Statnett.



Figur 3.3. Mulig stasjonsløsning. Det henvises til konsesjonssøknaden for kraftlinjen (Statnett) for nærmere beskrivelse av grensesnittet mellom anleggene tilhørende kraftverket og anleggene tilhørende kraftlinjen.

4 Begrunnelse, innpassing i kraftsystemplan

4.1 Industriutvikling på Tjeldbergodden

Det planlagte integrerte prosjektet, med utvidelse av metanolfabrikken og bygging av nytt gasskraftverk, vil bidra til å styrke og bevare Statoil sin posisjon som Europas mest kostnadseffektive leverandør av metanol, samt å videreutvikle en robust og langsiktig konkurranseposisjon for Tjeldbergodden.

4.2 Begrunnelse knyttet til lokaliteten Tjeldbergodden

Det overordnede mål for prosjektet er som nevnt å sikre og videreutvikle industristedet Tjeldbergodden. Mange forhold tilsier at bygging av gasskraftverk bør være en naturlig del i arbeidet for å nå denne målsettingen.

For å styrke Tjeldbergoddens konkurranseposisjon er det helt nødvendig å sette i verk tiltak som kan redusere enhetskostnadene. Det planlagte prosjektet vil bidra til dette gjennom økt metanolproduksjon med relativt beskjedne investeringer, og gjennom etablering av ny industri som kan bære sin del av felleskostnadene.

Lokaliseringen til Tjeldbergodden innebærer også kort transportavstand for gass fra feltene i Norskehavet, og kort transportavstand for elektrisk kraft inn i et område som står foran et økende behov for import av elektrisk kraft.

Transportsystemet for gass (Haltenpipe) og nødvendig infrastruktur på land (tomtearealer, veier, vannforsyning, kontorlokaler mm) er allerede etablert. Haltenpipe har ledig kapasitet, og Tjeldbergodden er helt fra starten tilrettelagt

for videre utbygginger. Det er etablert en områdeplan for ytterligere petroleumsrettede etableringer. Her er det av spesielt stor betydning at arealet mot sjøen er holdt åpent for eventuell ny ilandføring av olje eller gass.

Eksisterende og planlagt virksomhet på Tjeldbergodden har dels behov for mer kraft, dels behov for å sikre en mer stabil kraftforsyning. I dag er det bare én hovedforsyningslinje for kraftavhengig industri på Tjeldbergodden, noe som ved driftsproblemer i nettet kan føre til driftsstans. Et kraftverk kombinert med en ny 420 kV kraftlinje vil forbedre og stabilisere kraftforsynings-situasjonen for Tjeldbergodden.

En stabil kraftforsyning til Tjeldbergodden vil sikre grunnlaget for den virksomheten som allerede er etablert, og dessuten styrke områdets attraktivitet for etablering av ny virksomhet. Dette vil i særlig grad gjelde energikrevende og gasstilknyttet virksomhet.

Kraftverket planlegges integrert med utvidelsen av eksisterende metanolfabrikk. Dette gir en økt kraftproduksjon i kraftverket på 25 MW, gjennom utnyttelse av overskuddsdamp fra metanolutvidelsen. Alternativt kunne denne dampmengden vært utnyttet gjennom bygging av en dampturbin i metanolanlegget. Dette ville medført betydelige tilleggsinvesteringer i metanolanlegget og således redusert økonomien i den delen av prosjektet. Ved integrasjonen med kraftverket vil denne dampen kunne tas inn på kraftverkets dampturbin med relativt små tilleggskostnader. Dette vil gi en netto gevinst på 2,5 MW. Dette gir en ekstra produksjon på ca 20 GWh årlig, tilsvarende årsforbruket av elektrisitet i ca 1000 eneboliger.

I perioden 2006 - ca 2012 vil det etter dagens prognoser være kapasitetsbegrensning i Åsgard

Transport, mens det senere igjen vil være ledig kapasitet.

Kapasitetsbegrensningen vil kunne påvirke utbyggingen av nye, mindre felt i Norskehavet, med marginal lønnsomhet. Det foreligger flere ulike alternativer for å øke transportkapasiteten, bl.a. utvidelse av kapasiteten i Åsgard Transport, bygging av nytt direkte rørgassrør fra Norskehavet til Brent/FLAGS eller utnyttelse av ledig kapasitet i Haltenpipe.

Haltenpipe har ledig kapasitet pr. i dag, og bedre utnyttelse av denne er vurdert som et konkurransedyktig alternativ for å bøte på kapasitetsproblemene.

Utvidelsen av metanolfabrikken og etableringen av et gasskraftverk vil i en slik sammenheng kunne føre til at kapasiteten for gassavtak i Halten/Nordland regionen økes tilstrekkelig til at Tyrhans og Skarv via Heidrun kan bli faset inn, og at bruken av både Åsgard Transport og Haltenpipe optimaliseres.

Det planlagte kraftverket og den utvidete metanolfabrikken vil til sammen ha behov for ca 2,1 GSm³ naturgass pr. år. Nominell kapasitet i rørledningen pr. i dag er 2,2 GSm³/år. Med oppgradering av designtrykket og kompressor på Heidrun-plattformen vil det kunne transporteres ca 3 GSm³ naturgass pr. år. En slik utvidelse forutsetter at det skapes gassavtak også for denne tilleggsmengden. Tariffkostnadene pr. m³ transportert gass vil gå ned som en følge av økt volum.

4.3 Kraftbalanse og effektbalanse nasjonalt og regionalt

Kraftbalansen og effektbalansen i Norge er de senere årene vesentlig svekket. Landet går mot en situasjon med stadig større import-avhengighet. I år 2010 regner NVE med at det i et normalår må importeres ca 12 TWh fra utlandet. Også i de andre nordiske landene vil kraftbalansen bli svekket. I følge tall fra NVE

forventes et samlet kraftunderskudd i Norden på 14 TWh i 2005 og 17 TWh i 2010.

Regionalt har Midt-Norge gått fra å være et område stort sett i balanse, til et område med tiltagende underskudd på kraft.

Økning av kraftforbruket hos Hydro Sunndalsøra, i Ormen Lange prosessanlegget og ved Hustadmarmor medfører at det totale effektforbruket vil kunne bli bortimot fordoblet i forhold til dagens (2003) nivå, mens det totale energiforbruket vil kunne bli *mer* enn fordoblet frem mot 2020.

Selv om det knytter seg usikkerhet til om forbruksprognosene vil slå til for samtlige virksomheter, venter Statnett en meget anstrengt kraftbalanse i Midt-Norge dersom det ikke etableres betydelig ny produksjon i regionen.

Uten etablering av gasskraftverk må kraftunderskuddet i regionen dekkes opp via økt import fra tilgrensende regioner. I en situasjon der den nasjonale kraftbalansen og effektbalansen er svekket, og der også det nordiske kraftmarkedet er i underbalanse, representerer dette en løsning hvor regionens avhengighet av andre vil forsette å øke.

En mer inngående beskrivelse av kraftsituasjonen nasjonalt og regionalt er gitt i vedlagte konsekvensutredning.

4.4 Behov for nettførsterkninger med og uten gasskraftverk

Det er gjennomført en studie av hvordan det planlagte gasskraftverket vil påvirke det regionale kraftmarkedet og behovet for nettførsterkninger (Econ, 2003). Studien har tatt utgangspunkt bl.a. i Kraftsystemplan for sentralnettet (Statnett 1998) og Kraftsystemplan for Møre og Romsdal 2002 (Istad Nett, 2002). Resultatene fra studien er gjengitt i vedlagte konsekvensutredning.

Etablering av gasskraftverket forutsetter bygging av en 420 kV kraftlinje ut fra Tjeldbergodden med tilknytning til den vedtatte 420 kV ledningen mellom Klæbu og Viklandet (Aura) i en ny koblingsstasjon ved Trollheim kraftverk.

Med den økning i områdets kraftbehov som følger av de planlagte aktivitetene i regionen og med de tilhørende allerede planlagte nett-tiltak, vil ikke byggingen av kraftverket eller utvidelsen av metanolfabrikken i seg selv medføre ytterligere behov for nettførsterkninger. Tvert imot vil et gasskraftverk på Tjeldbergodden etter all sannsynlighet ha en meget gunstig effekt i forhold til kraftbalansen i Midt-Norge, og dermed redusere behovet for nettførsterkninger inn til regionen.

Internt i regionen har Statnett vurdert at den vedtatte 420 kV Klæbu-Viklandet ledningen er tilstrekkelig for å sikre overføringskapasitet inn til Møre og Romsdal, gitt bygging av et gasskraftverk i Midt-Norge (ca 800 MW). Denne ledningen vil bli bygget uavhengig av om det etableres gasskraftverk i regionen. Dersom produksjonen i regionen ikke økes, vil nettet inn til regionen måtte forsterkes.

Dersom produksjonen av kraft i Møre-området øker vesentlig ut over det lokale og regionale forbruket, vil det kunne oppstå behov for økt overføringskapasitet ut av regionen. Pr. august 2003 er det imidlertid lite som tyder på at Midt-Norge vil kunne havne i en betydelig overskuddssituasjon i overskuelig framtid.

Behovet for nettførsterkninger regionalt vil med andre ord avhenge av hvilke utbygginger som realiseres på forbruks- og produksjonssiden. Med gjeldende forbruksprognoser vil et gasskraftverk på Tjeldbergodden ikke utløse nettførsterkninger regionalt, dersom kraftverket er det første i sitt slag i Midt-Norge.

I henhold til analyser utført for Statnett, må det med de gjeldende forutsetningene om økt kraftforbruk bygges ut mer enn 800 MW gasskraft i Midt-Norge før det er nødvendig å

bygge en ny ledning mot Østlandet for å øke kapasiteten for eksport av kraft ut av regionen.

Gjennomførte analyser tyder på at selv ved en produksjon på inntil 1200 MW i Midt-Norge, vil det ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre omfattende ombygginger for å forsterke overføringen mellom Trøndelag/Møre og Østlandsområdet.

Bygging av ett kraftverk på Tjeldbergodden, sammen med en viss utbygging av vindkraft, ventes ikke å utløse forsterkingsbehov i sentralnettet. Tvert imot vil et kraftverk på Tjeldbergodden kunne bidra til nødvendig tilknytning til sentralnettet for den vindkraftutbygging som planlegges på Frøya.

Energiselskapene TrønderEnergi og Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk har igangsatt planlegging av en vindmøllepark med 63 vindmøller på Frøya. Vindmøllene vil få en samlet installert effekt på 189 MW. Et slikt prosjekt vil kreve investeringer i nye kraftlinjer for oppkobling mot sentralnettet. Ny linje til Snillfjord transformatorstasjon eller oppkobling mot dagens 132 kV transformatorstasjon på Tjeldbergodden representerer mulige alternativer. Begge løsninger vil i dagens situasjon kreve forsterkninger i bakenforliggende nett.

Dersom det bygges en ny 420 kV linje fra Tjeldbergodden vil derimot nett-tilknytningen for vindmølleparken kunne forenkles vesentlig. Statoil ser positivt på en slik sammenkobling av et vindkraftverk og gasskraftverk på Tjeldbergodden.

4.5 Tidsplan

Søknader om tillatelser i medhold av Energilov og Forurensingslov sendes til myndighetene sommeren 2004, vedlagt konsekvensutredning.

Eventuell beslutning om gjennomføring fattes når resultatet av konsesjonsbehandlingen foreligger, med sikte på oppstart i 2008.

5 Kostnadsoverslag

Samlede investeringer for utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gasskraftverk er beregnet til 5,5 milliarder kroner +/- 30% (dvs. 3,85 – 7,15 milliarder).

Av dette er det beregnet at metanolutvidelsen utgjør ca 1,3 milliarder kroner, mens gasskraftverket utgjør ca 4,2 milliarder kroner.

En eventuell demonstrasjonsturbinen for hydrogendrift er beregnet å koste 100-500 millioner kroner, avhengig av konsept og størrelse på turbinen.

I tillegg kommer Statnetts investeringer til ny kraftlinje og koblingsstasjoner.

6 Allmenne hensyn

6.1 Arealbruk

Både utvidelsen av metanolanlegget og byggingen av kraftverket vil skje innenfor områder som allerede er regulert til industriformål i gjeldende reguleringsplan. Aktivitet i forbindelse med utbygging og drift vil foregå inne på industriområdet. Det vil derfor ikke være behov for endringer i reguleringsplaner eller andre offentlige planer.

Kraftledningen mellom Tjeldbergodden og Trollheim koblingsstasjon vil berøre områder som i dag ikke er utbygd. Dette er nærmere beskrevet i konsekvensutredningen for kraftlinjen.

6.2 Offentlige og private tiltak

De følgende avsnittene er hentet fra vedlagte konsekvensutredning.

6.2.1 *Behov for boliger i anleggsperioden*

Det er rimelig å anta at boligbehovet i anleggsfasen vil bli dekket gjennom anleggsbrakker i utbyggingsområdet. Riggområdene etter den første utbyggingen er fortsatt tilgjengelige for samme formål. En del installasjoner står igjen og kan tas i bruk ved nye utbygginger.

I Hemne og Aure finnes det hotell og overnattingskapasitet på 100-150 senger. I tillegg er det et 20-tall utleie-leiligheter tilgjengelig gjennom Stiftelsen Aure Utleieboliger, og tilgang på små eneboliger kan skaffes gjennom Tjeldbergodden Utleieboliger.

For mer permanent bosetting er det god tilgang på boligtomter. I Hemne og Aure kommuner er det ca 100 boligtomter tilgjengelig i boligfelt i Tjeldbergoddens nærområde. I tillegg kommer ledige boligtomter andre steder i Aure og Hemne kommuner. I Aure kommunes boligbyggeprogram er det nedfelt en bestemmelse om at inntil 50 prosent av boligbyggingen i kommunen kan skje som spredt bebyggelse.

6.2.2 *Behov for sosiale tiltak i anleggsperioden*

Anleggsarbeid av en slik størrelsesorden som de planlagte investeringene på Tjeldbergodden innebærer, kan potensielt være konfliktfylt for små lokalsamfunn. Erfaringene fra den forrige utbyggingen viste imidlertid at dette i liten grad var tilfellet. Det skyldes delvis den generelt positive holdningen til utbyggingen blant befolkningen, men det trekkes også fram at anleggsarbeiderne i liten grad ble integrert i bygdemiljøet.

Kontakten mellom anleggsarbeiderne og lokalbefolkningen var minimal, dels fordi anleggsarbeiderne i friperioden reiste hjem, og dels fordi det fantes få offentlige møteplasser i nærområdet, som f.eks. restaurant, pub, etc. der friksjoner kunne oppstå.

Tilbudene lokalt er noe bedre utbygd i dag enn i forrige anleggsperiode. Det er etablert en ny pub i Aure sentrum. Puben i Kjørsvigbugen kan åpnes ved behov.

Ny idrettshall er bygd i nærheten av Tjeldbergodden. Det er også planlagt et flerbrukshus i Aure sentrum med idrettshall, kino og konferansesfasiliteter, men det er foreløpig ikke blitt realisert. I tillegg finnes idrettsbaner, skytebaner, lysløyper, lag og

foreninger. Det er også rike muligheter for friluftsliv, både ved sjøen og i fjellet.

Erfaringer fra tidligere utbygginger vil danne et godt utgangspunkt for planlegging av sosiale tiltak. Gjennom god tilrettelegging vil anleggsarbeiderne kunne utgjøre en ressurs for lokalsamfunnet, og bidra positivt til frivillige organisasjoner, idrettsforeninger med mer. Oppdatert og målrettet informasjon om hva som finnes av tilbud og aktiviteter i lokalsamfunnet anses som viktig. I tilknytning til selve anleggsområdet vil det være relevant å vurdere tilgang til praktiske funksjoner som helsetjeneste, prestetjeneste, post og bank.

6.2.3 *Antatt tidsforbruk og kostnader for vertskommunen*

Aure kommune har anslått at ressursforbruket for kommunens arbeid med en ny utbygging vil være i størrelsesorden 0,7 – 1,2 årsverk, men understreker samtidig usikkerheten i beregningene fordi omfanget av de planlagte utbyggingene ikke er fullt ut kjent

6.2.4 *Barnehager, skoler og helsetilbud*

Både Aure og Hemne kommuner har full barnehagedekning. Grunnskolen er godt utbygd i begge kommunene, og i Hemne finnes også en videregående skole. Det er kommunal legevakt i Aure, og det er bygd opp en psykososial beredskap som en del av Aure kommunes ordinære beredskap. Det anses ikke å være behov for økning av kapasiteten på disse områdene som følge av utbyggingen på Tjeldbergodden.

6.2.5 *Kapasitet/behov for opprusting av lokalt veinett*

Det er i dag 10 tonns akseltrykk, fast dekke og fergefri adkomstvei fra Trondheim/Østlandet til Tjeldbergodden. Mellom Kristiansund og Aure

(RV-680) er det i dag to ferger. Planlagt bru over Imarsundet vil erstatte en av de to fergene.

Hovedforbindelsen til området kommer nordfra og er fergefri. I Kjørsvikbugen står det igjen utbedring av ca. 500 m av riksveien til 2 felts vei med 10 tonns akseltrykk, samt gang/sykkelvei. Aure kommunestyre har prioritert utbedring av veistrekningen gjennom Kjørsvikbugen ved en utbygging av anleggene på Tjeldbergodden.

Ny fergeforbindelse mellom Kjørsvikbugen og Laksåvika på Hitra er under utredning. Den nye forbindelsen vil få en overfartstid på ca 25 min. Denne forbindelsen vil utvide arbeidsmarkedsregionen rundt Tjeldbergodden til også å inkludere kommunene Hitra og Frøya.

6.2.6 *Vannforsyning*

Allerede utbygd vannforsyning ved Nordlandet vannverk har trolig kapasitet til å dekke behovet knyttet til utvidelse av metanolfabrikken og bygging av gasskraftverk. Anlegget utnytter i dag ca halvparten av sin kapasitet, og vil kunne oppgraderes til full kapasitet ved å øke pumpekapasiteten. Ytterligere utvidelser av kapasiteten vil kreve betydelige investeringer.

6.2.7 *Avløp/resipient*

Nordlandet avløpsanlegg dekker Tennhaugen industriområde, Statoils administrasjonsbygg og temporært riggområde, og har utløp til sjøen. For permanent drift er anlegget godkjent for 500 pe (personequivallenter), mens belastningen pr i dag er 150-200 pe. I en avgrenset anleggsperiode kan anlegget ta imot en vesentlig større belastning.

Utslipp fra industrianleggene renses i biologiske renseanlegg utbygd av de etablerte bedriftene. Vannmengdene og strømforholdene i Trondheimsleia er meget gunstige med hensyn til fortykning av utslippene, og resipienten vurderes som god. Det er ikke registrert ulemper som følge av utslippene.

6.3 Virkninger for miljø, naturressurser og samfunn

6.3.1 Utslipp til sjø

Byggingen av gasskraftverket vil medføre at det slippes ut 46.000-48.000 m³/t temperert kjølevann i et nytt utslippspunkt på ca 20 m dyp utenfor moloen. Dette utslippet kommer i tillegg til dagens utslipp fra metanolfabrikken, som etter utvidelsen vil utgjøre maks ca 25.000 m³/t. Vannet vil ved utslipp ha en temperatur på mellom 14-20 °C.

Det er gjennomført modelleringer for å finne fram til et utslippsarrangement som gir best mulig spredning og fortynning. Med utgangspunkt i dette er det gjennomført spredningsberegninger som beskriver temperaturøkning i sjøresipienten, og hvor stort område som blir influert.

Konsekvensutredningen viser at det ikke kan forventes negative effekter av betydning, verken for vannlevende organismer eller for sjøfugl som måtte hente sin føde i det aktuelle området. Det vises til konsekvensutredningen for ytterligere dokumentasjon.

6.3.2 Utslipp til luft

Gasskraftverket vil gi utslipp til luft av hovedsakelig CO₂ og NO_x.

CO₂ -utslippene er beregnet til 2,4-2,6 millioner tonn pr. år. Som følge av lavere behov for import av kraft, vil de globale utslippene av CO₂ bli redusert. Utslippene av NO_x er beregnet til 1850-1900 tonn pr. år.

Klimaeffekter

Hvordan bygging av gasskraftverk i Norge vil endre klimagassutslippene globalt, avhenger av hvilke alternativer en sammenligner med. Iht NVE's rapport (oktober 2002) "Kraftbalansen i Norge mot 2015", vil Norge bevege seg mot stadig større importavhengighet for sin forsyning

av elektrisk kraft. I 2010 antar NVE at importbehovet vil være 12 TWh.

Siden Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked (Norge, Sverige, Finland og Danmark), og der dette felles kraftmarkedet også handler kraft med Europa for øvrig, må CO₂-virkningen av økt produksjonskapasitet i Norge vurderes ut fra hvilke effekter denne kapasitetsøkningen gir i Norden og Europa.

Spørsmålet om virkningene på CO₂-utslippene av en eventuell utbygging av gasskraftverk i Norge har vært drøftet flere ganger tidligere, bl.a. i forbindelse med behandlingen av søknaden til Naturkraft AS om konsesjon for bygging av gasskraftverkene på Kårstø og Kollsnes. NVE og OED konkluderte den gang (30.10.1996) med at sammenlignet med å la være å bygge norsk gasskraft, ville de omsøkte kraftverk ikke gi økte CO₂-utslipp i Norden med tilhørende negative virkninger på klima.

OED har i år 2000 gjort en tilleggsvurdering av denne problemstillingen, der en har benyttet energimarkedsmodeller for å belyse hvordan bygging av et gasskraftverk med produksjon på ca 6 TWh pr. år vil virke inn på de globale utslippene av CO₂.

Den nye gjennomgangen endrer ikke konklusjonen fra 1996, og viser at bygging av gasskraftverk i Norge vil redusere de samlede utslippene av CO₂ i Europa.

Globale CO₂- utslipp knyttet til et økt behov som må dekkes i fremtidig nasjonal elektrisitetsforsyning er nærmere vurdert i rapporten "Kraftforsyning fra land til sokkelen" (NVE/OD 2002). Det er her lagt til grunn en optimistisk utvikling som viser at produksjon av kraft i våre tradisjonelle eksportland blir mer miljøvennlig over tid. Dette må forventes å skje ved at andelen elektrisitet produsert i kullfyrte kraftverk går ned, samtidig med at innslaget av gasskraft og fornybar kraft øker kraftig.

Ved å bruke de samme omregningsfaktorene som NVE/OD legger til grunn for importert

kraft, vil gasskraftverket på Tjeldbergodden i perioden 2007 - 2015 medføre reduserte globale CO₂- utslipp på i gjennomsnitt ca. 500.000 tonn pr. år, sammenlignet med import av en tilsvarende mengde kraft; 6,75 TWh/år. Basert på en forutsetning om at produksjonen av kraft i våre tradisjonelle eksportland blir mer miljøvennlig over tid, vil miljøgevinsten ved nasjonal gasskraftproduksjon etter hvert kunne bli mindre.

Selv om det i Norge satses på nye fornybare energikilder og vannbåren varme, slik det er lagt opp til i energimeldinga (St.meld. nr. 29, 1998-99), vil det på langt nær være nok til å dekke den forventede etterspørselen etter elektrisk kraft de nærmeste årene. Gjenværende utbyggbar vannkraft er begrenset, og prosjektene vil ta lang tid å realisere. Videre vil det ta tid å endre forbruksmønsteret i retning av redusert forbruk.

Forsuring

Utslipp av NO_x bidrar generelt til forsuring, overgjødning og dannelse av bakkenært ozon. Det er gjennomført beregninger av spredning og avsetning som grunnlag for en vurdering av hvilke effekter de planlagte utslippene kan ha for miljø og helse.

Konsekvensutredningen viser at sammenlignet med den totale tilførselen av forsurende komponenter i området, vil bidraget fra nye aktiviteter på Tjeldbergodden være lite.

Utslippene vil ikke medføre overskridelser av tålegrenser for forsuring av overflatevann. Dette gjelder for alle de vurderte scenariene, inkl. scenariet med utslipp av i alt ca 2600 tonn NO_x pr. år (inkluderer også beregnet bidrag fra utvidet metanolfabrikk).

Overgjødning

Ingen av de vurderte scenariene vil gi overskridelse av gjeldene nitrogentålegrenser for sårbare naturtyper innen influensområdet, og endringer i vegetasjon forventes ikke. Selv i de områdene som fra før har høy nitrogenbelastning (avgrensede områder på Fosenhalvøya), vil ikke

bidraget fra metanolfabrikk og gasskraftverk føre til overskridelser av tålegrenser.

Kulturlandskapet langs kysten består av kulturbetinget engvegetasjon, aktivt drevne kystlyngheier og komplekse kulturmarkstyper som løvenger, hagemark, beiteskoger og høstingsskoger. De fleste av disse er truede naturtyper, da tradisjonell jordbruksdrift er i ferd med å opphøre. Nitrogentålegrensene for naturtyper som kystlynghei, fattig og rik engvegetasjon og løvskoger ligger alle langt over de aktuelle prognosene for avsetninger, og man forventer derfor ikke endringer i kulturlandskapet pga. økte nitrogenutslipp ved noen av utslippsalternativene. Utslippene av nitrogen er heller ikke så store at man kan forvente økt grasvekst på dyrkede areal.

Nitrogentålegrensen for bartrær og løvtrær ligger mellom 1000 og 3000 mg N/m² pr. år. De totale nitrogenavsetningene i influensområdet vil ligge mellom 250 og 480 mg N/m² pr. år, og negativ påvirkning på trevekst forventes derfor ikke ved noen av utbyggingsalternativene. Nitrogen i moderate mengder blir tatt opp av vegetasjon som næringsstoff, men det er lite trolig at en økning på 2-40 mg N/m² pr. år vil gi målbare økninger i tilvekst av trær, i hvert fall på kort sikt.

Bakkenært ozon

Bidraget fra økt NO_x utslipp til dannelse av bakkenært ozon vil bli svært lavt. Det er derfor lite trolig at bidraget fra gasskraftverket og den utvidede metanolfabrikken vil gi noen målbare effekter på vegetasjon i området, i forhold til dagens situasjon.

Helseeffekter

SFTs anbefalte luftkvalitetskriterier for NO₂ med hensyn på helse/dyr er satt til 100 µg/m³ midlet over 1 time og 50 µg/m³ midlet over 6 måneder. Ved alle utbyggingsalternativene vil NO₂-konsentrasjonen ligge langt under disse tålegrensene, og det forventes derfor ingen helseskader av økt NO_x-utslipp, verken på mennesker eller dyr.

SFTs anbefalte luftkvalitetskriterier for ozon med hensyn på helse/dyr er satt til 100 µg/m³ over 1 time og 80 µg/m³ over 8 timer. Bakgrunnsnivået for ozon i Midt-Norge er periodisk høyt nok til å kunne gi skadeeffekter på mennesker/dyreliv. Imidlertid er økningen i bakkenært ozon som følge av utslippene fra de vurderte utbyggingsalternativene så liten at det neppe vil ha noen betydning for helsetilstand generelt.

6.3.3 Samfunnsmessige virkninger

Det siste kostnadsoverslaget (se kapittel 5) er på ca 1,3 milliarder kroner for metanolutvidelsen og ca 4,2 milliarder kroner for kraftverket, angitt som løpende kroner (+/- 30 %).

Beregningene i dette kapitlet er basert på et tidligere investeringsanslag for begge anleggene på til sammen 4150 millioner 2002-kroner. I beregningene er det videre lagt til grunn en fordeling av investeringene over en periode på 5 år, med hovedtyngden av investeringene i 2005 og 2006 og med toppår i 2006.

I tillegg til dette kommer investeringer i kraftlinjen og koblingsstasjonene. Disse er ikke tatt hensyn til i beskrivelsen av samfunnsmessige virkninger i det følgende.

Selv om kostnadsoverslaget er noe oppjustert, og oppstarttidspunktet noe forskjøvet i tid, vil de anslagene som er referert i det følgende fortsatt ligge innenfor den usikkerhetsmarginen som en må legge til grunn på dette planleggingsstadiet og for denne typen beregninger.

Norske leveranser i anleggsfasen

Den norske andelen av investeringene er anslått til 40 prosent eller i overkant av 1.600 millioner kroner. Selv om mye av utstyr og teknologi vil bli levert av utenlandske leverandører, vil investeringer av denne størrelsesorden kunne gi betydelige leveranser til norsk næringsliv som helhet, og det vil også kunne ha stor betydning

for næringslivet regionalt og lokalt i de berørte kommunene.

Det er anslått at halvparten av de norske leveransene totalt kan tilfalle næringslivet i regionen, her avgrenset til Møre og Romsdal og Sør-Trøndelag. Det gir muligheter for vare- og tjenesteleveranser på 830 mill kr fordelt over 5 år. De lokale leveransene er anslått til 20-25 % av de regionale leveransene (ca 195 mill kr.). Andelen regionale og lokale leveranser er anslått likt for begge prosjektene. Lokalt næringsliv er her definert som næringslivet i Aure og Hemne kommuner.

Sysselsettingseffekter

De totale nasjonale sysselsettingsvirkninger som følge av investeringene er beregnet til 3900 årsverk. Av dette er 1900 årsverk knyttet til leverandørindustrien (direkte sysselsettingsvirkninger), og 900 årsverk knyttet til underleverandører (indirekte sysselsettingsvirkninger) og 1100 årsverk knyttet til de såkalte multiplikatoreffektene i økonomien (konsumvirkninger).

For regionen, dvs. Sør-Trøndelag og Møre og Romsdal, er sysselsettingseffektene beregnet til i underkant av 2000 årsverk. Av dette er 1050 årsverk direkte produksjonsvirkninger, 530 er indirekte virkninger, mens 400 årsverk er konsumvirkninger.

Ca. halvparten av sysselsettingseffekten vil komme i leverandørindustrien. For gasskraftverket vil bygge- og anleggsnæringen og verkstedindustrien til sammen stå for 85 prosent av sysselsettingseffekten i leverandørindustrien. I metanolutbyggingen vil 2/3 av sysselsettingseffekten komme i verkstedindustrien. I beregningen er det for begge anleggene forutsatt at regional industri vil kunne ta betydelige andeler av de norske leveransene innenfor bl.a. elektro og instrumentering, rør og stålarbeider og bygg og anlegg.

For Aure og Hemne kommuner forventes investeringene på Tjeldbergodden å gi en lokal sysselsettingseffekt på rundt 315 årsverk. Av

disse er vel 265 knyttet til leverandørindustrien, mens 50 årsverk er konsumvirkninger. Indirekte produksjonsvirkninger er ikke beregnet, da leveransene fra underleverandørbedrifter lokalt mest sannsynlig blir små. Driften av anleggene vil kreve opp til 30 nye årsverk.

Hvorvidt tilgang til store mengder kjølevann vil skape forutsetninger for ny næringsvirksomhet er usikkert, gitt mangelen på risikovillig kapital i det norske markedet. Den viktigste effekten på kort sikt vil være at driften av det eksisterende oppdrettsanlegget blir styrket.

Lokale virkninger

En industriutbygging av en størrelsesorden som det er snakk om her vil ha betydelige virkninger på lokalsamfunnet. Samtidig er kommunen godt forberedt, både gjennom erfaringen med utbyggingen av den eksisterende metanol-fabrikken, og ved at det den gang ble lagt til rette for en videre utbygging av området. Det meste av teknisk infrastruktur finnes, og det er god tilgang på boliger, barnehager og skoler. Aure kommune har tentativt anslått at kommunens arbeid med en ny utbygging vil kreve i overkant av 1 årsverk.

Basert på et investeringsanslag for de nye industrianleggene på Tjeldbergodden på 4.150 millioner kroner (2002-kroner), blir skattegrunnlaget på mellom 1.245 og 2.905 millioner kr. Forutsatt en skatt på 0,7 prosent, som Aure kommune har i dag, blir skatteinngangen til kommunene økt med 8,7 millioner kroner ved laveste skattetakst og 20,3 millioner kr for høyeste skattetakst.

Av dette bidrar kraftverket med 6,9-16,2 millioner kroner.

Konklusjon

Med utgangspunkt i totale investeringer på 4,15 milliarder kroner, er leveransmulighetene for norsk næringsliv beregnet til ca 1,6 milliarder kroner. Ca. halvparten av dette kan potensielt komme fra regionale og lokale leverandører. Beregningene av sysselsettingsvirkninger viser en forventet sysselsettingseffekt på 3900 årsverk

på nasjonalt nivå, fordelt over 5 år. Regionalt er sysselsettingsvirkningene beregnet til ca 2000 årsverk og lokalt til 315 årsverk. De største direkte effektene forventes innen bygg og anleggsnæringen, verkstedindustrien og forretningsmessig tjenesteyting.

Det vises til konsekvensutredningen for ytterligere dokumentasjon av konsekvenser for natur, miljøressurser og samfunn.

6.4 Avbøtende tiltak

I det følgende er det gitt en oversikt over avbøtende tiltak som har blitt vurdert, og en begrunnelse for de valg som er gjort. Det vil framgå at flere av de mulige tiltakene har en kostnad som gjør at de ikke er forenlige med en lønnsom utbygging og drift av anleggene.

6.4.1 CO₂-separasjon

I den nærmeste framtid er det følgende to teknologier for CO₂-separasjon i forbindelse med gasskraftverk som vurderes som teknisk gjennomførbare:

- Reformerteknologi
- Aminseparasjon

Ved den første teknologien splittes naturgassen i hydrogen (H₂) og CO₂, og hydrogen brukes som brennstoff i turbiner. En eventuell installasjon av demonstrasjonsturbinen, som er omtalt i kapittel 3.1, vil bidra til å vinne erfaring med hydrogendrift av gassturbiner.

Ved den andre teknologien benyttes naturgassen direkte som brennstoff, og CO₂ skilles ut fra røykgassen etter forbrenning. Begge teknologier krever etterfølgende håndtering av utskilt CO₂, dersom utslippene skal reduseres.

Naturkraft har sammen med sine eiere (Statoil, Norsk Hydro og Statkraft) gjennomført studier for å dokumentere status for disse teknologiene pr. i dag. Mitsubishi Heavy Industries og Fluor

Daniel har gjennomført studien når det gjelder aminseparasjon, mens Norsk Hydro i samarbeid med Haldor Topsøe har gjennomført studien som gjelder reformerteknologi.

Studiene konkluderer med at begge de to konseptene er teknisk gjennomførbare, men at reformerteknologien er den minst modne av de to. Ingen av konseptene representerer anvendt og utprøvd teknologi i dag.

Både aminseparasjon og reformerteknologi innebærer at investeringskostnadene blir økt ca 2,5 ganger i forhold til et konvensjonelt gasskraftverk. Virkningsgraden reduseres med 15-20 %. Dette innebærer at produksjonskostnadene økes med ca 20 øre/kWh. Tiltakskostnaden pr. tonn CO₂ fjernet er beregnet til ca 500 kr/tonn. Disse tallene er basert på en studie gjennomført av SINTEF for Statoil høsten 2002, og inkluderer kostnader både til kompresjon og transport av CO₂ til injeksjonsbrønn. Andre studier har gitt tilsvarende tall.

Statoil gjennomfører nå i samarbeid med Sintef en utredning av mulige CO₂-renseteknologier på Tjeldbergodden i et prosjekt støttet av OED/NFR. Disse utredningene tar utgangspunkt i et gasskraftverk på Tjeldbergodden.

Forretningsmessig kan kostnader til CO₂-rensing bare forsvares dersom det kan skapes betydelige inntekter gjennom salg av CO₂, noe som det pr. i dag ikke er utsikter til.

Anvendelse av slik renseteknologi som nevnt ovenfor vil derfor kreve betydelig offentlig støtte for å gjøre kraftverket økonomisk gjennomførbart.

Det er satt av plass for en eventuell framtidig etterinstallasjon av enheter for CO₂-fangning, og anleggene er designet slik at en etterinstallasjon med eventuelle rørledninger er teknisk mulig.

6.4.2 CO₂-injeksjon for økt oljeutvinning

Injeksjon av CO₂ kan være et alternativ til vann eller naturgass for felt som trenger injeksjon som trykkstøtte for økt utvinning av olje.

Statoil har gjort en foreløpig vurdering av hvilke felt på Haltenbanken som kan være aktuelle for slik CO₂-injeksjon. Som støtte for disse vurderingene er det innhentet erfaringsmateriale fra andre felt der CO₂ injeksjon er gjennomført, de fleste av disse i USA.

Oljefeltene som er påvist på Haltenbanken er vurdert og kategorisert med hhv. lovende, moderat og lavt potensial for CO₂-injeksjon.

De lovende kandidatene omfatter Heidrun, Norne og Draugen. Disse feltene har blitt studert nærmere gjennom reservoarsimuleringer, eller gjennom innhenting av data fra tidligere studier.

Draugen er lokalisert tett opp til Haltenpipe, og vurderes i løpet av produksjonstiden å være i stand til å ta mot all CO₂ generert i et gasskraftverk på Tjeldbergodden. Injeksjonsstudier gjennomført av Shell er lovende, men potensialet må fastlegges gjennom ytterligere studier. I den forbindelse har Statoil og Shell nå tatt initiativ til å søke om forskningsmidler fra et nytt program i NFR (Petromaks) til en utredning som i hovedsak vil fokusere på CO₂ fangst og transport fra Tjeldbergodden, kombinert med injeksjon i Draugen feltet. Dette kan være en fremtidig løsning dersom kostnadene for CO₂ fangst kan reduseres vesentlig sammenlignet med eksisterende teknologi, samtidig som CO₂ kan utnyttes til økt oljeutvinning. Oljeprisen vil også være en avgjørende faktor i dette regnskapet.

På Heidrun og Norne viser gjennomførte studier at CO₂-injeksjon vil føre til økt oljeutvinning sammenlignet med injeksjon av hydrokarbon-gass eller vann. Men på den annen side vil slik injeksjon medføre at den produserte gassen blir forurenset av CO₂, noe som kan gjøre det

nødvendig å separere CO₂ fra gassen for å overholde salgsgass-spesifikasjonene.

Statoil har høsten 2003 på vegne av partnerne i Gullfakslisensen gjennomført en omfattende utredning for å vurdere mulighetene for å injisere CO₂ på Gullfaks-feltet for å oppnå økt oljeutvinning. Utredningen har dokumentert at dette er teknisk mulig, men at det er stort sprik mellom kostnadene pr. tonn CO₂ levert på feltet, og den pris som en ut fra en lønnsomhetsvurdering kan betale.

6.4.3 NO_x-reduserende tiltak

Ved planleggingen av gasskraftverket er det ved valg av turbintype lagt vekt på å oppnå høy virkningsgrad. Studier har vist at dette oppnås ved å bruke store, høyeffektive turbiner (kategorisert som F-klasse). Leverandørene garanterer for slike turbiner en maksimumskonsentrasjon i avgassen på 25 ppm NO_x. Dette oppnås gjennom bruk av lav- NO_x-teknologi (DLN-teknologi = Dry Low NO_x), som representerer den beste tilgjengelige teknologien pr. i dag for slike turbiner (BAT=Best Available Techniques).(Ref. *Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants*).

Det er avholdt møter med alle aktuelle leverandører av turbiner. Disse har avklart at det pr. i dag ikke leveres høyeffektive F-klasse turbiner med lavere garantiverdi enn 25 ppm. Flere leverandører oppgir imidlertid at i praktisk drift vil utslippene bli lavere, kanskje ned mot 15 ppm. Det arbeides relativt intenst med teknologiforbedringer, og det er sannsynlig at det om få år vil være tilgjengelig turbiner med garantiverdier ned mot 10-15 ppm. Dette vil bli lagt vekt på ved innhenting og evaluering av tilbud ved anskaffelse av turbiner til Tjeldbergodden.

Dersom det med dagens turbinteknologi skal oppnås ytterligere reduksjoner av NO_x-utslipp

på stedet, kan dette gjøres gjennom å ta i bruk renseteknologi som for eksempel SCR (Selective catalytic reduction), eller SCONOX (Selective Catalytic Oxidation of NO_x).

Installering av SCR vil kunne gi en konsentrasjon i avgassen på fra 2-5 ppm NO_x. For et 400 MWs anlegg har Sintef, på oppdrag fra Statoil høsten 2003, beregnet tiltakskost for SCR-rensing til 20-30 NOK/kg NO_x (basert på en reduksjon fra 25 ppm til 5 ppm). Investering-kostnadene for et slikt anlegg er beregnet til 65-115 MNOK. Samme tiltakskostnad og en fordobling av investeringskostnadene forventes for et 860 MWs anlegg.

SCONOX gir, der teknologien er tatt i bruk, tilsvarende lave utslipp som SCR. SCONOX er hittil kun installert på mindre turbiner, og er ikke utprøvd for store turbiner. Teknologien er 50-100% dyrere enn SCR, og krever vesentlig større plass.

Bruk av SCR renseteknologi vil altså redusere de totale utslippene av NO_x. Denne rensemetoden gir imidlertid utslipp av ammoniakk, NH₃ (2-5 ppm), og reduksjonen i lokal og regional nitrogenbelastning vil som en følge av dette bli vesentlig mindre enn reduksjonen i NO_x-utslipp skulle tilsi.

Det er gjennomført en sammenlignende vurdering av nitrogenavsetninger i nærområdet til Tjeldbergodden med og uten rensing med SCR-teknologi (Knudsen et al. 2003). I ettertid er spredningsmodellen som lå til grunn for disse vurderingene blitt oppdatert.

Når denne oppdateringen tas hensyn til, viser resultatene at utslipp av NH₃ gir ca 3 ganger høyere *totalavsetning* av nitrogen lokalt og regionalt, sammenlignet med utslipp av NO_x. (Svein Knudsen, NILU, pers. medd.). Dette gjelder for hele det området som ble vurdert; et areal på 200 x 200 km omkring utslippspunktet.

På tilsvarende måte gir utslipp av NH₃ ca 1,5 ganger høyere *maksimalverdier* for nitrogen-

avsetning, sammenlignet med utslipp av tilsvarende mengde N i NO_x.

Årsaken til dette er at NH₃ er vesentlig lettere vannløselig enn NO_x, og derfor vaskes raskt ut med nedbør.

Konkret betyr dette at et gasskraftverk med SCR-rensing, med 5 ppm NO_x og 5 ppm NH₃ i avgassen, vil gi *maksimal* verdier for nitrogenavsetning på ca 20 mg N/m². Dette er i samme størrelsesorden som fra et urensset utslipp med 15 ppm NO_x i avgassen. Ved en konsentrasjon av NH₃ i avgassen på 2 ppm, er maksimalavsetningen fra gasskraftverket estimert til ca 12 mg N/m², som tilsvarer et urensset utslipp med ca 9 ppm NO_x i avgassen.

Dersom en betrakter *totalavsetningen* av nitrogen i nærområdet, vil et utslipp med 5 ppm NO_x og 5 ppm NH₃ gi samme nitrogenavsetning som et urensset utslipp med 20 ppm NO_x. Et rensset utslipp med 5 ppm NO_x pluss 2 ppm NH₃ tilsvarer totalavsetningen fra et urensset utslipp med 11 ppm NO_x i avgassen.

Dette viser at SCR-rensing i dette tilfellet gir liten reduksjon av nitrogenavsetning i nærområdet. Siden de gjennomførte modelleringene av utslipp til luft dessuten viser at de planlagte utslippene av NO_x ikke vil medføre uakseptable negative konsekvenser i form av økt forsuring, overgjødning av sårbar vegetasjon eller dannelse av bakkenært ozon, er det ikke foreslått rensiltak ut over det som følger av å ta i bruk BAT.

6.4.4 Optimalisering av skorsteinshøyder

Basert på spredningsberegninger utført av NILU er det funnet at skorsteinshøydene må være høyere enn 41 m for å unngå at anbefalte grenseverdier for luftkvalitet i nærområdet til anlegget overskrides.

Ved fastsettelse av nødvendig skorsteinshøyde må det også tas andre hensyn. Dette innebærer at skorsteinene vil kunne bli en god del høyere enn

det minimumskrav som NILU har beregnet i forhold til luftkvalitet.

6.4.5 Kjølevann uten tilsetning av kjemikalier

Kjølevannssystemer som benytter sjøvann kan være utsatt for begroing som tetter til ventiler og rør, og kjemikalier blir ofte brukt for å motvirke dette. På Tjeldbergodden har en mulighet for å hente kjølevann på ca 60 m dyp, og erfaring fra drift av metanolfabrikken siden 1997 har vist at det da ikke er nødvendig å tilsette kjemikalier. Den samme strategien vil bli lagt til grunn for kraftverket, ved at også det nye sjøvannsinntaket blir plassert på 60 m dyp. Det tempererte kjølevannet som kommer ut fra kraftverket vil dermed være fritt for tilsatte kjemikalier. Vannet kan dermed benyttes direkte for eksempel til akvakulturformål.

Basert på modelleringer av SINTEF har en funnet fram til en plassering av utslippspunktet som drar nytte av de gode resipient- og strømforholdene utenfor Tjeldbergodden, slik at en også unngår negative effekter på miljøet knyttet til temperaturstigning.

6.4.6 Energieffektivisering

Det vil bli lagt vekt på å velge energieffektiv teknologi for å produsere flest mulig kilowattimer pr innfyrt mengde naturgass. Dette sikrer også de laveste mulige utslippene til luft. Kraftverket vil isolert sett ha en virkningsgrad på ca 58 %. BAT (Best Available Techniques) mht. virkningsgrad for nye anlegg av denne typen (kombinerte kraftverk) er 54-58%.

Den planlagte integrasjonen med metanolanlegget vil gi en høyere total elektrisitetsproduksjon enn om overskuddsdampen skulle blitt utnyttet i en separat og mindre effektiv dampturbin i metolanlegget. Overskuddsdampens utnyttelsesgrad økes med ca 10%. Dette tilsvarer 2,5 MW ekstra elektrisk

effekt sammenlignet med et konsept uten integrasjon.

6.4.7 *Integrert industriutvikling på Tjeldbergodden*

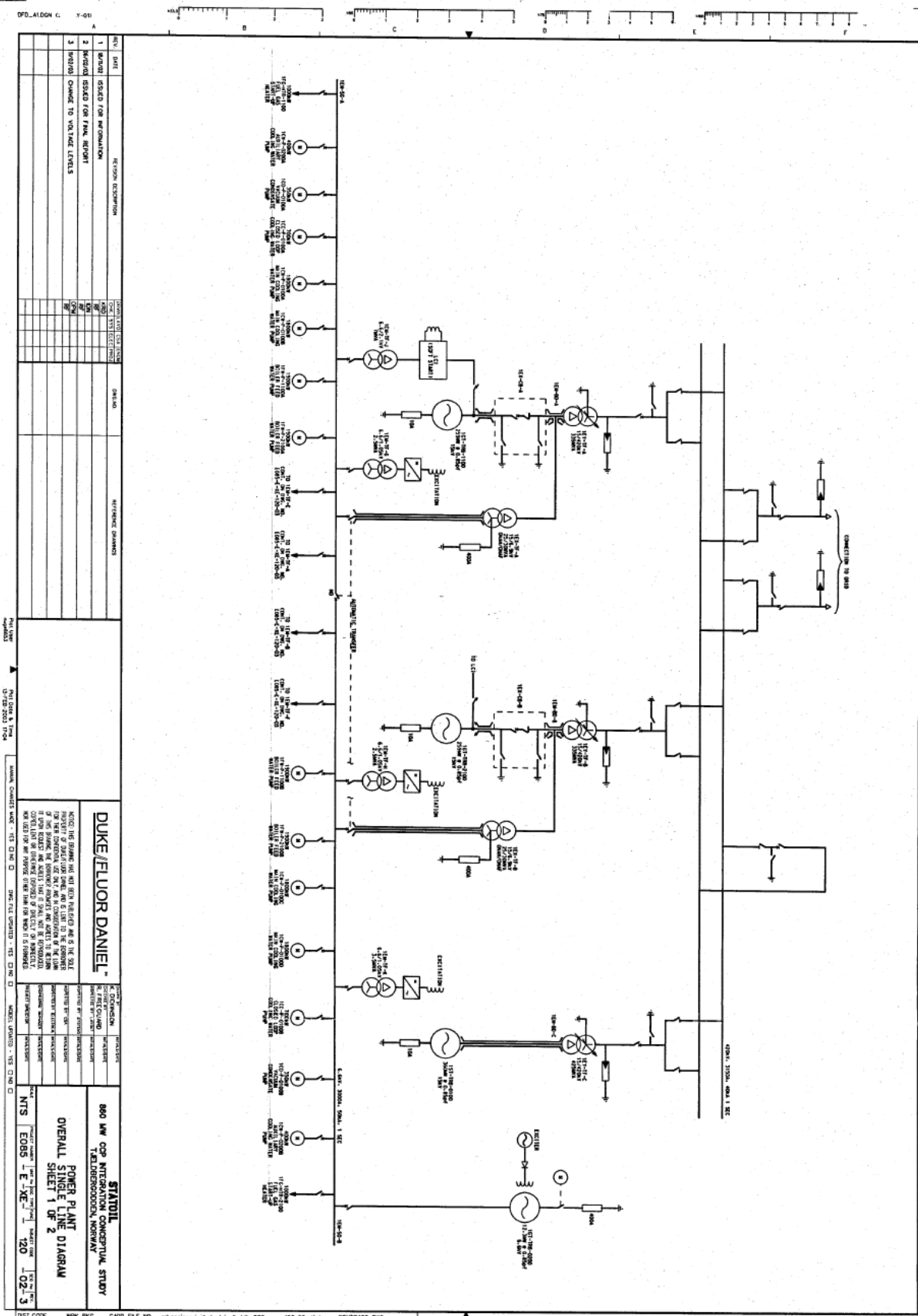
Statoil har løpende kontakt med aktører som kan se en interesse av å etablere industri integrert med eksisterende og mulig ny virksomhet på Tjeldbergodden. Det vil f.eks være en målsetting å utnytte spillvarmen til videre industriutvikling.

7 Grunnerverv

Plasseringen av kraftverket, koblingsstasjonen og tilhørende anlegg vil skje innenfor eksisterende industritomt som er eid av Statoil.

Når eierstrukturen bak gasskraftverket er etablert, jfr. pkt. 2.1, vil det bli inngått en avtale som regulerer forholdet til eier av tomta.

VEDLEGG 1 – Enlinjeskjema

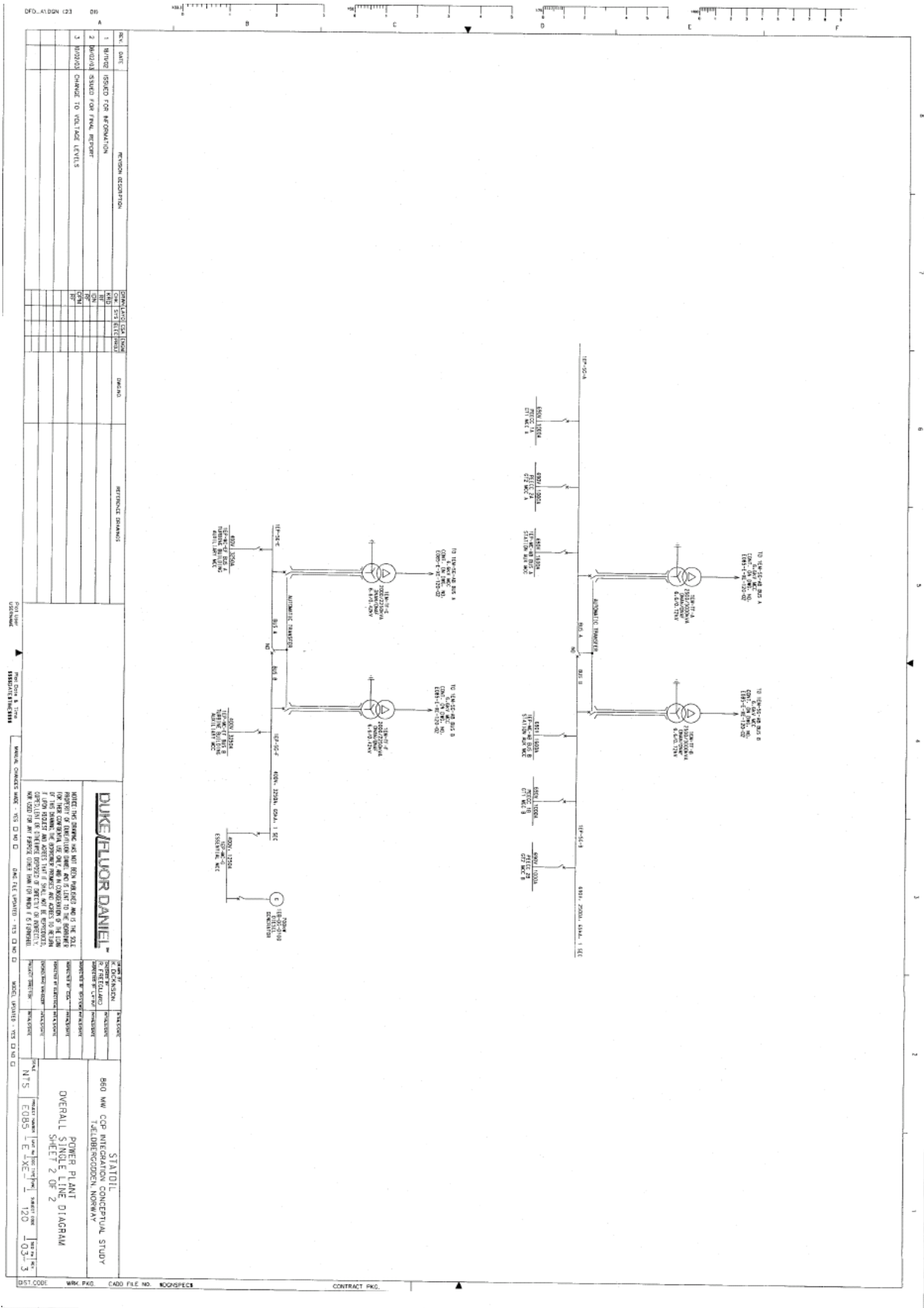


REV.	DATE	REVISION DESCRIPTION	DESIGNED	CHECKED	APPROVED
1		ISSUED FOR INFORMATION			
2		ISSUED FOR FINAL REPORT			
3		REVISED CHANGED TO VOLTAGE LEVELS			

NO.	DESCRIPTION	DATE
1	DUKE/FLUOR DANIEL	
2	860 MW COP INTERGRATION CONCEPTUAL STUDY	
3	TELEBERGSDODDEN, NORWAY	
4	POWER PLANT	
5	OVERALL SHEET 1 OF 2	
6	NIS	
7	E085 - E-ME	
8	120	
9	02-3	

NOTE: THE DRAWING HAS BEEN REVISIONED AND IS THE SIZE FOR THE CONSTRUCTION OF THE POWER PLANT. THE DRAWING IS FOR INFORMATION USE ONLY. THE DRAWING IS NOT TO BE USED FOR CONSTRUCTION. THE DRAWING IS NOT TO BE USED FOR CONSTRUCTION. THE DRAWING IS NOT TO BE USED FOR CONSTRUCTION.

VEDLEGG 1 - Enlinjeskjema



REV	DATE	REVISION DESCRIPTION	DESIGNED BY	CHECKED BY	DATE
1	2008-08-20	ISSUED FOR APPROVAL			
2	2008-08-20	REVISION MADE FOR FINAL REPORT			
3	2008-08-20	REVISION CHANGED TO VOLTADE LEVELS			

NO	DESCRIPTION	DATE
1	110/35 kV TRANSFORMER	2008-08-20
2	110/10 kV TRANSFORMER	2008-08-20
3	110/10 kV TRANSFORMER	2008-08-20
4	110/10 kV TRANSFORMER	2008-08-20
5	110/10 kV TRANSFORMER	2008-08-20
6	110/10 kV TRANSFORMER	2008-08-20
7	110/10 kV TRANSFORMER	2008-08-20
8	110/10 kV TRANSFORMER	2008-08-20
9	110/10 kV TRANSFORMER	2008-08-20
10	110/10 kV TRANSFORMER	2008-08-20

DUKE/FLUOR DANIEL
 POWER PLANT
 OVERALL SITE & LINE DIAGRAM
 SHEET E-ME-1-120-1-03-3

STATOIL
 850 MW COP INTEGRATION CONCEPTUAL STUDY
 TELEBERGODDEN, NORWAY

NO	DESCRIPTION	DATE
1	110/35 kV TRANSFORMER	2008-08-20
2	110/10 kV TRANSFORMER	2008-08-20
3	110/10 kV TRANSFORMER	2008-08-20
4	110/10 kV TRANSFORMER	2008-08-20
5	110/10 kV TRANSFORMER	2008-08-20
6	110/10 kV TRANSFORMER	2008-08-20
7	110/10 kV TRANSFORMER	2008-08-20
8	110/10 kV TRANSFORMER	2008-08-20
9	110/10 kV TRANSFORMER	2008-08-20
10	110/10 kV TRANSFORMER	2008-08-20