

Hammerfest LNG – Energianlegg Konsekvensutredning

RA-SNØ-00255

| | | |
|---|---------------------------|-----------|
| Tittel: | | |
| Hammerfest LNG - Energianlegg. Konsekvensutredning | | |
| Dokumentnr.: | Kontraktsnr./prosjektnr.: | Arkivnr.: |
| RA-SNØ-00255 | | |

| | |
|-------------|-------------------------------|
| Gradering: | Distribusjon: |
| Åpen | Kan distribueres fritt |

| | | | |
|-------------------|------------|-----------|--------------|
| Utgivelsesdato: | Rev. dato: | Rev. nr.: | Ekseplarnr.: |
| 28-02-2002 | | 0 | |

| | |
|---|-----------------------------------|
| Forfatter(e)/Kilde(r): | |
| Bjørn Fossan, Halvor Engebretsen, Svein Nordhasli, Kirsti Tangvik og Steinar Nesse | |
| Omhandler (fagområde/emneord): | |
| | |
| Merknader: | |
| | |
| Trer i kraft: | Oppdatering: |
| | |
| Ansvarlig for utgivelse: | Myndighet til å godkjenne fravik: |
| | |

| | | |
|---------------|------------------|----------------|
| Fagansvarlig: | Navn: | Dato/Signatur: |
| | Sigurd Juel Kinn | |
| Utarbeidet: | Navn: | Dato/Signatur: |
| | Bjørn Fossan | |
| Anbefalt: | Navn: | Dato/Signatur: |
| | Petter Reed | |
| Godkjent: | Navn: | Dato/Signatur: |
| | Edgar Furuholt | |

Innhold

| | |
|---|-----------|
| Forord | 5 |
| Sammendrag | 6 |
| 1 Innledning | 8 |
| 1.1 Bakgrunn | 8 |
| 1.2 Formål | 8 |
| 1.3 Eierskap | 8 |
| 1.4 Lovverk og tillatelser | 9 |
| 1.5 Saksbehandling og prosess | 9 |
| 1.6 Metode og datagrunnlag | 11 |
| 1.7 Sammenfatning av innkomne høringsuttalelser | 12 |
| 1.8 Konsekvensutredningsprogram | 13 |
| 2 Prosjektbeskrivelse | 16 |
| 2.1 LNG-anlegget | 16 |
| 2.2 Valg av driver løsning for LNG kjølekompressorer | 17 |
| 2.3 Energiforbruk i LNG-anlegget | 18 |
| 2.4 Plassering og utforming av Energianlegget | 19 |
| 2.5 Utbygningsplaner for Energianlegget | 23 |
| 3 Energiløsninger | 25 |
| 3.1 Vurderte alternative løsninger for gassbasert produksjon av elkraft og varme | 25 |
| 3.1.1 Bakgrunn for valg av løsning for energi produksjon | 26 |
| 3.1.2 Alternative gassturbinkonfigurasjoner | 27 |
| 3.1.3 Valg av konsept | 28 |
| 3.1.4 Alternative løsninger innenfor valgt konsept | 29 |
| 3.1.5 Tekniske forhold og virkningsgrad | 33 |
| 3.1.6 Økonomi | 35 |
| 3.1.7 Utslipp til luft | 35 |
| 3.2 Alternative konsepter | 36 |
| 3.2.1 Bruk av gassturbin av ”industriotypen” | 36 |
| 3.2.2 Etablering av egen reserveforsyning | 38 |
| 3.2.3 Alternativer til gassbasert energiproduksjon | 40 |
| 3.3 Ekstern utnyttning av varme fra Energianlegget | 42 |
| 4 Miljømessige konsekvenser og avbøtende tiltak | 43 |
| 4.1 Utslipp av CO ₂ | 43 |
| 4.1.1 Utslipp av CO ₂ ved ulike alternativer for energiproduksjon for LNG-anlegget | 43 |
| 4.2 <i>Alternative løsninger for reduksjon av CO₂ utslipp</i> | 44 |
| 4.2.1 CO ₂ fjerning ved hjelp av røykgass-separasjon | 44 |
| 4.2.2 Aker Maritime’s HiOx prosess | 46 |
| 4.2.3 Norsk Hydros Hydrokraftkonsept | 47 |
| 4.2.4 0 utslipp av CO ₂ , Snøhvit som fullskala demoanlegg | 47 |
| 4.2.5 Bruk av CO ₂ som trykkstøtte/økt oljeutvinning på andre felt | 48 |
| 4.2.6 Muligheter for kompensasjon gjennom fleksible mekanismer | 48 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 4.3 | Utslipp av NO _x | 48 |
| 4.4 | Tekniske, miljømessige og økonomiske sider ved alternative NO _x -reduserende tiltak..... | 49 |
| 4.4.1 | Selective Catalytic Reduction (SCR)..... | 50 |
| 4.4.2 | SCONOX® | 51 |
| 4.4.3 | Andre ikke-kommersielt tilgjengelige teknologier | 52 |
| 4.5 | Tredjeparts løsninger for NO _x | 53 |
| 4.5.1 | Oppfølging og avbøtende tiltak..... | 55 |
| 4.6 | NO _x utslippenes betydning lokalt, regionalt og for oppfylging av Gøteborg-protokollen | 55 |
| 4.6.1 | Virkninger for plante- og dyreliv | 55 |
| 4.6.2 | Helsemessige virkninger | 58 |
| 4.6.3 | Forholdet til Gøteborgprotokollen | 59 |
| 4.7 | Andre utslipp til luft..... | 61 |
| 4.8 | Energianleggets kjølevannsutslipp..... | 62 |
| 5 | Lokale samfunnsmessige virkninger av de ulike energialternativene..... | 63 |
| 5.1 | Sysselsetting og lokale virkninger av investeringer | 63 |
| 5.2 | Reserveforsyning til Hammerfest | 65 |
| 5.3 | Bruk av fjernvarme i Hammerfest..... | 66 |
| 6 | Sammenstilling av de ulike alternativene | 71 |
| 7 | Oppsummering av avbøtende tiltak og oppfølgende undersøkelser | 73 |
| | Referanser | 75 |

Forord

Snøhvit Energianlegg konsekvensutredning omhandler etablering og drift av et gassdrevet energianlegg (kraftvarmeanlegg) som en integrert del av Hammerfest LNG-anlegg, heretter omtalt som LNG-anlegget. Utredningen er utarbeidet i henhold til bestemmelsene i Plan- og bygningingsloven og Energiloven og vil oversendes Norges vassdrags og energidirektorat (NVE) sammen med søknad om anleggskonsesjon etter energiloven.

Konsekvensutredning for hele Snøhvit LNG-prosjektet, inkludert LNG-anlegget, er tidligere utredet og konsekvensutredningen godkjent av Olje- og energidepartementet januar 2002. Plan for utbygging og drift (PUD) og Plan for anlegg og drift (PAD) for Snøhvit LNG ble sendt inn i september 2001 og skal etter planen behandles av Stortinget mars 2002.

Rettighetshaverne til Snøhvit er Petoro AS, Statoil ASA, Total Norge A.S, Gaz de France Norge AS, Norsk Hydro Produksjon a.s., Amerada Hess Norge A/S, RWE-DEA Norge AS og Svenska Petroleum Exploration AS.

Stavanger 28. februar 2002.

Sammendrag

Snøhvit-utbyggingen omfatter anlegg for utvinning av gass- og kondensatforekomstene i Snøhvit-området og anlegg for klargjøring for eksport ved å skille ut væske (LPG/NGL) og gjøre gassen flytende for transport (LNG). Prosessen med å gjøre gassen flytende krever energi i form av både elektrisitet og prosessvarme, tilsvarende henholdsvis 184 MW elektrisk kraft og 120 MW varme (termisk energi). Det er nødvendig å bygge et energianlegg som en integrert del av LNG-anlegget for å gjøre Snøhvit-anleggene selvforsynt med energi. For et prosjekt som dette er det avgjørende med høy leveringssikkerhet av energi til anlegget, inkludert pålitelige reserveløsninger dersom deler av den primære energileveransen skulle svikte. På denne bakgrunn ble ulike energiløsninger for anlegget vurdert før konseptløsningen for hele utbyggingen ble forelagt Olje- og energidepartementet (OED) gjennom innlevering av Plan for utbygging og drift (PUD)/ Plan for anlegg og drift (PAD). Følgende hovedløsninger er utredet:

- Kombikraftverk
- Kraftvarmeverk
- El kraft fra nettet og varme vha. gassbrenner og termisk olje

Konklusjonen er at et konsept for produksjon av elektrisitet og varme basert på et kraftvarmeverk med 4 til 5 stk gassturbiner best tilfredsstillende LNG-anleggets energibehov og kravene til regularitet. Den femte turbinen kan fases inn noe senere enn de fire første. Dette lå til grunn for PUD/PAD som ble innsendt i september 2001.

Det er en overordnet målsetting for Statoil å gjennomføre Snøhvit-LNG prosjektet med lave utslipp og generelt liten miljøbelastning. Det er her utredet ulike nyanser av det valgte Energianlegget med hensyn på blant annet virkningsgrad og CO₂-utslipp. Resultatene viser at ved å installere en dampsyklus som nyttiggjør tilgjengelig restvarme og omdanner denne til elektrisk kraft, vil dette dekke anleggets totale effektbehov, samtidig som gassforbruket reduseres sammenliknet med en løsning uten anvendelse av dampturbin.

Valgt løsning for Energianlegget i fase 1 er 4 stk. LM6000PD gassturbiner uten dampsystem som har en investeringskostnad på 1.800 millioner kroner. For senere driftsfase er det anbefalt, men ikke endelig valgt, en utvidelse av fase 1 installasjonen med en ny LM6000PD gassturbin i kombinasjon med damp for utnyttelse av restvarme. Tidspunkt for overgang mellom fase 1 og fase 2 betinger videre analyser angående energiforbruk og effektreserve. Dette kan medføre at fase 2 fremskyndes, videre kan reservoaret sin trykkprofil i produksjon utvikle seg på en slik måte at fase 2 ytterligere forskyves i tid.

Gassturbinene som inngår i den valgte energiløsningen vil være utrustet med lav-NO_x teknologi for å begrense utslippene av nitrogenoksider til luft. Rensing av røykgassen er teknologisk mulig, men er vurdert som kost-nytemessig lite gunstig da dette ikke vil gi målbar miljøgevinst i området som berøres. Også i forhold til Norges mulighet for å oppfylle internasjonale forpliktelser vil ytterligere rensing bidra lite. Prosjektet vil i stedet

vurdere tredjepartstiltak som kan gi reduksjoner i de nasjonale utslippene av NO_x, og dermed bidra til å kunne oppfylle Norges forpliktelser til utslippsreduksjoner etter internasjonale konvensjoner. Slike tiltak hos tredjepart kan også bidra til å redusere miljøbelastningen fra nitrogenoksider i områder av Norge hvor dette i dag utgjør et reelt problem.

Det er også utredet muligheten for å tilrettelegge for at overskudd i elektrisitetsproduksjon kan leveres i 132 kV-nettet. Mulighet for slike leveranser vil bidra positivt for kraftbalansen og således være samfunnsøkonomisk riktig siden det tidvis er underskudd på kraft i Finnmark. Det legges imidlertid ikke opp til faste leveranser av kraft fra Energianlegget til alminnelig forsyning siden dette ikke er en del av utbyggingsprosjektet for Snøhvit.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Statoil har tidligere utarbeidet konsekvensutredning for utbygging og drift av Snøhvit LNG som helhet. Utredningen ble oversendt Olje- og energidepartementet i april 2001 og har deretter vært på høring. Departementet har i St. prp nr. 35 (2001-2002) datert 11. januar 2002 stadfestet at utredningsplikten er oppfylt. Plan for utbygging og drift (PUD) ble levert september 2001 og forventes ferdigbehandlet i Stortingets vårsesjon 2002.

I tillegg har OED bestemt at det skal utarbeides egen konsekvensutredning for Energianlegget som betjener LNG-anlegget med elektrisitet og prosessvarme. Energianlegget skal her behandles som et selvstendig prosjekt med utredningskrav etter Plan- og bygningsloven og Energiloven. Kun Energianlegget behandles i foreliggende konsekvensutredning (KU).

1.2 Formål

Formålet med denne konsekvensutredningen er å utrede konsekvensene av Energianlegget tilknyttet Snøhvit LNG. Det er underveis i planleggingsarbeidet for LNG-anlegget frem mot levering av PUD gjort valg i forhold til energiløsning for å dekke kriterier som prosjektet har satt i forhold til energibehov, driftsregularitet, tidsplan og økonomi. I konsekvensutredningen er disse valgene dokumentert, samtidig som alternative løsninger for energiproduksjon eller -tilførsel er utredet som begrunnelse for valgene. Videre diskuteres og dokumenteres avbøtende tiltak og behovet for oppfølgende undersøkelser og overvåking.

Det er i utredningsprogrammet som fastsatt av NVE (se kapittel 1.8), forutsatt at konsekvensutredningen skal beskrive alternative løsninger (rensing og alternative energikilder) basert på foreliggende kunnskaper (2001). Det er lagt vekt på å beskrive viktige miljøvirkninger og kostnader for de ulike alternativer.

1.3 Eierskap

Eierskapet for Energianlegget er som for Snøhvit LNG. Eierforholdet er som følger:

- Petoro AS 30,00 %
- Statoil ASA 22,29 %
- Total Norge A.S 18,40 %
- Gaz de France Norge AS 12,00 %
- Norsk Hydro Produksjon a.s. 10,00 %
- Amerada Hess Norge A/S 3,26 %
- RWE-DEA Norge AS 2,81 %
- Svenska Petroleum Exploration AS 1,24 %

Statoil er operatør for den samordnede Snøhvit lisensen.

1.4 Lovverk og tillatelser

Foreliggende KU er utarbeidet i henhold til Plan- og bygningsloven (PBL) §33-2. Energianlegget kommer inn under PBLs bestemmelser om tiltak som skal konsekvensutredes iht. §2 i Forskrift om konsekvensutredninger etter PBLs kap VII-a.

Spesifikt dekkes tiltaket av forskriftens Vedlegg I:

"1.5 Varmekraftverk og andre forbrenningsinstallasjoner med energiproduksjon på minst 150 MW ..."

Ansvarlig myndighet for behandlingen er Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE).

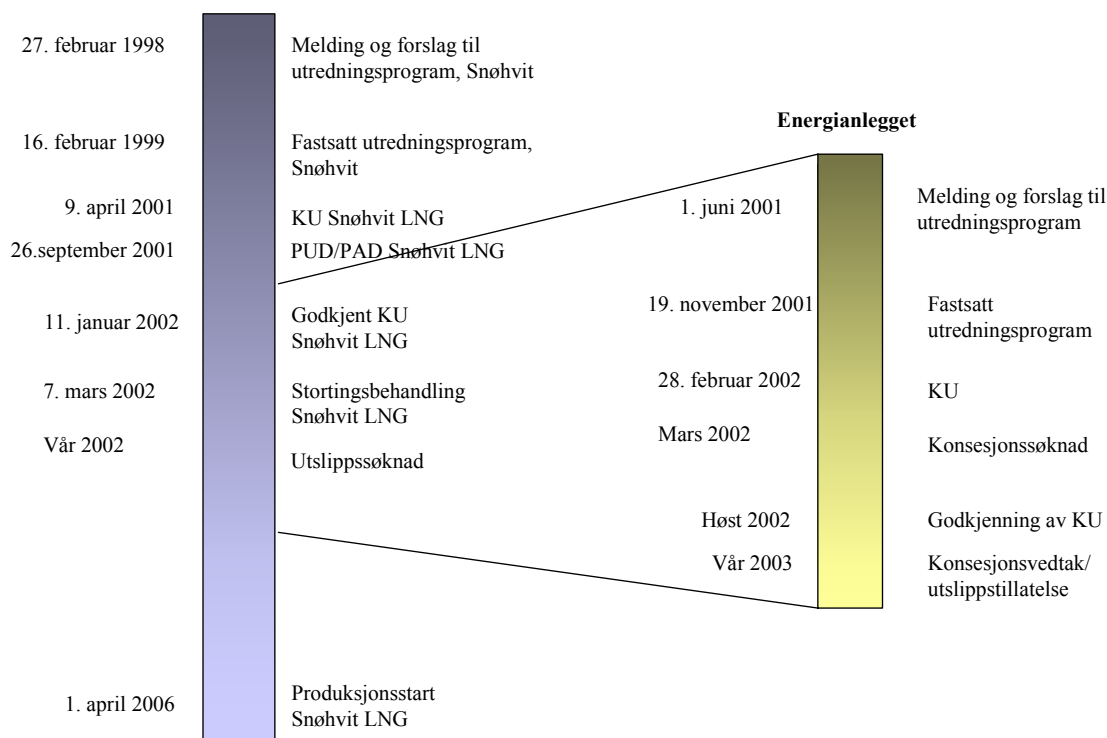
Konsekvensutredningen skal legges til grunn for planvedtak og tillatelser etter Energiloven, PBL og Forurensningsloven. KU-en dekker de krav som stilles i hhv. Energiloven § 2-1 og Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi §2-1 og 2-2. Tiltaket krever også konsesjon etter Energilovens §3-1.

Konsesjonsvedtak fattes basert på søknad fra tiltakshaver og krever at utredningsplikten er oppfylt. Aktuelle forhold etter Forurensningsloven er i helhet behandlet i KU for Snøhvit LNG. Foreliggende konsekvensutredning utdyper forhold som er relevant for Energianlegget. Søknad om utslippstillatelse i henhold til Forurensningsloven utarbeides for Snøhvit LNG og sendes ansvarlig myndighet, SFT.

1.5 Saksbehandling og prosess

KU-prosessen for Energianlegget er en del av en omfattende prosess knyttet til planlegging, utbygging og drift av Snøhvit LNG. Figuren under skisserer hvordan prosessen knyttet til Energianlegget er integrert i den totale prosessen frem mot drift av Snøhvit LNG.

Planprosess Snøhvit LNG



Figur 1.1. Planprosesser for Snøhvit LNG.

Melding for Energianlegget ble utarbeidet av Statoil som tiltakshaver i juni 2001. Meldingen ble distribuert av NVE til berørte instanser for uttalelse.

Hammerfest El. verk har parallelt utarbeidet konsekvensutredning for planlagt etablering av en ny 132 kV kraftlinje og oppgradering av eksisterende kraftlinje fra 66 kV til 132 kV på strekningen Skaidi-Melkøya. De to KU-prosessene er samordnet av NVE.

Foreliggende konsekvensutredning er basert på godkjent utredningsprogram (kapittel 1.8).

Konsesjonsvedtak etter Energiloven fattes av NVE og kan eventuelt påklages til OED.

En mer detaljert tidsplan for utredningsprosessen knyttet til Energianlegget er gitt nedenfor.

Tabell 1.1. Tidsplan for saksbehandling og planprosess.

| | |
|--|---------------------------|
| Melding Snøhvit Energianlegg | Juni 2001 |
| Offentlig møte ifm. meldingen | Juni 2001 |
| Høring av meldingen | Juni-Oktober 2001 |
| Godkjenning av utredningsprogram | 19 November 2001 |
| Konsekvensutredning | Oktober 2001-Februar 2002 |
| Innsendelse av KU og konsesjonssøknad | Februar/mars 2002 |
| Høring av KU | Mars -Mai 2002 |
| Utslippssøknad til SFT | April 2002 |
| Godkjenning av KU | Sommer 2002 |
| Konsesjonsvedtak og utslippstillatelse | 2003 |

Det tas sikte på at de fleste forhold knyttet til konsesjonssøknaden vil være dekket gjennom KU-prosessen, herunder bla. beskrivelse av tiltaket, redegjørelse for alternative måter å skaffe energi på, og tiltakets innpassing i kraftsystemplanen. Konsesjonssøknad sendes derfor parallelt med KU, men som separat dokument.

Søknad om utslippstillatelse til SFT knyttet til Snøhvit LNG planlegges innsendt i løpet av våren 2002. Saksbehandlingen av energikonsesjon og utslippssøknad samordnes tidsmessig mellom NVE og SFT.

1.6 Metode og datagrunnlag

Strukturmessig er konsekvensutredningen lagt opp som følger: Det gis en kort beskrivelse av Snøhvit LNG generelt og Energianlegget spesielt (kapittel 2). Hovedvalg som er gjort som grunnlag for PUD/PAD beskrives. Vurderte alternative energiløsninger presenteres og diskuteres således i kapittel 3, inkludert kostnader, tekniske forhold og utslipp. Konsekvenser av prosjektet totalt sett, særlig i forhold til utslipp og miljøforhold, diskuteres i kapittel 4 sammen med en presentasjon og diskusjon av avbøtende tiltak.

I en konsekvensutredning utredes normalt 0-alternativet, dvs. en situasjon hvor prosjektet ikke gjennomføres. Dette er utført i forbindelse med KU for Snøhvit LNG. Siden LNG-anlegget forutsetter at gass fra Snøhvitfeltet ilandføres for produksjon av LNG og følgelig krever energi, er det ikke funnet hensiktsmessig å operere med et eget 0-alternativ for Energianlegget.

Konsekvensutredningen er metodisk utført iht. gjeldende praksis for KU i Norge, jfr. ”Veiledning til plan for utbygging og drift mv.” etter Petroleumsloven (OED, 2000) og ”Konsekvensutredninger. Veileder i Plan- og bygningslovens bestemmelser” etter PBL (MD, 1994). Hele Snøhvit-prosjektet er konsekvensutredet tidligere, og utredningsplikten oppfylt. Foreliggende KU behandler det som er av relevans for Energianlegget med henblikk på å gi konsesjon etter Energiloven. I denne konsekvensutredningen er det vektlagt å utrede og dokumentere alternative energiløsninger for anlegget, med fokus på viktige miljøvirkninger og kostnader.

Data fra utredning av de ulike alternativer og faglige forhold er hovedsakelig basert på spesifikke studier utført internt i Statoil, hos leverandøren (Linde AG), av Hammerfest el verk eller av uavhengige forsknings- og fagmiljø, bla Sintef og NTNU. Generell informasjon som er relevant sammenligningsgrunnlag er hentet fra tilgjengelig litteratur. Kilder til litteratur og studier som er benyttet i utredningen er listet i en referanseliste.

1.7 Sammenfatning av innkomne høringsuttalelser

Meldingen ble sendt på høring 05.06.01 til 21 høringsinstanser. Den har vært kunngjort i relevante aviser og lagt ut på høring i Hammerfest kommune. Det ble avholdt møter med regionale myndigheter. Folkemøte ble arrangert 12.06.01 i Hammerfest. Høringsfrist på melding med forslag til utredningsprogram var 1.09.01.

Det er innkommet 10 høringsuttalelser til Melding om Energianlegget.

Statens Forurensningstilsyn uttaler seg til saken i brev av 7.09.01: "SFT forventer at Statoil i konsekvensutredningen redegjør grundig for de tekniske, miljømessige og økonomiske sidene ved alternative løsninger for kraftforsyning og energianlegg, alternative CO₂-reducerende og NO_x-reducerende teknologier, energieffektiviseringstiltak, utnyttelse av spillvarme etc. Videre utslippenes miljømessige betydning lokalt og nasjonalt. Alternativene må presenteres slik at de lett kan sammenlignes innbyrdes, og konklusjonene må være presentert slik at høringsinstansene kan etterprøve Statoils vurderinger".

SFT redegjør i uttalelsen for CO₂-situasjonen og for klimameldingens forslag om et demonstrasjonsanlegg for CO₂-reduksjon, og ønsker på denne bakgrunn en redegjørelse for alternative teknologier på dette området. En ber også om utredning av kompensasjon gjennom fleksible mekanismer. Det ønskes utredning av alternative løsninger for kraftforsyning, og en utredning av muligheter for økt energieffektivitet. Endelig ønskes utredning av NO_x-utslippenes betydning, NO_x-reducerende tiltak og beskrivelse av andre utslipp til luft og sjø.

SFT gir til slutt et konkret forslag til utredningsprogram på disse områdene.

Direktoratet for naturforvaltning viser i brev av 02.08.01 til sin uttalelse til konsekvensutredningen for LNG-anlegget i brev til SFT av 12.06.01. Det påpekes bl a ... "manglende dokumentasjon knyttet til mulighetene for å redusere utslippene til luft"... En viser også til betydelige energitap til luft og sjø og framholder at ... "mulighetene for å utnytte denne energien må utredes både med tanke på å optimalisere selve Energianlegget og å legge til rette for framtidig bruk til oppvarming og næringsvirksomhet i området". ...

I uttalelsen til LNG-utredningen framholdes også behov for utredning av framtidig oljeutvinning og for overvåkning av virkninger for rødlistearter.

Riksantikvaren viser i brev av 7.09.01 til sin uttalelse til konsekvensutredning for LNG-anlegget sendt SFT 22.05.01. Her konkluderes at "konsekvensutredningen kan godkjennes i forhold til utredningsprogrammet når det gjelder kulturminner og kulturmiljø". Videre

pålegges avbøtende tiltak og gis dispensasjon fra automatisk fredning på vilkår om utgravinger.

Sametinget viser i brev av 21.08.01 til sin uttalelse til konsekvensutredningen for LNG-anlegget av 31.05.01.

Fylkesmannen i Finnmark kommenterer Energianlegget i brev av 4.09.01. En framholder at utredningen "må behandle grundig behovet for *backup*-strøm fra en ny stor kraftlinje fra Skaidi". Det reises spørsmål både om nettets evne til å fungere som *backup* og om muligheten for å basere seg kun på egen produksjon. utfordringen er ifølge fylkesmannen "å ta stilling til om en ny stor kraftlinje virkelig er nødvendig".

Hammerfest kommune ved Styret for Miljø og Utvikling framholder i brev av 29.08.01 at utnytting av varme fra Energianlegget må utredes nærmere. En ønsker at utredningen beskriver hvilke energiressurser som er tilgjengelige og hvilke verdier de representerer, i hvilken form de er tilstede, hvilke bruksområder som teoretisk kan utnytte denne restvarmen, og hva som må være tilstede (tiltak) for at denne restvarmen kan utnyttes.

På nettsiden ønsker en belyst i hvilken grad Energianlegget kan nyttiggjøres som *backup*-løsning for Hammerfest ved eventuelt utfall av stømleveranser gjennom kraftledningene.

Statnett SF opplyser i brev av 27.08.01 at effektbalansen i Finnmark om vinteren i dag er anstrengt. "Selv om sentralnettet vil kunne levere reservekraft til anlegget vil en langvarig stopp av en turbin om vinteren gi effekt- og energimessige forsyningsproblemer. Statnett vil derfor se nytten av en 5. turbin ved LNG-anlegget i fase 1, selv om linjennettet er sterkt nok til å dekke utfall av en turbin. Dette som mulig reservekraftkilde i tunglastperioder, og spesielt ved feil i nettet". Behovet for å framskynde en femte turbin allerede i fase 1 ønskes nærmere utredet.

En viser også til kravene i retningslinjer for systemansvaret og retningslinjer for tekniske krav til anlegg i norsk hovednett, og forutsetter at den økte ladeytelsen og mulige spenningsheving blir kompensert.

Luftfartsverket sier i brev av 24.08.01 at forhold ved anlegget som kan begrense tilgjengelig luftrom rundt flyplassen er dekket gjennom tidligere behandling av konsekvensutredning for LNG-anlegget.

Kommunal- og regionaldepartementet har i brev av 23.07.01 ingen merknader til saken.

Direktoratet for brann- og eksplosjonsvern har i brev av 8.08.01 ingen bemerkninger til meldingen.

1.8 Konsekvensutredningsprogram

Nedenfor følger gjengitt i sin helhet konsekvensutredningsprogrammet som ble fastsatt av NVE 19. november 2001.

”Konsekvenser av LNG-produksjonen som helhet er beskrevet i en egen konsekvensutredning som har vært på høring. Her pålegges de utredninger som gjelder Energianlegget spesielt som eget tiltak. Det fastsettes et eget program for utredninger tilknyttet ny kraftledning til LNG-anlegget.

Utbygger skal gjennomføre og presentere utredninger av temaene nedenfor. Foretrukne løsninger skal begrunnes. Det vises også til notatet "Bakgrunn for vedtak".

1. Energiløsninger

1.1 Alternative løsninger for gassbasert energiproduksjon

Tekniske, miljømessige og økonomiske sider ved alternative løsninger for kraft- og varmeproduksjon, og tiltak for å øke energieffektiviteten og redusere CO₂-utslippene pr. produsert enhet. Herunder løsninger som forutsetter kjøp eller salg av kraft ved ordinær driftssituasjon.

1.2 Alternativer til gassbasert energiproduksjon

Muligheter og begrensninger knyttet til kjøp av kraft fra nettet som alternativ til egen kraftproduksjon. Andre alternativ eller supplement til gassbasert energiproduksjon.

1.3 Egen reserveforsyning

Miljømessige og økonomiske konsekvenser av å etablere egen reserveforsyning som alternativ til å basere seg på tilkobling til kraftnettet

1.4 Ekstern utnytting av varme fra anlegget

Tilgjengelige varmeressurser. Muligheter og kostnader ved å distribuere fjernvarme, herunder muligheter for tilrettelegging for framtidig varmeutnyttelse.

2. Utslipp av CO₂

2.1 Utslipp av CO₂ ved de ulike alternativer

Størrelse på utslipp sammenholdt med øvrige planlagte utslipp. Betydning for Norges Kyotoforpliktelser.

2.2 Alternative CO₂-reduserende teknologier

Alternative metoder; tekniske løsninger og kostnader. Forhold til eventuell forskningsmessig utprøving av en metode og mulighetene for tilrettelegging for framtidig implementering av CO₂-reduserende teknologi.

2.3 Muligheter for kompensasjon gjennom fleksible mekanismer

3. NO_x-utslipp

3.1 NO_x-utslippenes betydning lokalt, regionalt og for oppfyllding av Gøteborg-protokollen

3.2 Tekniske, miljømessige og økonomiske sider ved alternative NO_x-reduserende tiltak

Renseteknologi tilknyttet anlegget (eksempelvis katalytisk rensing og SCNO_x) og tredjepartsløsninger.

4 Annet

4.1 Andre utslipp til luft

4.2 Energianleggets kjølevannsutslipp

4.3 Lokale samfunnsmessige virkninger av de ulike energialternativene

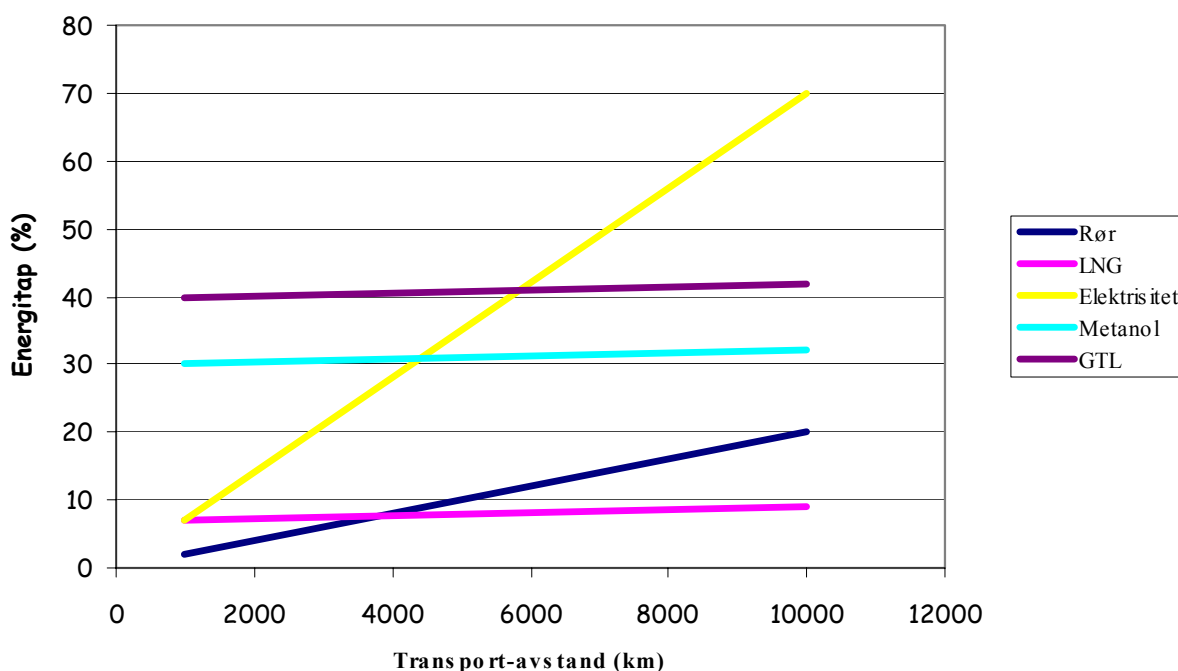
Forskjeller i sysselsetningsvirkninger. Ny kraftledning som reserveforsyning til Hammerfest.

Beskrivelsen av alternative løsninger innen rensing og alternative energikilder baseres på foreliggende kunnskaper. Omfanget i presentasjonen tilpasses realismen i alternativene. Generelt bør det legges stor vekt på en pedagogisk framstilling med vekt på viktige miljøvirkninger og kostnader.”

2 Prosjektbeskrivelse

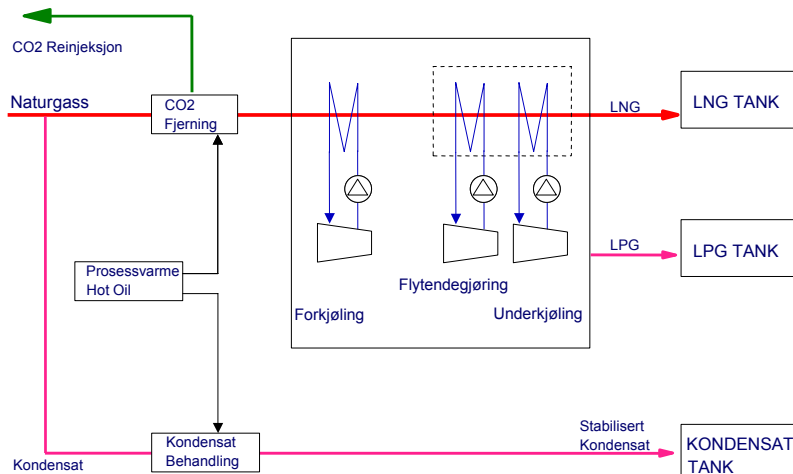
2.1 LNG-anlegget

LNG-anlegget på Melkøya skal kjøle ned de lette hydrokarbonene (hovedsakelig metan) som produseres fra Snøhvit-området slik at de går over fra gass- til væskeform. Denne prosessen krever energi. Nedkjølingen gjøres for å muliggjøre eksport med tankskip til markedene. Slik transport er energieffektiv over større avstander, se sammenligning med alternativer for energioverføring (figur 2.1). Rørtransport er mer effektivt opptil ca 4000 km, men for Snøhvit er rørtransport helt urealistisk da avstandene til aktuelle markeder i Spania og USA er for store, hhv i størrelsesorden 4500 og 9000 km.



Figur 2.1. Energitap som funksjon av avstand for ulike energitransport (Sintef 2001).

I tillegg til hovedproduktet LNG produseres noe LPG og kondensat som består av tyngre hydrokarboner. Første trinn når gassen kommer inn i anlegget, er å separere kondensat fra gassen. Deretter kjøles gassen ned til den kondenserer ved $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$ og blir flytende. Produktene skilles ved destillasjon på ulike temperaturintervaller og føres til lager på separate tanker før eksport. Prosessen er grovt skissert i figur 2.2.



Figur 2.2 Forenklet skisse av LNG-prosess.

Et LNG-anlegg bruker både elektrisk og termisk energi i forbindelse med nedkjøling og kondensering av naturgassen. Kjølekompressorene i kuldeanlegget er elektrisk drevet og er de mest energikrevende komponentene i denne prosessen.

Kompressorenes kraftbehov utgjør ca. $\frac{3}{4}$ av det totale elkraftbehovet på et slikt anlegg.

2.2 Valg av driver løsning for LNG kjølekompressorer

Investering i LNG-anlegg er karakterisert av høy kommersiell risiko og det velges derfor godt utprøvde anleggskomponenter med lav teknisk risiko. Utviklingen de siste 30 år har nærmest stått stille, da ny teknologi har vært ansett som lite attraktivt i forhold til den økte risiko dette medfører.

For Statoil har det vært en overordnet målsetting å forbedre prosjektøkonomien. Etablerte tekniske løsninger har derfor blitt utfordret i prosjektutviklingen og har resultert i vesentlige kostnadsreduksjoner.

Forenklet beskrevet finnes det to ulike løsninger for produksjon av nødvendig kraft til kjølekompressorene:

- Alternativ 1: Kompressorene drives direkte via en aksling hvor det er påsatt en gassturbin. Dette er den tradisjonelle løsningen for tilsvarende anlegg.
- Alternativ 2: Kompressorene drives av store elektromotorer. Dette er et nytt konsept som ikke tidligere er utprøvd i denne skala for LNG-anlegg. Dette krever eget anlegg for el. kraft produksjon, eventuelt at elektrisiteten kjøpes fra nettet.

For LNG-anlegget er høy tilgjengelighet på den valgte tekniske løsning av vesentlig betydning for prosjektets årlige produksjon og dermed for økonomi. Basert på dette ble de tekniske konsept for anlegget nøye analysert tidlig i konseptfasen. Grundige studier og evalueringer utført av LNG industrien, samt Statoil, viser et potensial for øket antall produksjonsdager (ca. 3%) dersom man velger en elektrifisert løsning.

De tekniske utfordringer og risiko forbundet med bruk av elektromotorer som drivkilde for kompressorene, er evaluert og funnet akseptable. Videre er økte investeringskostnader i forhold til gassdrevne kompressorer (ca 600 MNOK) funnet regningssvarende sett i lys av økt LNG-produksjon.

Basert på dette disse analyser og utredninger ble det i første kvartal 2001 besluttet å benytte elektromotorer som drivkilde for kjølekompressorene. Denne beslutningen var grunnlaget for PUD som ble oversendt til OED i september 2001, samt for den videre prosjektering.

2.3 Energiforbruk i LNG-anlegget

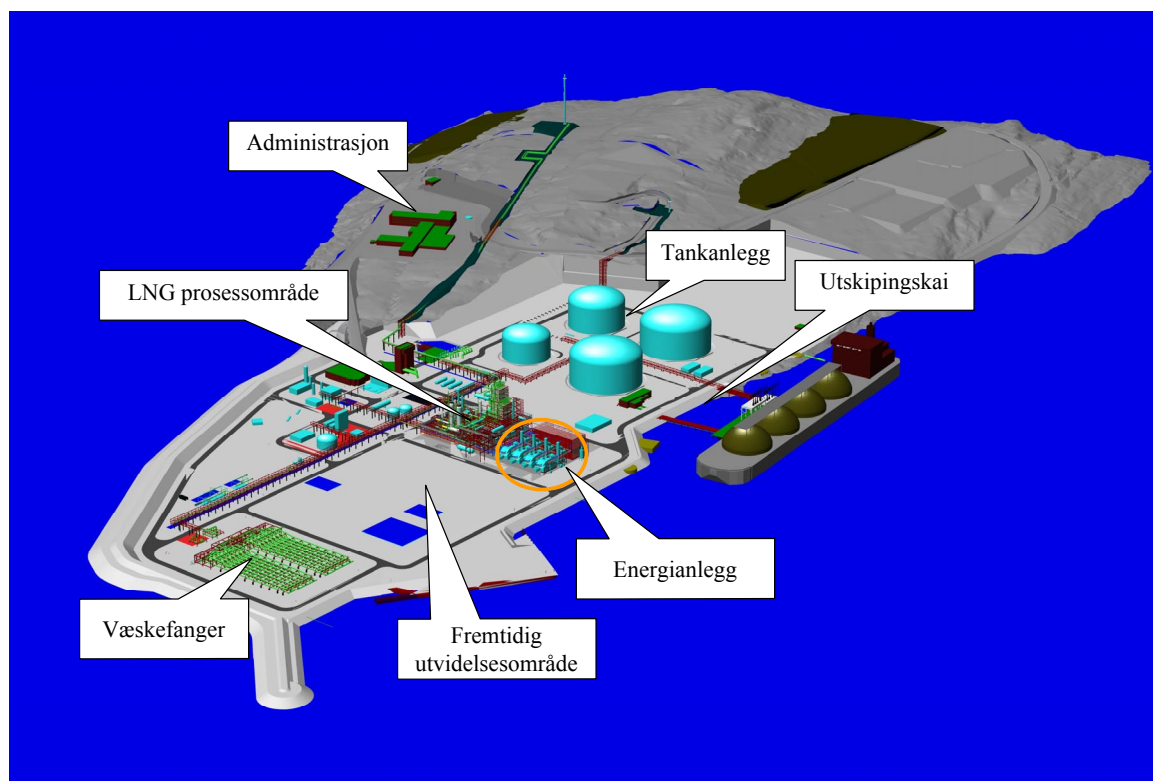
Kuldeanlegget består av 3 kjølekretser: Forkjøling, flytendegjøring og underkjøling, hver med en kompressor. For det aktuelle LNG-anlegget beslaglegger disse kompressorene i størrelsesorden 144 MW av den totale installerte effekten i anlegget i fase 1 av utbyggingen, se tabell 2.1. Hvordan behovet skal dekkes i fase 2 vil det bli tatt stilling til på et senere tidspunkt.

Tabell 2.1: Energiforbruket i LNG-anlegget

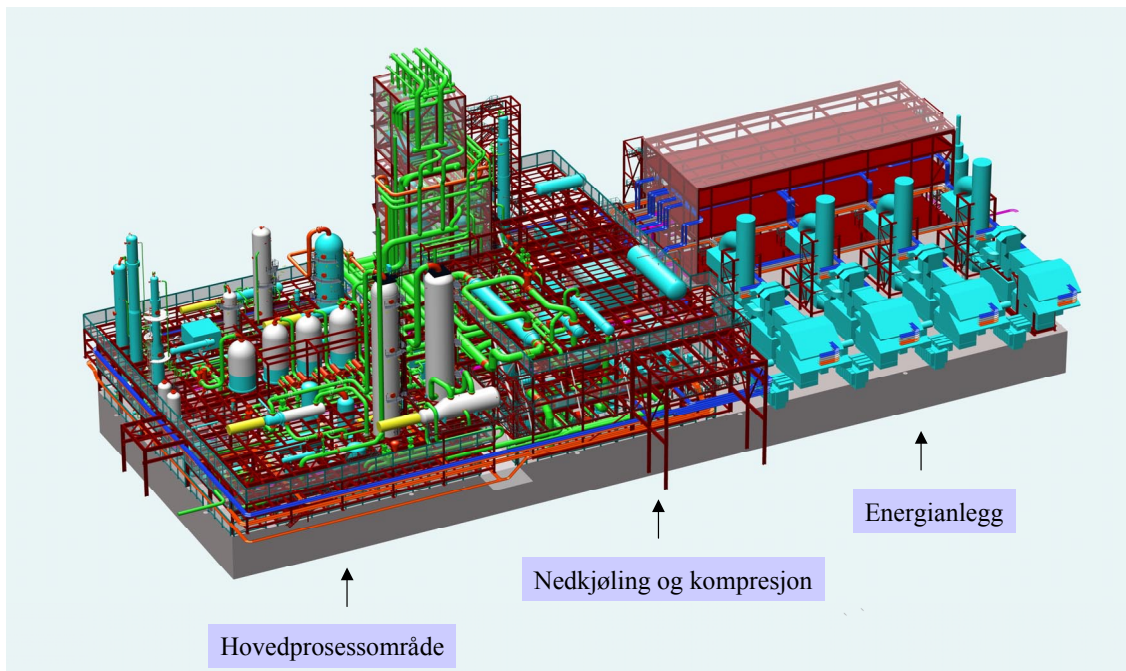
| | 132 kV | 11 kV | Termisk olje 260 °C | Termisk olje 190 °C |
|--|------------------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| Forkjølingskompressor Flytendegjøringskompressor Underkjølingskompressor Pre. Kompresjon Fase 2 | 57 MW 32 MW 55 MW (23 MW) | | | |
| CO ₂ reinjeksjons- kompressor N ₂ CH ₄ kompressor | | 8 MW 9 MW | | |
| Kondensat stabilisering Fraksjonering Tørking | | | 8 MW 12 MW 7 MW | |
| CO ₂ rensing MEG gjenvinning | | | | 69 MW 8 MW |
| Diverse forbrukere | 23 MW | | 16 MW | |
| TOTALT (Fase 2 i parentes) | 184 MW (207 MW) | | 120 MW | |

2.4 Plassering og utforming av Energianlegget

Figur 2.3 viser LNG-anlegget på Melkøya. Energianlegget er vist i figur 2.4.



Figur 2.3: Planskisse over LNG-anlegget på Melkøya. Energianlegget utgjør delen til høyre på prosessanlegget (markert med sirkel).

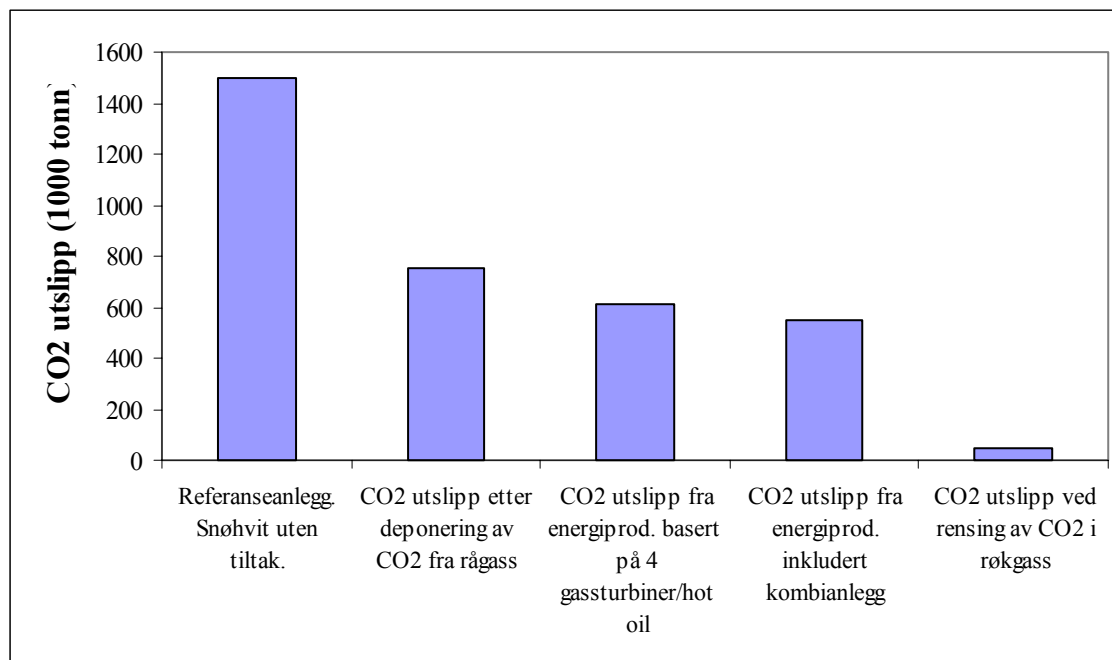


Figur 2.4. Energianlegget (til høyre) som en del av LNG-prosessanlegget.

Bruk av naturgass til produksjon av den energi som LNG-anlegget trenger, medfører utslipp av avgasser, inkludert CO₂.

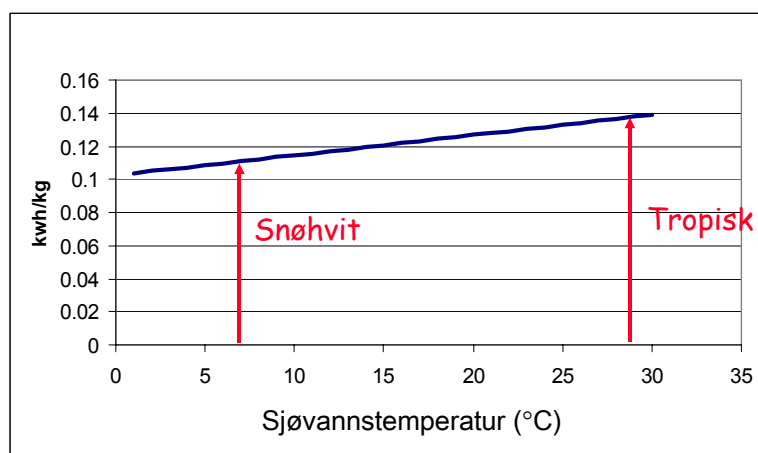
Dersom dagens anvendte teknologi for tilsvarende LNG-anlegg ble valgt for LNG-anlegget på Melkøya, ville dette resultere i utslipp av CO₂ både fra gassturbinen, og fra CO₂ som fjernes fra naturgassen. Utslipp av CO₂-fra gassturbinene på anlegget utgjør ca. 860.000 tonn, mens CO₂ utskilt fra naturgassen utgjør ca. 680.000 tonn.

Alle LNG-anlegg må fjerne CO₂ fra naturgassen før nedkjøling, ellers vil CO₂ fryse og føre til blokkering av varmevekslere, ventiler etc. LNG-anlegget på Melkøya er det første LNG-anlegg (og det første landanlegg i det hele tatt) der CO₂ utskilles fra naturgassen og reinjiseres. På alle andre LNG-anlegg i verden slippes denne CO₂ til atmosfæren. Reinjeksjon av ”produsert” CO₂ på Melkøya, gjøres av miljøhensyn og for å spare CO₂-avgift. Reinjisert CO₂ brukes ikke til trykkstøtte i reservoaret (det er bare aktuelt ved oljeproduksjon). Dette tiltaket bidrar nesten til en halvering av CO₂-utslippene på Melkøya i forhold til en ”normal” utbygging. Denne reduksjonen er vist som differanse mellom kolonne 1 og kolonne 2 på figur 2.5.



Figur 2.5. CO₂ utslipp og tiltakskostnader for ulike tiltak (etter Sintef 2001).

Valg av type gassturbin vil påvirke størrelsen på CO₂ utslippene fra LNG produksjon, og for Snøhvit bidrar Energianlegget med ca 95% av CO₂ utslippene. En oversikt over utslippsreduksjoner for noen aktuelle tiltak er presentert over (figur 2.5). Den valgte prosessen vil, selv uten reinjeksjon av CO₂ fra reservoaret, være verdens mest effektive LNG-anlegg hva gjelder CO₂ utslipp pr. produsert enhet. Dette skyldes optimaliseringer og teknologivalg, samt geografisk betingede forhold med hensyn til energiproduksjon. Som vist i figur 2.6 bidrar kalde klimatiske forhold (lav gjennomsnittlig lufttemperatur og kaldt vann) til at LNG-anlegget på Melkøya krever 20% mindre energi enn LNG-anlegg i tropiske strøk.



Figur 2.6. Sjøvannstemperaturens påvirkning av kraftbehov ved nedkjøling til LNG (Sintef 2001).

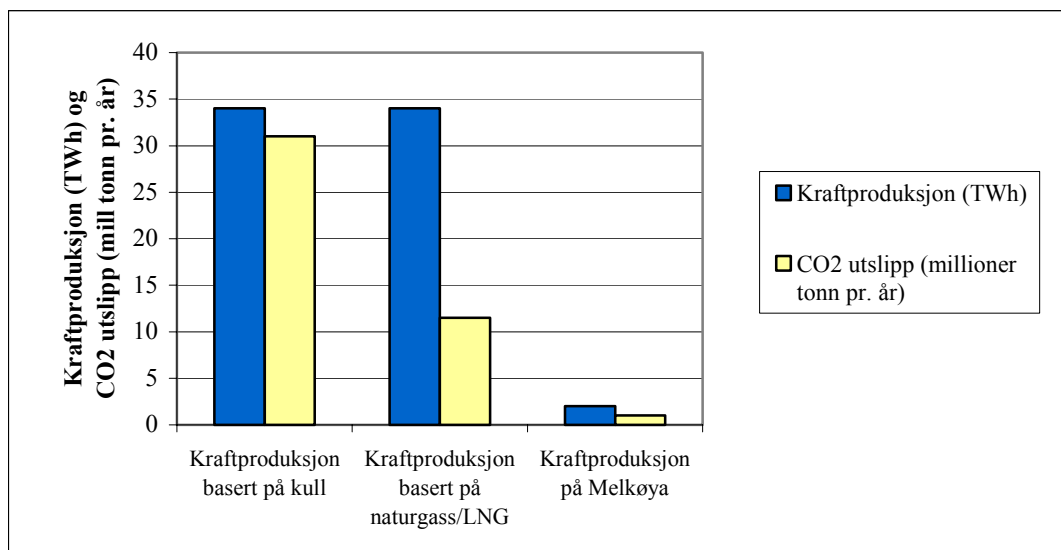
En ytterligere reduksjon i CO₂-utslippene kan oppnås ved å velge utstyr som øker el-virkningsgraden for Energianlegget – eller ved å benytte utstyr for innfangning og deponering av CO₂ fra røykgassen. Bare el-virkningsgraden påvirker CO₂-utslippet på LNG-anlegget, så lenge man har et varmeoverskudd.

De valgte gassturbinene har meget høy el-virkningsgrad (41%). El-virkningsgraden kan likevel økes noe ved å introdusere en dampsyklus ved å installere et såkalt ”kombianlegg”, der noe mer av varmen i røykgassen brukes til produksjon av el i en dampturbin. Dette vil kunne redusere CO₂-utslippene med i størrelsesorden 50.000 tonn pr. år.

Hvis man ser bort fra forutsetningen om at Energianlegget kun skal produsere kraft og varme nødvendig for LNG-produksjonen vil man kunne øke virkningsgraden ytterligere ved at turbinene går på full last, dermed produsere el for leveranse til nett, og ikke dellast slik det er forutsatt i dag.

For å redusere CO₂ utslippene ytterligere må en utføre rensiltak ved innfangning av CO₂ fra avgass. Ved CO₂-innfangning og deponering er det mulig å oppnå 90% reduksjon av utslippene. Den totale anleggskostnaden vil da øke med 2,8-3,0 milliarder kroner, noe som vil representere en tiltakskostnad pr. tonn CO₂ i størrelsesorden 410 kr. Denne type tiltak er diskutert i mer detalj i kapittel 4.

Bruk av naturgass for energiproduksjon betraktes som et miljøvennlig alternativ i forhold til bruk av andre fossile energikilder. For å kunne nyttiggjøre gass til kraftgenerering i områder lokalisert langt fra feltene hvor gassen produseres, er det nødvendig å tilrettelegge for transport i flytende form (LNG). Denne prosessen krever energi, og med gass som energikilde for framstilling av nødvendig energi for LNG produksjon medfører dette utslipp til luft på produksjonsstedet. For å synliggjøre det totale bildet av utslipp fra LNG produksjon og kraftgenerering ved bruk av naturgass/LNG er dette sammenlignet med tilsvarende kraftgenerering fra kull (figur 2.7). Denne sammenligningen viser at netto reduksjon i utslipp til luft er betydelig. Energiproduksjonen knyttet til LNG produksjon og transport bidrar forholdsvis lite. Dette viser videre at LNG produksjon for bruk til energiformål gir en betydelig positiv global effekt i reduksjon av klimagassutslipp – selv om dette medfører høyere nasjonale utslipp i det landet hvor LNG produseres.



Figur 2.7. Relativ sammenligning av CO₂-utslipp fra kraftproduksjon basert på kull og naturgass. Forutsetter at LNG fra Snøhvit omgjøres til elkraft i et kombikraftverk.

2.5 Utbygningsplaner for Energianlegget

Energianlegget vil forsynes med gass i rørledning fra Snøhvit-feltet. Gassen forbehandles tilsvarende som for prosessering til LNG før den mottas i Energianlegget.

Energianlegget vil produsere nødvendig energi i form av elektrisk energi og termisk energi (varme) for drift av LNG-prosesseringsanlegg, samt dekke øvrig behov i Snøhvit utbyggingen inklusive bygningsmasse, kaianlegg, belysning, etc. Energiproduksjonen vil til enhver tid være i balanse med energibehovet på LNG-anlegget.

Forutsetningene for valg av energisystem er:

- LNG-anlegget skal være selvforsynt med energi
- Anlegget skal ha momentan reserveforsyning tilgjengelig
- Anlegget skal ha høy tilgjengelighet
- Anlegget skal ha høy virkningsgrad
- Anlegget skal ha lave utslipp til luft og vann

Energianlegget slik det er designet utnytter restvarmen i gassturbinenes eksosgass. Alle gassturbinene er utstyrt med varmegjenvinningsenheter som benyttes for generering av prosessvarme. Distribusjon av prosessvarme rundt i LNG-anlegget skjer ved bruk av varm olje ("hot oil") som energibærer.

Det valgte energisystemet betegnes som et kraftvarmeverk eller CHP ("Combined Heat and Power"). Anlegget har en høy virkningsgrad og er en effektiv måte å utnytte gass for energiproduksjon.

Energianleggets kjølevannsbehov er marginalt i forhold til de mengder som forbrukes i selve LNG-anlegget. Det vil bli etablert et felles kjølevannssystem for Energianlegget og prosessanlegget, hvor energianleggets kjølebehov utgjør ca. 2 % av det totale kjølevannsutslippet fra Melkøya. Virkningen av kjølevannsutslippet er beskrevet i KU for Snøhvit LNG.

For å sikre høy regularitet og leveringssikkerhet på energiforsyningen til LNG-anlegget er det under planlegging en ny 132 kV linje mellom Skaidi og Melkøya.

3 Energiløsninger

Energianlegget dimensjoneres i henhold til de krav som settes av prosessanlegget i forhold til energimengde og leveringssikkerhet/regularitet.

Anlegget har ved oppstart et effektbehov på 184 MW elektrisk kraft og 120 MW termisk energi (varme). Etter anslagsvis 5-7 år med produksjon er det forventet at trykket i gassreservoaret vil synke. For å opprettholde konstant gasstrykk inn i LNG-anlegget medfører dette behov for ytterligere 23 MW.

Det er imidlertid forbundet med usikkerhet når det økte effektbehovet vil oppstå, da dette avhenger av reservoarenes karakteristikk og driftsmønsteret i produksjonsfasen.

- Fase 1: Gjelder fra oppstart av anlegg (184 MW el og 120 MW varme)
- Fase 2: Gjelder fra det tidspunkt hvor ytterligere 23 MW er påkrevd (207 MW el og 120 MW varme).

Overgang mellom fase 1 og fase 2 betinger videre analyser angående energiforbruk og effektreserve. Dette kan medføre at fase 2 fremskyndes, eller reservoaret kan utvikle seg på en slik måte at fase 2 forskyves ut i tid.

Det er utredet teknisk løsning for de to fasene, men endelig valg av løsning for fase 2 vil bli besluttet på et senere tidspunkt, og forelagt NVE.

3.1 Vurderte alternative løsninger for gassbasert produksjon av elkraft og varme

For produksjon av elektrisk kraft oppnår man høy effektivitet ved bruk av gassturbiner. Det finnes prinsipielt tre ulike alternativer for hvordan man kan benytte gassturbiner for energiproduksjon:

- Alternativ 1 - Kombikraftverk ("Combined cycle") – optimal el produksjon ved hjelp av gassturbin og dampturbin og har høy elektrisk virkningsgrad
- Alternativ 2 - Kraftvarmeverk ("Combined Heat and Power" (CHP)) - er karakterisert med høy grad av integrasjon mellom energiproduksjon og varmeforbruker, og har høy totalvirkningsgrad
- Alternativ 3 - Gassturbin drevet el. generator ("Simple cycle") - har lavest grad av integrasjon og lavest totalvirkningsgrad

Alternativ til gassbaserte løsninger er elkraft importert fra nettet. Elkraftalternativet er belyst i kapittel 3.2.3.

Et kombikraftverk karakteriseres ved at restvarme i eksosgassen benyttes for produksjon av damp, som videre benyttes for el. produksjon i en dampturbin.

I en "Simple cycle" benyttes kun den mekaniske energien som produseres av gassturbinen til kraftgenerering. Den varme eksosgassen slippes direkte til atmosfære, noe som medfører lav totalvirkningsgrad for slike anlegg. Siden LNG-anlegget på Melkøya, i tillegg til behov for mekanisk kraft også har behov for betydelig varmemengde, vil ikke "simple cycle" være et egnet alternativ. Prosessens varmebehov må dekkes av for eksempel fyrte kjeler.

Et kraftvarmeverk leverer prosessvarme for å dekke nødvendig behov. Elektrisitetsproduksjonen er bundet i forhold til varmeproduksjonen. For anlegget som er planlagt installert på Melkøya vil prosessvarme genereres ved å utnytte varmen i gassturbinenes eksosgass. Eksosgassen vil varme opp en termisk olje ("Hot Oil") som er energibærer som sirkulerer i lukket sløyfe gjennom varmegjenvinningsenheten og rundt til forbrukere i prosessanlegget. Eventuell overskytende varme utover det som prosessen bruker kan benyttes i en dampsyklus for å produsere mer elkraft.

3.1.1 Bakgrunn for valg av løsning for energi produksjon

De viktigste rammene for utforming av Energianlegget oppsummeres stikkordsmessig slik;

- Lave investeringskostnader og lave livsløpskostnader (NPV)
- Lave utslipp
- Bruk av beste tilgjengelige teknikker ("Best Available Technology", BAT)
- Minimere risiko for totalhavari og derpå følgende produksjonstap i LNG-anlegget ved å velge tilpassede reserve-energiløsninger
- Energisystemet og LNG-anlegget skal være best mulig balansert mhp. energiforbruk og -produksjon
- Effektreserve skal dimensjoneres i forhold til variasjoner i luft og sjøvannstemperatur samt luftfuktighet
- Bruk av kraft fra linjenettet som reserve el. forsyning (n-1)
- Tilstrekkelig reserve i systemet for varmeproduksjon
- Energianlegget skal kunne bygges integrert hos leverandør på prosesslektre og fraktes til anlegget
- Bruk av gassturbiner med lav-NO_x brennkammer teknologi, samt effektiv varmegjenvinning fra røykgassen
- Bevisst forhold til kompleksitet og standardisering
- Høy fleksibilitet ved vedlikehold og reparasjon
- Bruk av godt utprøvd gassturbinteknologi.

Med basis i disse kriterier har man foretatt en vurdering av de tekniske løsningene i tabell 3.1.

Tabell 3.1. Oppsummering av vurderinger for de ulike energiløsningene.

| Alternativ | Kraftvarmeverk | Kombikraftverk | Simple Cycle | Kraft fra nettet |
|--------------------------------|----------------|----------------|--------------|------------------|
| Kriterier | | | | |
| Investeringskostnad | Medium | Høy | Lav | Medium/Høy |
| Utslipp Note 1 | Medium | Medium | Høy | Lav Note 2 |
| BAT | Ja | Ja | Nei | Ja |
| Teknisk risiko | Medium | Høy | Medium/Lav | Lav |
| Balanse i energi-produksjon | Ja | Ja | Nei Note 2 | Nei Note 3 |
| Linjenett som reserveforsyning | Ja | Nei | Ja | NA |
| Nok varme-produksjon | Ja | Ja | Ja | Ja |
| Pre-fabrikasjon | Ja | Nei | Ja | NA |
| Lav NOX og varmegjenvinning | Ja | Ja | Ja | Ja |
| Kompleksitet | Medium | Medium | Medium | Medium |

Note 1: Utslipp pr. produsert MWh el og varme

Note 2: Basert på vannkraft. Dagens kraftsituasjon er imidlertid at økt forbruk Norge innebærer økt import av elkraft fra andre nordiske land som skaffes til veie hovedsakelig med fossile brenslere som energikilde. Overføringstap i linjenett kommer i tillegg

Note 3: Krever egen installasjon for produksjon av termisk energi

3.1.2 Alternative gassturbinkonfigurasjoner

For å dekke LNG-anleggets energibehov på henholdsvis 184 MW elkraft og 120 MW varme, er en rekke typer gassturbiner utredet som mulige alternativer for kraftproduksjon. Tabellen nedenfor viser et utvalg av leverandører og typer gassturbiner som er vurdert.

Tabell 3.2: Et utvalg av de gassturbiner som har vært vurdert for prosjektet

| Leverandør | Maskin type | Total virkningsgrad % | Kan bygges integrert på prosesslekker | Relativ drift kompleksitet (1 angir minst kompleksitet) | Konsekvens for LNG produksjon ved feil på en gass turbin eller damp turbin Note 1 |
|-------------------------|------------------------|-----------------------|---------------------------------------|---|---|
| General Electric | 4 stk LM6000PD | 67,9 | Ja | 1 | Ingen stans i LNG produksjon |
| Siemens | 1 stk GUD 94.2 | 68,5 | Nei | 3 | Stans i LNG produksjon |
| Siemens | 2 stk GUD 64.3A | 69,0 | Nei | 3 | Stans i LNG produksjon |
| ABB | 1 stk GT11N2 | 68,0 | Nei | 3 | Stans i LNG produksjon |
| General Electric | 1 stk Frame 9 | 68,4 | Nei | 3 | Stans i LNG produksjon |

Note 1. 50 MW momentan effektreserve kan trekkes fra linjenettet.

En løsning basert på en stor gassturbin (Frame 9) er diskutert i kapittel 3.2.1.

3.1.3 Valg av konsept

Følgende konsept for Energianlegget ble valgt som basis i den utbyggingsløsningen som lå til grunn for PUD:

- 4+1 stk LM6000PD turbogeneratorer, med lav-NO_x brennkammersystem, for produksjon av elektrisk energi. Det er satt av plass for en femte turbogenerator, LM6000PD. Anleggets 5 turbogeneratorer forutsettes å drives på dellast slik at anleggets kraftbehov er i balanse.
- Varmegjenvinningsenhet i eksoskanal på hver av turbogeneratorene. Bruk av termisk olje som prosessvarmebærer.

Linjenettet i Finnmark kan benyttes som reservekilde dersom en av anleggets egne turbogeneratorer er ute av drift pga feil eller vedlikehold. Dette sikrer en n-1 konfigurasjon i kraftforsyningen av anlegget (dvs utfall av en enhet ikke medfører underskudd i kraftleveranse til LNG-anlegget). Videre har man tilgjengelig tilstrekkelig varmeproduksjon i de resterende 3 av 4 varmegjenvinningsenhetene.

For å øke anleggets totale virkningsgrad kan det vurderes økt elektrisitetsproduksjon i anlegget ved å sette inn en dampturbin som drives av damp produsert fra restvarmen som ikke nyttiggjøres i prosessanlegget.

3.1.4 Alternative løsninger innenfor valgt konsept

3.1.4.1 Alternativ 1 for fase 1 (Alternativ 1.1)

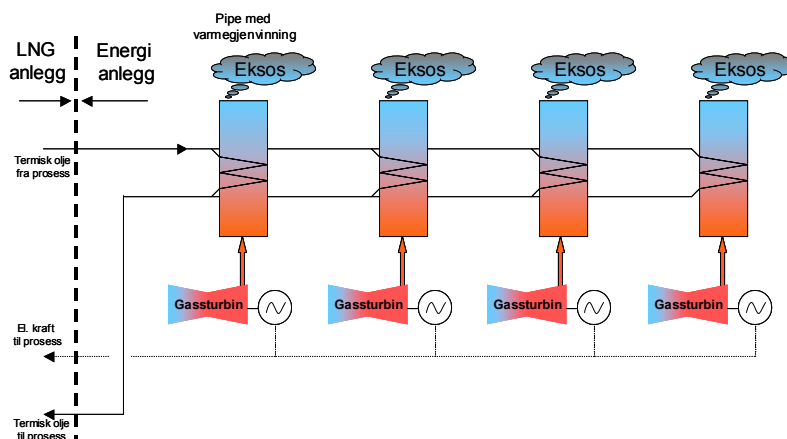
Alternativ 1 for fase 1 består av 4 x LM6000PD gassturbiner med varmegjenvinningsenheter montert i gassturbinens eksoskanal. Hver turbogenerator har ved oppstart av anlegget en genereringskapasitet på 46 MW el og varmegjenvinningsenheten er designet for å gjenvinne opp til 42 MW. Under normale driftsforhold vil alle 4 turbogeneratorene være i drift.

Gjenvunnet varme fra 3 gassturbiner overført til ”hot oil”, ved 260 °C, dekker varmebehovet i LNG prosessen, samt oppvarming av administrasjonsbygg og snøsmelting i vinterhalvåret (vinterisering). Varme fra den fjerde gassturbinen benyttes ikke til produksjon av prosessvarme, men benyttes som reserve for varmegjenvinningsenhetene ved vedlikehold og feil på de 3 andre enhetene. I praksis vil som regel alle varmegjenvinningsenhetene opereres på redusert kapasitet ved normal drift, tilsvarende full kapasitet på tre stykker, da dette gir en mest optimal driftsituasjon.

Gjenvinning av varme i eksosgassen fra gassturbinen skjer ved at termisk olje pumpes gjennom en rørsøyfe som er montert i eksoskanalen (figur 3.1). Eksosgassen ut fra gassturbinen har en temperatur på ca. 450 °C, og denne varmen benyttes for oppvarming av den termiske oljen til 260 °C. Den varme oljen føres i en lukket krets ut til alle varmebrukerne i anlegget, og returnerer tilbake til varmegjenvinningsenheten med en temperatur på ca. 140 °C.

LNG-anleggets totale elektriske effektbehov er på 184 MW, tilsvarende ytelsen på 4xLM6000PD turbogeneratorer. Under normal drift vil LNG-anlegget dermed være selvforsynt med elektrisk kraft. Under gitte temperaturbetingelser (varmt) vil det være et effektunderskudd i forhold til 100% LNG produksjon. Dette vil kompenseres ved at LNG produksjonen vil måtte reduseres i det gitte tidsrom.

Anlegget vil være tilkopledd linjenettet i Finnmark. Denne tilkoplingen skal også fungere som reservekraftkilde, og kan forsyne anlegget med nødvendig effekt dersom en av anleggets 4 gassturbiner er ute av drift. Under normal drift vil det ikke være kraftutveksling mellom Energianlegget på Melkøya og linjenettet i Finnmark, da el. produksjonen i anlegget til enhver tid vil reguleres i forhold til LNG-anleggets behov.



Figur 3.1: Alternativ 1, fase 1

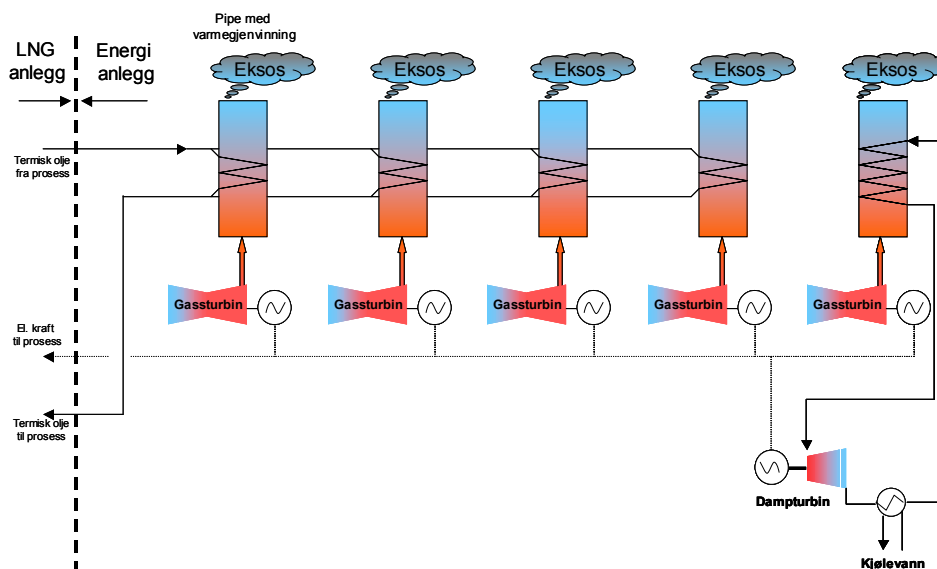
Denne konfigurasjonen er enkel og gir høy tilgjengelighet for anlegget. Løsningen har i samspill med linjenettet installert tilstrekkelig genereringskapasitet til å dekke LNG-anleggets energibehov ved feil/stans av et turbogenerator sett. Det er tilstrekkelig med full produksjon fra 3 av 4 varme produsenter, og linjenettet er reserve for tapet av 46 MW el.

3.1.4.2 Alternativ 1 for fase 2 (Alternativ 1.2)

Alternativ 1 for fase 2 er en påbygning av allerede installert løsning i fase 1. Utover de allerede installerte 4 x LM6000PD gassturbinene som beskrevet som alternativ 1.1 installeres det en femte LM6000PD.

Da det i fase 2 ikke oppstår nye varmebrukere, men kun er en økning i det elektriske effektbehovet, vil det ikke være hensiktsmessig å gjenvinne restvarmen i eksosgassen for oppvarmingsformål.

For å utnytte restvarmen fra den femte gassturbinen har man derfor valgt å utforme denne som et kombikraftverk, dvs å oppnå en høyere el-virkningsgrad, ved å benytte tilgjengelig varme. Restvarme i eksosgass blir da gjenvunnet ved at det produseres damp i varmegjenvinningsenheten. Denne dampen benyttes videre til produksjon av elektrisk kraft i en dampturbin.



Figur 3.2: Alternativ 1, fase 2

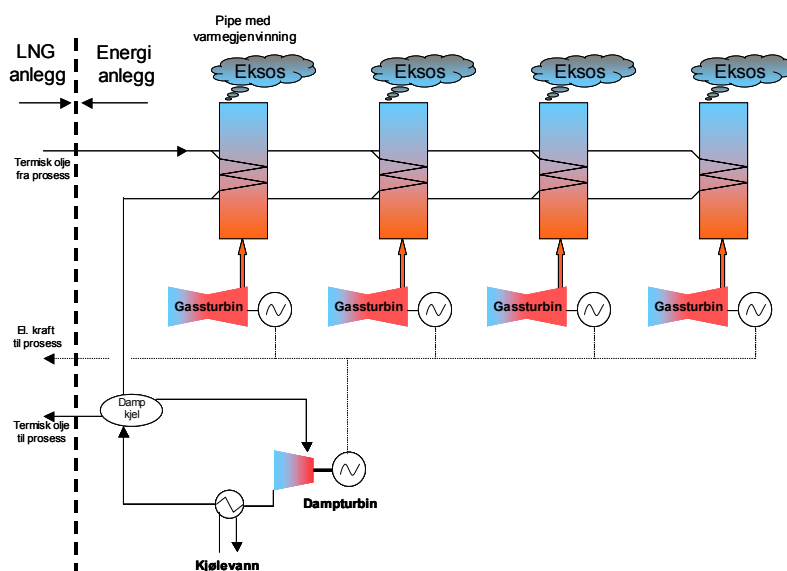
Denne løsningen sikrer at LNG-anlegget er selvforsynt med elektrisk og termisk energi for prosjektets levetid.

3.1.4.3 Alternativ 2 for fase 1 (Alternativ 2.1)

Alternativ 2 for fase 1 er i utgangspunktet nokså likt Alternativ 1.1. For å øke anleggets totalvirkningsgrad, og utnytte varmen fra den fjerde gassturbinen installeres en dampkrets for produksjon av ytterligere 14 MW elektrisk kraft.

Damp produseres ved at den termiske oljen først varmes opp til 305 °C, og deretter avgir varme til å produsere damp i en dampkjel ved at man utnytter temperaturnivået mellom 305 – 260 °C. Oljen med en temperatur på 260 °C føres deretter gjennom et lukket system ut til alle varmebrukerne i prosessanlegget. Oljen returnerer fra prosessen med en temperatur på 132-138 °C og kjøles videre ned til 123 °C ved at fødevann til dampkjel forvarmes.

LNG-anleggets totale elektriske effektbehov er på 184 MW, tilsvarende ytelsen på 4xLM6000PD turbogeneratorene. Inkludert en dampturbin vil det totalt være installert en genereringskapasitet i anlegget på 198 MW.

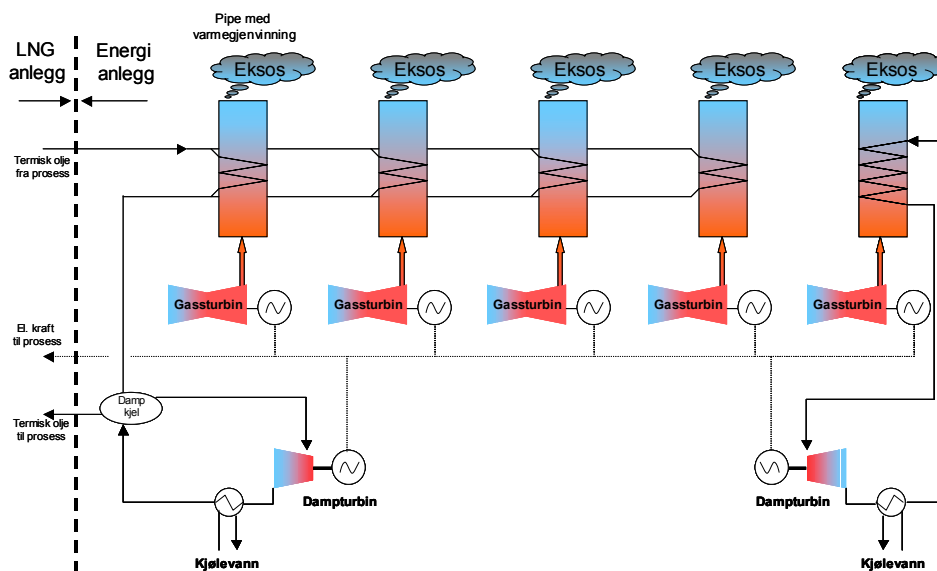


Figur 3.3: Alternativ 2, fase 1

Denne konfigurasjonen er driftsteknisk noe mer kompleks ettersom man har innført en dampsyklus. Løsningen har i samspill med linjenettet installert tilstrekkelig genereringskapasitet til å dekke LNG-anleggets energibehov ved feil/stans av et turbogenerator sett. Det er tilstrekkelig med 3 av 4 varmeproducenter, og linjenettet er reserve for tapet av 46 MW el.

3.1.4.4 Alternativ 2 for fase 2 (Alternativ 2.2)

Alternativ 2 for fase 2 er en påbygning av allerede installert løsning i fase 1. Utover de allerede installerte 4 x LM6000PD gassturbinene og dampturbin som beskrevet som alternativ 2.1, installeres det en femte LM6000PD. Generelle forhold er ellers som beskrevet for Alternativ 1.2 om effektbehov osv., og restvarme utnyttes på tilsvarende måte ved å utforme den femte turbinen som et kombikraftverk, hvor dampen benyttes til produksjon av elektrisk kraft vha. en dampturbin. Et alternativ til et kombikraftverk for den femte gassturbinen er at den fullt ut integreres i det eksisterende varmoljesystemet, med en tilhørende dampturbin for produksjon av elektrisitet. En slik løsning vil ha samme ytelse og virkningsgrad som et rent kombikraftverk, men bidrar til økt standardisering av anlegget.



Figur 3.4: Alternativ 2, fase 2

Denne løsningen sikrer at LNG-anlegget er selvforsynt med elektrisk og termisk energi gjennom hele prosjektets levetid, og med og høy tilgjengelighet på energileveransen til LNG-anlegget.

Konfigurasjonen er driftsteknisk noe mer kompleks ettersom man har innført en dampsyklus. Løsningen har i samspill med linjenettet installert tilstrekkelig genereringskapasitet til å dekke LNG-anleggets energibehov ved feil/stans av et turbogenerator sett. Det er tilstrekkelig med 3 av 4 varmereprodusenter, og linjenettet er reserve for tapet av el. genereringskapasitet.

Denne løsningen utnytter fullt ut anleggets varmegjenvinningskapasitet. Man har den høyeste andel av el. produksjon, noe som medfører at løsningen har høyest elektrisk virkningsgrad.

3.1.5 Tekniske forhold og virkningsgrad

Virkningsgraden beskriver utnyttelsen av energien i brenselet. To ulike virkningsgrader benyttes for å beskrive dette: Elektrisk/mekanisk- og totalvirkningsgrad.

For en gitt varmereproduksjon (Q) så beskriver elektrisk/mekanisk virkningsgrad teknisk godhet¹. Totalvirkningsgrad beskriver ikke teknisk godhet fordi denne virkningsgraden øker jo mer varme (Q) i forhold til kraft som produseres.

I LNG-prosessen på Melkøya er både kraftbehovet (P) og varmebehovet (Q) gitt. Det betyr at kriteriet for å vurdere teknisk godhet vil være kraftproduksjon i forhold til brenselforbruk, dvs elektrisk/mekanisk virkningsgrad. Dette illustreres ved at totalvirkningsgraden for LNG-anlegget ville økt dersom en hadde valgt en mer varmekrevende CO_2 -fjerningsprosess. Dette

¹ Teknisk godhet vil i praksis også omfatte andre forhold som NO_x -utslipp, tilgjengelighet og pålitelighet

ville vært en prosess- og energimessig dårligere løsning, selv om totalvirkningsgraden hadde vært høyere.

Under forutsetning av at det er et varmeoverskudd i prosessen, er det bare elektrisk virkningsgrad som innvirker på fyrgassbehov og CO₂-utslipp for LNG-prosessen. For å minimalisere fyrgassbehov og CO₂-utslipp pr. produsert enhet LNG, er det derfor bare nødvendig å vurdere elektrisk/mekanisk virkningsgrad for de ulike alternativene.

Tabellen nedenfor oppsummerer de ulike tekniske parametere som karakteriserer de ulike alternativene.

Tabell 3.2: Oppsummering av tekniske parametere for alternativ 1 og 2

| | ALTERNATIV 1 | | | | ALTERNATIV 2 | | | |
|--|--------------------|---------------------|---|---------------------|--------------------------------|---------------------|--|---------------------|
| | A.1.1 Fase 1 | | A.1.2 Fase 2 | | A.2.1 Fase 1 | | A.2.2 Fase 2 | |
| | DEL- PRODUKSJON | FULL- PRODUKSJON | DEL- PRODUKSJON | FULL- PRODUKSJON | DEL- PRODUKSJON | FULL- PRODUKSJON | DEL- PRODUKSJON | FULL- PRODUKSJON |
| | 4 x LM6000 PD | | 4 x LM6000 PD + 1 x LM6000 PD m/damp turbin | | 4 x LM6000 PD m/damp turbin | | 4 x LM6000 PD m/damp turbin 1 x LM6000 PD m/damp turbin | |
| FORBRUK | | | | | | | | |
| El. Kraft til LNG-anlegg [MW] (1) | 184 | 184 | 207 | 207 | 184 | 184 | 207 | 207 |
| Tilgjengelig El.kraft for innmating [MW] (2) | 0 | 0 | 0 | 34 | 0 | 14 | 0 | 48 |
| Varme, LNG prosess [MW] (3) | 120 | 120 | 120 | | 120 | 120 | 120 | 120 |
| Innfyrt energi [MW] (4) | 448 | 448 | 515 | 560 | 419 | 448 | 500 | 560 |
| PRODUKSJON | | | | | | | | |
| Produsert el. kraft [MW] (5) | 184 | 184 | 207 | 241 | 184 | 198 | 207 | 255 |
| Installert effekt [MW] | 184 | 184 | 241 | 241 | 198 | 198 | 255 | 255 |
| Energiproduksjon el [GWh] (8000 h) | 1457 | 1457 | 1639 | 1909 | 1457 | 1568 | 1639 | 2020 |
| Energiproduksjon varme [GWh] | 950 | 950 | 950 | 950 | 950 | 950 | 950 | 950 |
| VIRKNINGSGRAD | | | | | | | | |
| Elektrisk virkningsgrad [%] (6) | 41,1 | 41,1 | 40,2 | 43,0 | 43,9 | 44,2 | 41,4 | 45,5 |
| Total virkningsgrad [%] (7) | 67,9 | 67,9 | 63,5 | 64,5 | 72,6 | 71,0 | 65,4 | 67,0 |

- Note:
1. Forventet el. forbruk
 2. Tilgjengelig overskuddskraft for mulig innmating til nett
 3. Forventet varme forbruk
 4. Basert på LHV (Lower Heating Value) på 41797 kJ/kg
 5. Total el. produksjon i energisystemet.
 6. Produsert el. dividert på innfyrt energi
 7. Beregnet iht. IPPC BREF Dokument: (elektrisk+mekanisk+termisk energi)/innfyrt energi

Basis for tallene gitt i tabellen ovenfor viser produksjon og virkningsgrader ved delproduksjon, som dekker LNG-anleggets energibehov, og ved full produksjon som gir et effektoverskudd i forhold til LNG-anleggets behov. Dersom det produseres mer elektrisk energi enn hva LNG-anlegget forbruker, og den overskytende energien mates inn i linjenettet, kan en fra tabell 3.2 se at den elektriske virkningsgraden øker med 3-4% avhengig av alternativ.

Alternativ 1, fase 1 er det enkleste konseptet med færrest komponenter. Imidlertid er totalvirkningsgraden 4,7% lavere enn for alternativ 2 fase 1, som benytter tilgjengelig restvarme for elkraftproduksjon.

Totalvirkningsgraden for de ulike alternativene ligger i området mellom 65-73%, avhengig av løsning. Dersom det hadde vært mulig å nyttegjøre all restvarme i eksosgassen fra gassturbinene til oppvarmingsformål kunne det teoretisk vært mulig å oppnå en totalvirkningsgrad på i størrelsesorden 78 %. Dette beskriver imidlertid ikke teknisk godhet i anlegget (se ovenfor).

Mulighet for etablering av fjernvarmesystem i Hammerfest er utredet og dokumentert i en annen del av denne konsekvensutredningen (ref kap. 5.4). Et fjernvarmeforbruk på ca 4MW vil påvirke totalvirkningsgraden for anlegget med i størrelsesorden 0,8-0,9 %.

3.1.6 Økonomi

Det er sett på kostnader og innvirkning på prosjektets totaløkonomi for de ulike alternativene. Alternativ 1, fase 1 (A.1.1) er benyttet som referanse, da dette alternativet har lavest investeringskostnad og har den enkleste tekniske løsning med færrest komponenter. Økt investeringskostnad for alternativ 2.1 for første fase er på ca 143 mill kroner. For alternativene i fase 2 (A.1.2 og A.2.2) er økte investeringskostnader henholdsvis 544 og 653 millioner kroner.

Inntekt fra levering av el til nettet gir et positivt bidrag til prosjektets økonomi på hhv 10 og 29 MNOK etter skatt for alternativ A.2.1 (første fase) og A.2.2. Nåverdi er beregnet ved 10% diskonteringsrate og forutsetter kontinuerlig innmating av overskuddskraft til nettet.

3.1.7 Utslipp til luft

Tabellen nedenfor oppsummerer utslipp til luft for de ulike alternativene ved 330 dager produksjon pr. år.

Tabell 3.3: Sammenlikning av utslipp til luft for alternativ 1 og 2

| | ALTERNATIV 1 | | | | ALTERNATIV 2 | | | |
|--|--------------------|---------------------|--|---------------------|-------------------------------|---------------------|--|---------------------|
| | A.1.1 Fase 1 | | A.1.2 Fase 2 | | A.2.1 Fase 1 | | A.2.2 Fase 2 | |
| | 4 x LM6000 PD | | 4 x LM6000 PD + 1 x LM6000 PD m/dampturbin | | 4 x LM6000 PD m/dampturbin | | 4 x LM6000 PD m/dampturbin 1 x LM6000 PD m/dampturbin | |
| | DEL- PRODUKSJON | FULL- PRODUKSJON | DEL- PRODUKSJON | FULL- PRODUKSJON | DEL- PRODUKSJON | FULL- PRODUKSJON | DEL- PRODUKSJON | FULL- PRODUKSJON |
| Utslipp til luft | | | | | | | | |
| CO ₂ [tonn/år] | 758.000 | 758.000 | 871.000 | 947.000 | 709.000 | 758.000 | 846.000 | 947.000 |
| CO ₂ [kg/tonn produsert LNG og LPG] | 168 | 168 | 193 | 210 | 158 | 168 | 188 | 210 |
| CO ₂ [kg/kWh e.] | 0,52 | 0,52 | 0,53 | 0,50 | 0,49 | 0,48 | 0,52 | 0,47 |
| CO ₂ [kg/kWh el. og varme] | 0,31 | 0,31 | 0,34 | 0,33 | 0,29 | 0,30 | 0,33 | 0,32 |
| NO _x [tonn/år] | 557 | 557 | 641 | 697 | 522 | 557 | 622 | 697 |

Tabellen ovenfor viser at alternativ 2 har et lavere CO₂ og NO_x utslipp sammenlignet med alternativ 1. Dette skyldes at løsningen med dampturbin bedre utnytter energien i brenselet, dvs. krever mindre innfyrt gass for å gi ønsket effekt.

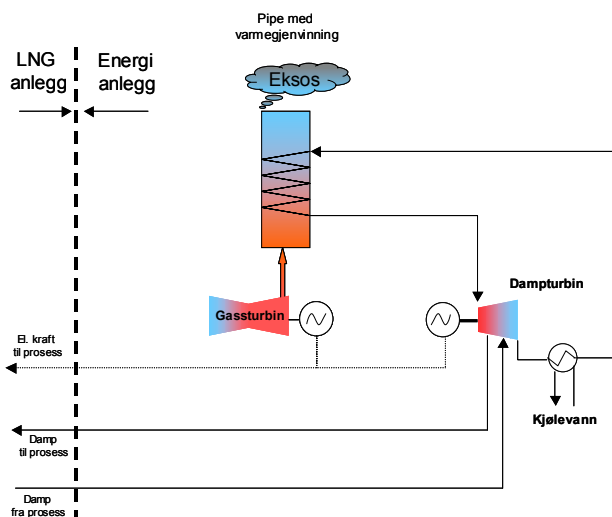
Som tidligere drøftet, er det for alternativ 2 benyttet damp for å øke anleggets virkningsgrad ved å produsere el. kraft vha tilgjengelig restvarme fra gassturbinene.

Tabell 3.3 viser økt CO₂-utslipp for de alternativ som betegnes som ”full produksjon”. Årsaken til det økte utslippet er at gassturbinene produserer mer elektrisk energi enn hva som forbrukes i LNG-anlegget, og det økte utslippet er dermed relatert til den energien som mates inn i linjenettet.

3.2 Alternative konsepter

3.2.1 Bruk av gassturbin av ”industriypen”

Bruk av en stor gassturbin av ”industriypen”, slik som aktuelt for Naturkraft og Industrikraft Midt Norge, medfører installasjon av en betydelig overkapasitet i el. produksjon.



Figur 3.5: *Energianlegg bestående av en stor gassturbin*

Anlegget består av en stor gassturbin med varmegjenvinningsenhet montert i gassturbinens eksoskanal. Restvarme i eksosgassen gjenvinnes ved at damp produseres i varmegjenvinningsenheten. Dampen benyttes videre til produksjon av elektrisk kraft vha. en dampsturbin.

Varme til prosessanlegget dekkes ved at nødvendig dampmengde avtappes fra dampsystemet og føres til LNG-anleggets ulike varmebrukere.

Under normal drift vil gassturbinen drives på full last. Anlegget vil dermed kunne levere nødvendig varme og kraft som kreves av LNG-anlegget. All produsert kraft ut over det som forbrukes av LNG-anlegget vil bli levert til nettet.

Tabell 3.4: Sammenligning av valgt løsning og en stor gassturbin

| | Kraftvarmeverk 4xLM6000PD | Kraftvarmeverk 1xFrame 9 |
|---------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|
| Installert el effekt | 184 MW | 374 MW |
| Varmeforbruk i LNG prosess | 120 MW | 120 MW |
| El. virkningsgrad | 41,1 % | 51,8 % |
| Totalvirkningsgrad | 67,9 % | 68,4 % |
| Overkapasitet el. produksjon | 0 % | 103 % |
| Utslipp | Note 1 | Note 2 |
| CO ₂ tonn/år | 758.000 | 1.200.000 |
| NO _x tonn/år | 557 | 660 |
| Økt utslipp av kjølevann | Base | 20.000 m ³ /time |
| Økt investering i Energianlegg | Base | 500 MNOK |
| Økt investering i LNG-anlegg | | 300 MNOK |
| Note 3 | | |

- Note: 1. Forutsetter kraftproduksjon iht. LNG-anleggets behov, dvs 330 dager
 2. Forutsetter maks. kraftproduksjon utover LNG-anleggets behov, dvs 340 dager
 3. Økt investering i LNG-anlegg ved bruk av damp for oppvarming

En stor gassturbin vil produsere mer CO₂ (ca 50% mer) enn hva prosjektets energiforbruk krever, jfr. tabell 3.4. Dette skyldes at det ikke er balansert i forhold til de behov som kreves av LNG prosessen, og at en stor mengde kraft eksporteres ut av anlegget.

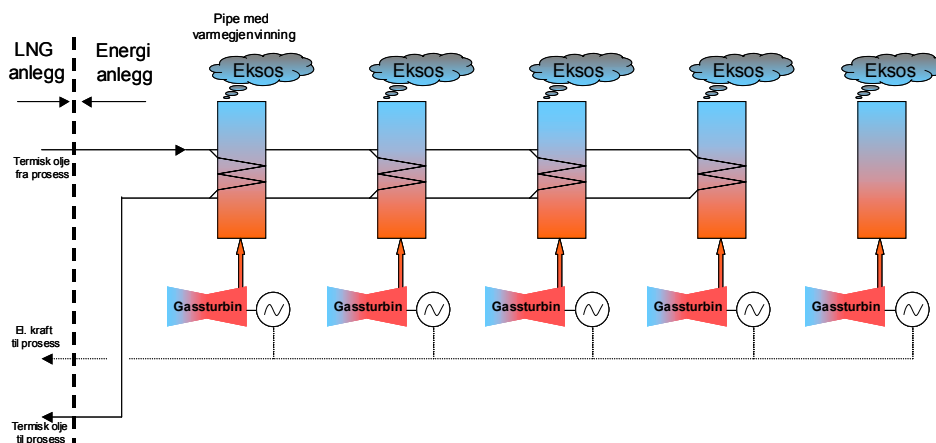
Løsningen medfører økt risiko for tap av LNG produksjon, da linjenettet ikke kan brukes som kraftreserve innenfor de kriterier som stilles av prosessanlegget. Dette kombinert med økt investeringskostnad og høyere driftskostnader medfører en svekkelse av prosjektets totaløkonomi, samtidig som det totale utslipp til luft økes.

3.2.2 Etablering av egen reserveforsyning

Det er av stor betydning for LNG-anlegget at Energianlegget kan levere tilstrekkelig mengde energi med høy regularitet.

I den anbefalte løsningen for energisystemet har man valgt å oppgradere linjenettet mellom Hammerfest og Skaidi, slik at dette kan benyttes som leverandør av reserve-effekt ved feil i den interne kraftgenerering.

Som et alternativ til tilknytning til 132 kV linjenettet som reserve kraftkilde, har man utredet muligheten for å installere egen reservekapasitet som en del av energisystemet på Melkøya. Dette medfører at en femte gassturbin må installeres og settes i drift ved oppstart av anlegget.



Figur 3.6: Løsning for energianlegg uten tilknytning til linjenett

Energianlegget består da av 5 x LM6000PD gassturbiner med varmegjenvinningsenheter montert i 4 av gassturbinens eksoskanaler. Den femte gassturbinen vil ikke ha installert varmegjenvinningsenhet ettersom det ikke er ytterligere varmebrukere tilstede.

Under normal drift av anlegget vil alle 5 gassturbine drive på ca 80% av full kapasitet. Dersom en av gassturbine skulle stoppe pga. feil vil de resterende fire øke opp til full kapasitet.

Utredet løsning dekker ikke det økte effektbehovet, med reserve, som oppstår i fase 2. Løsning for fase 2 er ikke nærmere utredet.

Tabell 3.5: Sammenligning av valgt løsning og løsning uten forbindelse til linjenett

| | Kraftvarmeverk 4xLM6000PD m/forbindelse til nett | Kraftvarmeverk 5xLM6000PD u/forbindelse til nett |
|---|---|---|
| Installert el effekt | 184 MW | 230 MW |
| Varmeforbruk i LNG prosess | 120 MW | 120 MW |
| El. virkningsgrad Totalvirkningsgrad | 41,1 % 67,9 % | 36,9 % 62,0 % |
| Utslipp Note 1 CO ₂ t/år @ 330 dager NO _x t/år @ 330 dager | 758.000 557 | 798.000 587 |
| Økt investering | Base | Note 2 150 MNOK |

- Note: 1. Forutsetter kraftproduksjon iht. LNG-anleggets behov, dvs 330 dager
2. Redusert investering i linjenett er fratrukket

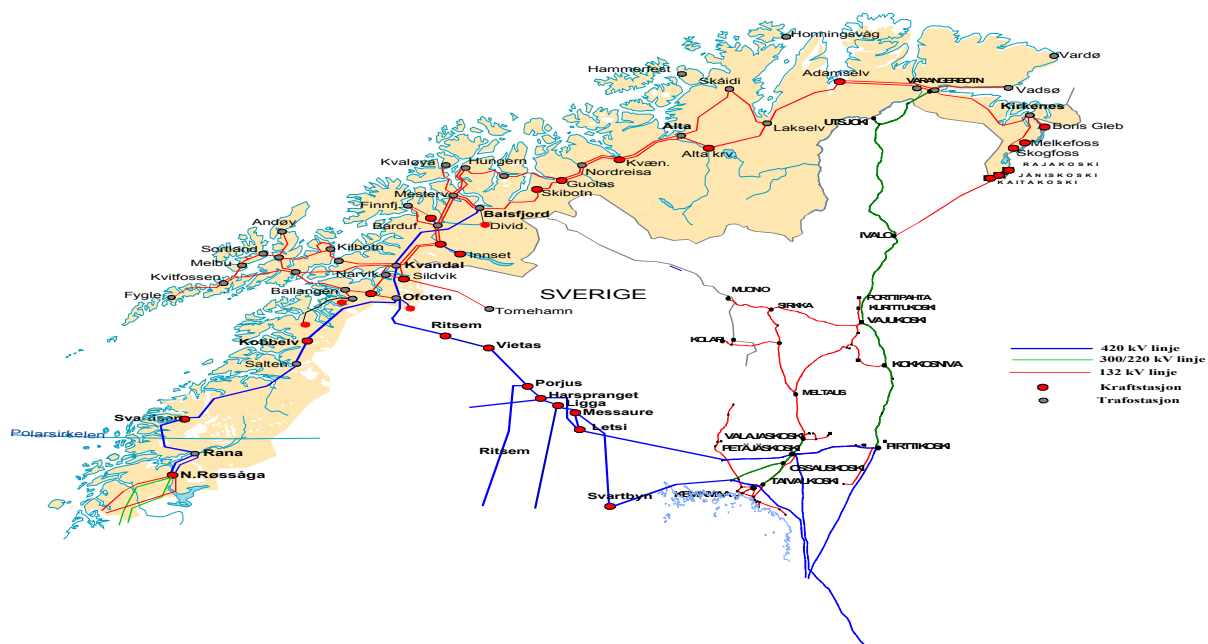
En løsning med egen reservekapasitet som en del av energisystemet på Melkøya medfører overdimensjonering av genereringskapasitet, og alle gassturbinene må drives på redusert kapasitet. Dette medfører redusert totalvirkningsgrad.

Løsningen krever at flere gassturbiner drives med redusert kapasitet til enhver tid noe som medfører høyere utslipp til luft enn om samme effekt produseres vha. færre turbiner, og at man nyttiggjør linjenettet som kilde for reservekraft.

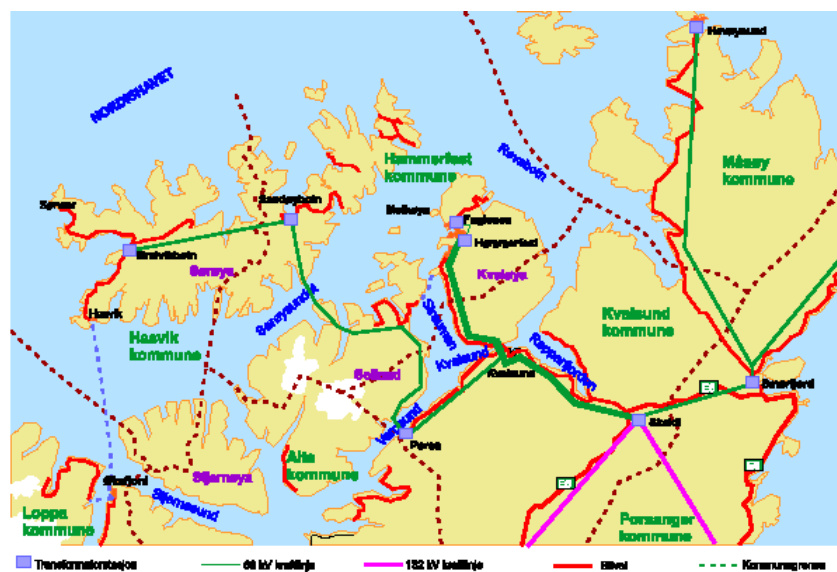
3.2.3 Alternativer til gassbasert energiproduksjon

Alternativet til egen el. produksjon er å tilføre LNG-anlegget all elektrisk kraft fra sentralnettet, samt etablere og bruke gassbrenner for oppvarming av termisk olje for å dekke prosessens varmebehov.

For å kunne påregne tilstrekkelig leveringskvalitet i tunglast vil nettet måtte dimensjoneres for å sikre tilstrekkelig leveringssikkerhet til LNG-anlegget, dvs. at enkeltutfall ikke medfører overlast med nettsammenbrudd som konsekvens. Etablering av en slik forsyning vil medføre omfattende forsterkninger og nybygg i sentralnettet mellom Ofoten og Skaidi (figur 3.7). Videre vil det være nødvendig å oppgradere regionalnettet mellom Skaidi og Melkøya (figur 3.8) i henhold til samme filosofi.



Figur 3.7. Sentralnett i Nord Norge.



Figur 3.8. Linjenett i Hammerfest-området (Kilde: NORSEC, 2001).

Investeringene knyttet til forsterkninger og nybygg i sentralnettet mellom Ofoten og Skaidi er av Statnett anslått til å være i størrelsesorden 1,6 mrd. kroner. I tillegg kommer nødvendig oppgradering av regionalnettet mellom Skaidi og Melkøya på ca 130 mill. kroner.

Det samlede el. energibehovet for LNG-anlegget vil være i størrelsesorden 1,4-1,6 TWh, noe som tilsvarer opp mot det totale energiforbruket i Finnmark. Med et marginaltap for

effektuttak i Skaidi på ca. 3,5 % vil dette gi et overføringstap i linjenettet på størrelsesorden 6-7 MW.

Med et årlig strømuttak på 1,4 TWh, og antatt strømpris på 0,20 kr/kWh medfører dette en strømregning for prosjektet på ca 300 millioner kroner årlig. Når man tar hensyn til investeringer i linjenettet, og setter disse opp mot investering i gassturbiner får man en tilbakebetalingstid for gassturbinene på 1-2 år, noe som er innenfor akseptkriteriet på 3 år. 3 års tilbakebetaling er indikasjon på en god investering.

Utbygging av nye linjer i sentralnettet er en tidkrevende prosess som erfaringsvis tar 5-7 år fra innsendelse av konsesjonssøknad til linje er klar for bruk. Dette medfører at etablering av linjer blir tidskritisk sett i lys av at gjennomføringstid for Snøhvit-prosjektet er knapt 5 år fra innsendelse av Plan om Utbygning og Drift (PUD).

I tillegg til elektrisk energi behøver anlegget varme til deler av prosessen. Denne varmen vil måtte produseres i anlegget og vil medføre utslipp i størrelsesorden 254.000 tonn CO₂ årlig.

Siden det for tiden er netto import av elektrisk kraft til Norge vil bruk av el fra nettet i praksis også medføre økte CO₂ utslipp globalt, da deler av kraften fra utlandet sannsynligvis blir generert ved kull eller olje.

3.3 Ekstern utnyttning av varme fra Energianlegget

Muligheten for å tilby fjernvarme til Hammerfest by er vurdert. Dette tiltaket vil ikke påvirke CO₂-utslipp pr. produsert enhet LNG, men vil medføre at anleggets totalvirkningsgrad øker noe.

Mulighet for etablering av fjernvarme i Hammerfest-området er utredet under kapittel 5.4, samfunnsmessige konsekvenser.

4 Miljømessige konsekvenser og avbøtende tiltak

De største miljøutfordringene knyttet til Energianlegget er relatert til utslipp av CO₂ og NO_x i røykgassen. Beste tilgjengelige utprøvde teknikker og beste praksis er lagt til grunn i valg av teknologi og design for Snøhvit LNG-anlegg. Anlegget bidrar således med betydelige reduksjoner i utslipp i forhold til LNG-anlegg med tilsvarende produksjon. Utslipp ved ulike alternative løsninger samt diskusjon av tiltak for å redusere utslipp av disse avgassene ytterligere er vektlagt i dette kapitlet.

4.1 Utslipp av CO₂

CO₂ fra Energianlegget slippes ut med røykgass fra gassturbinene. I et normalt driftsår med fire turbiner (fase 1) for den anbefalte løsningen er utslippet anslått til ca. 758.000 tonn CO₂/år. Dette vil øke noe i fase 2 med fem turbiner hvor utslippene vil være avhengig av nøyaktig utforming av energiløsningen (tabell 4.2).

Rensing og reinjeksjon av CO₂ fra gassturbinenes røykgass har vært vurdert, men er ikke funnet å være kostnadmessig akseptabelt. Dette er nærmere redegjort for nedenfor.

Statoil konsernet har som en målsetning å redusere de samlede utslippene fra sine anlegg av CO₂ (ekvivalenter) med 1,5 millioner tonn innen år 2010, i forhold til "normal situasjon" uten tiltak. Denne fokuseringen og satsningen har bidratt til at det er gjort betydelige tiltak for å øke energieffektiviteten ved anlegget. Dette er også nærmere redegjort for nedenfor.

4.1.1 Utslipp av CO₂ ved ulike alternativer for energiproduksjon for LNG-anlegget

Utslipp for hvert alternativ er også presentert som en del av vurderingen av de ulike energiløsninger (kapittel 3). I dette kapitlet presenteres tallene samlet. Videre belyses effekter av tiltak for rensing eller annen reduksjon av utslippene.

I tabellene nedenfor er det presentert årlige CO₂ utslipp for den valgte utbyggingsløsning med varianter, og for ulike alternativer av energiløsninger. I tabell 4.1 presenteres utslippstall for alternative løsninger i første driftsperiode. I tabell 4.2 gis tilsvarende tall for den normale driftsperioden (fase 2) fra 2011.

Tabell 4.1: CO₂ utslipp for alternative løsninger* for første driftsperiode.

| Energiløsning | CO₂ utslipp (t/år) |
|---|--------------------------------------|
| Alternativ 1.1 (4 gassturbiner) | 758.000 |
| Alternativ 2.1 (4 gassturbiner + 1 damp turbin) | 709.000 |
| En stor gassturbin | 1200.000 |
| El basert på nett, varme fra gassvarmet hot oil | 254.000 |
| Alt 1.1 + CO ₂ rensing (85%) | 114.000 |

*Tallene inkluderer ikke utslipp fra anlegget ellers, dvs fakling, diffuse utslipp osv.

Tabell 4.2: CO₂ utslipp for alternative løsninger* for senere driftsperiode.

| Energiløsning | CO ₂ utslipp (t/år) |
|--|--------------------------------|
| Alternativ 1.2 (5 gassturbiner + 1 dampturbin) | 871.000 |
| Alternativ 2.2 (5 gassturbiner + 2 dampturbiner) | 846.000 |
| En stor gassturbin | 1200.000 |
| El basert på nett, varme fra gassvarmet hot oil | 254.000 |
| Alt 1.2 + CO ₂ rensing (85%) | 130.000 |

*Tallene inkluderer ikke utslipp fra anlegget ellers, dvs fakling, diffuse utslipp osv.

I forhold til de totale nasjonale utslipp vil Energianlegget medføre en økning på 2% (ref. 1999).

4.2 Alternative løsninger for reduksjon av CO₂ utslipp.

Beskrivelse av alternative løsninger innen rensing og alternative energikilder er basert på foreliggende kunnskap. Eksosrensing med aminløsning er en type teknologi som finnes tilgjengelig i dag og som kan tenkes brukt på Energianlegget. Det er også mulig med ettermontering av eksosrenseanlegg. Slik teknologi samt et par andre som er under utvikling diskuteres under.

4.2.1 CO₂ fjerning ved hjelp av røykgass-separasjon

Teknologien baseres på at det i et absorpsjonstårn absorberes CO₂ fra eksosen og inn i en vandig aminløsning (strengt tatt skal det hete alkanolaminløsning). Eksempel er monoetanolamin, MEA, løst i vann. CO₂ separeres (desorberes) fra amin-løsningen ved oppvarming i en desorber, også kalt stripper eller strippetårn. Desorbent CO₂ må deretter komprimeres og tørkes før den kan deponeres i en egen brønn eller benyttes for økt oljeutvinning i et reservoar. Regenerert amin benyttes for absorpsjon av ny CO₂ i en lukket prosess.

Denne prosessen for rensing av avgassen reduserer CO₂ i utslippet med 85%. Det finnes ulike varianter av teknologien som leveres av bla. Kværner, Mitsubishi og Fluor Daniel. Det finnes tilgjengelig et referanseanlegg for teknologien, Bellingham med 25 MW og LM 2500 gassturbin.

Forutsatt godkjent utslippstillatelse, så kan anlegget kobles ut uten å påvirke driften av Energianlegget. Dette gir lav operasjonell risiko og er således en styrke ved denne teknologien. Teknologien kan også ettermonteres, men det kan være ekstrakostnader ved ettermontering fordi varmt arbeid nær LNG-anlegget kan nødvendiggjøre perioder med stans i anlegget.

Viktige, og fordyrende, forskjeller mellom Melkøya og et Naturkraft-type anlegg er at Melkøya får 5 til 6 separate eksoskilder, mens et Naturkraft-anlegg har en enkel eksosstrøm. Deler av CO₂-fjerningsanlegget kan derfor måtte lages i 5 deler istedenfor 1. Den femte

LM6000 bør være installert ved start for å skaffe mekanisk effekt nødvendig til CO₂-fjerningen, bl.a. eksosvifter og CO₂-kompresjon, og det er her forutsatt at varme fra denne brukes til CO₂-fjerning, og at eksosen fra denne og den gassfyrte kjelen skal gå til CO₂-fjerning. I tillegg må en ekstra gassfyrte kjel bygges fordi det ikke er nok ledig varme, selv etter eksosvarmegjenvinning fra den femte LM 6000, til å dekke behovet til desorbereren.

Et slikt anlegg har svært høy investeringskostnad sett i forhold til prosjektets totalinvestering. Investeringene er for dette anlegget beregnet for to ulike teknologivarianter og funnet til å ligge i området minimum 2,8-3,0 mrd kroner. Teknologitvilling over en del år kan ha mulighet til å redusere dette med 0,5 til 0,9 mrd kroner, som er 30 til 50% av anslått separasjonsinvestering på 1,7 mrd kroner (utenom kommer kostnader til kompresjon og tørking av CO₂, og kostnader for hjelpesystemer).

De tekniske løsningene for CO₂ rensing fra avgass tilsier et varmebehov på 130 MW, og et mekanisk effektbehov på 22 MW. Prosessen krever derfor store gassmengder for å levere den nødvendige energien, anslått til 215 tonn gass pr. dag (ca. halvparten andel av fygass-føden til en femte LM 6000 tilsvarende 22 MW mekanisk på Melkøya, resten til en fyrt dampkjel for 50MW varme, 80 MW fås som overskuddvarme inkludert eksosvarme fra den femte LM 6000). Dette medfører også at anleggets totalvirkningsgrad reduseres. Det mekaniske effektbehovet kan eventuelt dekkes ved import av elektrisk kraft, men dette virker noe søkt gitt kraftbalansen i området (ref. kapittel 5.3).

Avgassrensing ved bruk av aminer medfører et stort kjølevannsforbruk, anslått til ca 10.000 m³ pr. time. Dette kommer i tillegg til eksisterende kjølevannsbehov (ref. kapittel 4.8).

Fra Snøhvit LNG skal CO₂ fra brønnstrømmen separeres ut, komprimeres, tørkes og transporteres tilbake til feltet i rør og re-injiseres i en egnet offshore formasjon. Det antas at CO₂ fra røykgass kan injiseres sammen med dette, men krever større anlegg og høyere kapasitet i brønnen. Kostnader for eget anlegg for å tørke og komprimere CO₂ utseparert fra røykgass til 150 bar er tatt med, men ekstra brønnekostnader er ikke beregnet. CO₂-rørledningen må også dimensjoneres opp i kapasitet CO₂ mengde. Det må sannsynligvis også igangsettes tiltak for å øke trykket i rørledningen for å få CO₂-en trykket ut og ned i reservoaret.

Investeringene tilsier en kostnad pr. tonn CO₂ på 410 NOK (sum av diskonterte kostnader delt på sum av diskonterte CO₂-utslipp). Kostnaden anses som ikke økonomisk forsvarlig sett i relasjon til normale kostnader knyttet til avgifts nivå og tredjepartstiltak (jfr. kapittel 4.2.9). Prosjektet har imidlertid avsatt plass i prosessområdet for en framtidig CO₂-vaskeprosess når denne, eventuelt andre renseteknologier, blir tilgjengelig og økonomisk realiserbare. Etter nåværende områdeplan mangler det plass til absorpsjonsdelen, som må være nær eksospipene. Lekteren med LNG- og kraftgenereringsanlegg kan derfor måtte legges noe lenger vest, for å skaffe plass på østsiden.

Kværner har i samarbeid med en rekke oljeselskap utviklet en teknologi der membraner erstatter absorpsjons-/desorbsjonstårnene. Dette reduserer kostnader ved at vekt/volum av

anlegget blir lavere. Aminet sirkuleres da på ene siden av membranen og eksosen på den andre. Siden en unngår direkte kontakt mellom amin og eksos reduseres også utslipp av amindamp sammen med eksosen. Systemet er imidlertid ikke kommersielt tilgjengelig i dag.

Normalt vil man med bruk av teknologien kunne oppnå opp til 90% reduksjon i CO₂-utslipp fra eksosgassen. Ytterligere rensing er mulig, men vil ha høy kostnad pr. ytterligere prosent rensing. Desorpsjon (stripping) av CO₂ fra aminløsningen krever varme. Installering av denne teknologien vil innvirke negativt på anleggets totalvirkningsgrad, som reduseres til ca. 53%. Uten CO₂-fjerning er totalvirkningsgraden anslått til 67% ved normalt varmeforbruk på 115 MW, men kan bli 76% ved utnyttelse av hele kapasiteten til varme på 156 MW. Løsningen kan gi en liten økning i anleggets NO_x utslipp på grunn av eventuell fremskyndet installasjon av en femte LM 6000 og installasjon av en direkte fyrt kjel for å skaffe nok varme.

Løsningen innebærer at noe amin og ammoniakk slippes ut til luft sammen med eksosen, men en vannvaskeseksjon i toppen av absorpsjonstårnet reduserer dette. Dersom vannvaskingen kondenserer ut mer vann fra eksosen enn fordampet fra aminet kan ikke alt vannoverskuddet blandes tilbake i aminet noe som kan skape aminholdig avløpsvann, som er forutsatt nedbrutt i det biologiske renseanlegget. Design for å holde en god vannbalanse eller tilrettelegging for membranteknologi vil redusere/eliminere dette.

4.2.2 Aker Maritime's HiOx prosess

Prinsippet bak denne teknologien er at rent oksygen tilsettes forbrenningen i stedet for luft. Det dannes da ren vanddamp og CO₂, noe som medfører en enklere CO₂ separasjon. 90% av CO₂ resirkuleres og brukes i stedet for nitrogen som kjølemiddel i prosessen. Det må produseres rent oksygen (luftgassfabrikk) for å holde dette i gang. Dette gir mulighet for videre salgbar nitrogen som biprodukt.

Energiforbruket tilknyttet renseprosessen representerer en økning på ca 20% i forhold til anlegget øvrige behov. Dette betyr et høyere gassforbruk og større mengder eksosgass for rensing. Teknologien markedsføres med en rensegrad på 100%.

Teknologien besørger også generelt at det ikke slippes ut nitrøse gasser.

Teknologien finnes tilgjengelig for dampkjeler og lignende, men er ikke utviklet for gassturbiner. For bruk på gassturbiner kreves utvikling av en ny type gassturbin, noe som vil medføre lang tid før denne teknologien kan lanseres kommersielt. Eventuelt må anlegget på Melkøya redesignes for dampturbindrift, med lav virkningsgrad og de komplikasjoner det medfører. Teknologien er således vurdert som uegnet for bruk på Energianlegget på Melkøya. Muligheten for etablering av dette på sikt vil imidlertid bli vurdert som en del av det generelle arbeidet med utslippsreduksjoner.

4.2.3 Norsk Hydros Hydrokraftkonsept

Teknologien innebærer at naturgassen omdannes til syntesegass, og deretter videre til CO₂ og hydrogen. Hydrogen trekkes ut og brukes som brensel i gassturbinene. CO₂ behandles videre for transport til deponi.

Teknologien er ikke utprøvd på totale kraftverk, men gassturbiner drives på hydrogenrik gassblanding i dag. Teknologien betegnes derfor generelt som kjent. Anvendelse ved integrasjon av en totalløsning vil uansett være et kritisk forhold, og videre testing er nødvendig. Muligheten for ettermontering er usikker. En slik løsning vil derfor være kostnadsdrivende og lite ønskelig.

Teknologien er sårbar for operasjonelle problemer, da det vil være en integrert løsning hvor feil vil medføre driftsstans på anlegget. Pålitelighet og tilgjengelighet på anlegget vil imidlertid bare reduseres svakt som følge av noe økt kompleksitet. Anlegget vil imidlertid bli mindre fleksibelt for hurtig last variasjon og hyppig start/stopp.

Normalt vil denne teknologien medføre 90% rensing. Ytterligere rensing er mulig, men vil ha høy kostnad pr. ytterligere prosent rensing. Installering av denne teknologien vil innvirke negativt på anleggets virkningsgrad, som reduseres til 47-46%. Dersom teknologien etterinstalleres (om mulig) kan virkningsgraden bli enda lavere som følge av ikke-optimal integrasjon. Løsningen kan også redusere anleggets NO_x utslipp, i følge General Electrics er det mulig å få utslippet ned til 10 ppm. Dette vil kreve ekstra investeringer, som ikke er kvantifisert da løsningen likevel ikke er funnet hensiktsmessig for anlegget på Melkøya.

Kostnadmessig anslås hydrogenkraft til omtrent det samme som CO₂-innfangning ved bruk av aminer.

4.2.4 0 utslipp av CO₂, Snøhvit som fullskala demoanlegg

I forbindelse med Statoils satsing på utvikling av morgendagens energiløsninger, ønsker Statoil i samarbeid med myndighetene å realisere test- og demonstrasjonsanlegg ved ett eller flere av sine industristeder der Statoil allerede arbeider med utvidelsesplaner.

Statoil deltar i et internasjonalt FoU-samarbeid ("CCP – CO₂ Capturing Project") med andre oljeselskap støttet av myndighetene i Norge, EU og USA. Hensikten med samarbeidet er å forbedre teknologien og redusere kostnaden for gasskraft med CO₂-fangst. Dersom teknologi- og kostnadmålene nås, vil Statoil innen utgangen av 2003 være i stand til å velge hvilke løsninger som kvalifiserer til bygging av test- og demonstrasjonsanlegg. Da vil det bli tatt endelig stilling til hvor et slikt anlegg bør bygges. Samtidig vil alle Statoils nye prosjekter på land som medfører større CO₂-utslipp, legge til rette for mulige fremtidige CO₂-fjerningsanlegg. Dette gjelder også anlegget på Melkøya.

4.2.5 *Bruk av CO₂ som trykkstøtte/økt oljeutvinning på andre felt*

På enkelte felt er lavt trykk en begrensning for hvor mye olje som kan utvinnes fra reservoaret. Økt trykkstøtte ved injeksjon av vann eller gass er utbredt. CO₂ er en gass som kan benyttes for dette formål, og studier om dette er bla utført for Gullfaks. Muligheten for bruk av fraseparert CO₂ fra eksosgass fra Snøhvit for et slikt formål er vurdert. Et problem er at produserende oljefelt som trenger trykkstøtte ligger geografisk sett svært langt fra Snøhvit, noe som nødvendiggjør bruk av skip.

Som et eksempel er det sett på eksport til Gullfaks i Tampen-området i Nordsjøen. For å få dette til rent logistisk må en ha to skip, hvor et er lager og således muliggjør kontinuerlig injeksjon av en tilpasset rate. For en injeksjonsmengde på 700.000 tonn pr. år er kostnaden (grovt beregnet) pr. tonn CO₂ injisert ca 350 kr og inkluderer ikke investeringer på plattform eller for CO₂ separasjon på Energianlegget.

4.2.6 *Muligheter for kompensasjon gjennom fleksible mekanismer*

I offshore relatert virksomhet i Norge i dag bestemmer CO₂ avgiften kostnadsnivå for når CO₂ tiltak er økonomisk tilrådelig. Dagens CO₂ avgift ved brenning av naturgass er på 300 kr pr. tonn CO₂. Det er i dag ikke slik avgift for landbasert virksomhet.

Kyoto avtalen tilrettelegger muligheten for kjøp og salg av kvoter for å besørge en kostnadsoptimal gjennomføring av tiltak for å redusere utslipp av klimagasser. Prisen på kvoteandeler er for tiden styrt av kostnaden med å konvertere kullfyrte kraftverk til gass, og er pt ca 50 kr pr. tonn CO₂. For offshore relatert virksomhet blir det således som oftest økonomisk gunstig å kjøpe kvoter istedenfor å utføre direkte reduserende tiltak på egne operasjoner. Initiativ er på gang både blant myndigheter og industri for å få på plass et system for kvotehandel med CO₂. Dette er antatt å være implementert i 2008, men kan også i Norge tenkes startet som en frivillig ordning tidligere dersom rammevilkårene legges til rette. For Snøhvit, med driftsstart fra 2006, er konsekvensene av en CO₂-kvoteordning utredet. Det er sett på kvotepriser på henholdsvis 50, 100 og 150 kr pr. tonn CO₂. I forhold til de direkte tiltak som utredet over, blir en kvotehandel således langt mer gunstig. Den totale effekten på lønnsomheten i prosjektet før skatt basert på 7% diskonteringsrente vil svekkes med ca 400 mill NOK pr. 50 kr kvotepris for ett tonn CO₂ for levetiden av prosjektet.

4.3 *Utslipp av NO_x*

Hammerfest-regionen er generelt lite belastet med NO_x i form av NO₂ avsetninger. Det er i konsekvensutredningen for Snøhvit LNG vist at bidraget fra Snøhvit kun medfører en mindre økning i denne belastningen, og samlet belastninger langt under naturens tålegrense (se under). Å redusere NO_x utslipp er imidlertid viktig for at Norge skal holde sine forpliktelser til reduksjon i utslipp i forhold til internasjonale avtaler (Gøteborg protokollen), og også svært viktige for enkelte områder i Norge, spesielt på vest- og sørvestlandet.

I Snøhvit-prosjektet er det lagt til grunn bruk av ”best tilgjengelig teknikker”. Videre er ytterligere rensing og tredjepartsløsninger vurdert. Dette er nærmere diskutert i følgende delkapitler.

4.4 Tekniske, miljømessige og økonomiske sider ved alternative NO_x-reduserende tiltak

Utslipp av NO_x fra et kraftvarmeverk er hovedsakelig relatert til drift av gassturbinene. I forhold til det totale NO_x utslippet fra LNG-anlegget utgjør dette i størrelsesorden 98%. Resterende utslipp er knyttet til fakling.

For et konvensjonelt LNG-anlegg ligger NO_x utslippene normalt på fra vel 62,5 ppm (World Bank standard) og høyere. Utslipp av NO_x fra de anbefalte gassturbinene er i utgangspunktet redusert betydelig i forhold til konvensjonelle turbiner. Prosjektet har valgt gassturbiner med lav NO_x brennere, som gir de laveste NO_x-utslipp det er mulig å oppnå uten bruk av ytterligere rensiltak. Garanti fra turbinleverandører er maksimalt 25 ppm NO_x i eksosgassen. Kombinert med en effektiv prosess og valg av gassturbiner med høy el-virkningsgrad, er dette det viktigste NO_x-reduserende tiltaket. Årlige utslippsmengder fra normal drift iht valgt løsning for Energianlegget på Melkøya er beregnet til 626 tonn (tabell 4.4).

For gasskraftverk i Norge kreves det at NO_x utslipp må ned i 5 ppm. For Energianlegget på Melkøya vil et eventuelt slikt krav hovedsakelig være relatert til Norges forpliktelser etter Gøteborgprotokollen, ikke til direkte miljøkonsekvenser i området ved Melkøya eller Hammerfest-regionen generelt (se 4.2.1.1). Aktuelle tiltak for å oppfylle en slik målsetning er således både ytterligere rensing og gjennomføring av tredjepartstiltak.

NO_x utslipp fra alternative energiløsninger, og med og uten NO_x rensing, er presentert i tabellen under som en referanse for den videre diskusjonen.

Tabell 4.3: NO_x utslipp for alternative løsninger* for første driftsperiode.

| Energiløsninger | NO _x utslipp (som NO ₂) Tonn/år |
|---|---|
| Alternativ 1.1 (4 gassturbiner) | 557 |
| Alternativ 2.1 (4 gassturbiner + 1 dampturbin) | 522 |
| En stor gassturbin | 660 |
| El basert på nett, varme fra gassvarmet hot oil | 292 |
| Alt 1.1 + NO _x rensing (SCR), 5 ppm | 111 |
| Alt 1.1 + NO _x rensing (SCONOX), 2 ppm | 45 |

*Tallene inkluderer ikke utslipp fra LNG-anlegget ellers, dvs fakling, diffuse utslipp osv.

Tabell 4.4: NO_x utslipp for alternative løsninger* for senere driftsperiode.

| Energiløsninger | NO _x utslipp(som NO ₂) Tonn/år |
|--|--|
| Alternativ 1.2 (5 gassturbiner + 1 dampturbin) | 641 |
| Alternativ 2.2 (5 gassturbiner + 2 dampturbiner) | 622 |
| En stor gassturbin | 660 |
| El basert på nett, varme fra gassvarmet hot oil | 292 |
| Alt 1.2 + NO _x rensing (SCR), 5 ppm | 128 |
| Alt 1.2 + NO _x rensing (SCONO _x), 2 ppm | 51 |

*Tallene inkluderer ikke utslipp fra LNG-anlegget ellers, dvs fakling, diffuse utslipp osv.

I forhold til de nasjonale utslippene vil Energianlegget medføre en økning på 0,3%.

Det finnes to kommersielt tilgjengelig teknologier for NO_x-reduserende tiltak for Energianlegget på Melkøya. Disse er:

- SCR (Selective Catalytic Reduction), som benytter urea som reduksjonsmiddel
- SCONO_x, som er en NO_x renseteknologi utviklet av Alstom Power

Begge teknologier kan redusere NO_x utslippet fra et typisk nivå på 25 ppm til 5 ppm (ca. 80% reduksjon), tabell 4.6. Siden begge teknologiene medfører trykktap i eksosrøret etter gassturbinen vil gassturbinens ytelse og virkningsgrad reduseres noe. Tiltakskostnad for denne teknologien ligger opp mot 100 kr/kg NO_x redusert når redusert ytelse og redusert virkningsgrad tas med i betraktningen.

Det finnes i tillegg under utvikling også andre teknologier for reduksjon av NO_x. Disse er ikke kommersielt tilgjengelige for bruk på Snøhvit, men er kort diskutert under.

4.4.1 Selective Catalytic Reduction (SCR)

I vurderinger av ulike NO_x-rensetiltak har Statoil kommet fram til Selective Catalytic Reduction (SCR) som det mest realistiske alternativ. Et SCR-anlegg har den fordelen at det kan innpasses i LNG-anlegget uten vesentlige forsinkelser i framdrift. SCR-teknologi gjør det mulig å rense avgassen til et NO_x-innhold på 5 ppm. Investeringskostnaden for installasjon av SCR- rensing ligger i størrelsesorden 104 MNOK for 4 gassturbiner. I tillegg påløper driftskostnader i størrelsesorden 0,75 MNOK pr. år. Prosessen har et energiforbruk i størrelsesorden 6-700 kW.

Kommersiell tilgjengelighet:

- SCR-teknologi for høytemperatur anvendelse, 420-600 °C, er utviklet. Den kan installeres direkte etter gassturbin. Første enhet ble installert i 1993.
- SCR-teknologi for lavtemperatur anvendelse, 120-350 °C, er utviklet og ble kommersialisert i 1995 (Shell De-NO_x). Den kan plasseres etter avgassskjel, og har ett mindre katalysatorvolum og lavere NH₃-utslipp i forhold til konvensjonell type.

Ulempen med SCR i Norge er at det vil slippes ut noe ureagert ammoniakk sammen med avgassen. Ammoniakk vurderes generelt å være like ødeleggende som NO_x hva gjelder lokale effekter. Naturkraft har av denne grunn ikke fått tillatelse til å benytte SCR ved sine planlagte gasskraftverk på Kollsnes og Kårstø. Industrikraft Midt-Norge har imidlertid fått tillatelse til å benytte SCR ved deres planlagte kraftvarmeverk i Skogn. Begrunnelsen er at Skogn har en høyere lokal tålegrense for ekstra utslipp av ammoniakk. Tilsvarende vurderes være gjeldende også for Melkøya/Hammerfest-området.

Fordelen med SCR er god driftserfaring og kjent teknologi. Samtidig er det rimeligere enn SCONO_x (se under). Ifølge Siemens er det imidlertid vanskelig å etterinstallere SCR i ett eksisterende anlegg.

4.4.2 SCONO_x

Alstom Power satser på katalytisk rensing av avgassen gjennom SCONO_x katalysator (Selective Catalytic Oxidation of NO_x) for å tilfredsstille ultra lave NO_x utslipp (< 5 ppmv). Foreløpig er dette kun testet og solgt til anlegg basert på små gassturbiner, men er i følge Alstom Power kommersielt tilgjengelig for alle anleggsstørrelser.

To SCONO_x referanseanlegg finnes i USA:

- Sunlaw Energy's Federal Cogen i Vernon er ett 32 MW CHP anlegg basert på gassturbinen LM2500. Anlegget drives som ett base-load anlegg der SCONO_x ble installert som retrofit i desember 1996. Lavtemperatur SCONO_x installasjon (300-400°F). Katalysatoren reduserer NO_x-utslippene fra 25 ppm til 2 ppm.
- Genetics Institute er en farmasøytisk bedrift i Andover der SCONO_x er installert i avgasskjelen bak en Solar gassturbin på 5 MW. Plasseringen er den samme som en SCR ville hatt. Pga høye krav til renhet og ikke ønske om ammoniakk på området var ikke SCR ett alternativ for denne bedriften. Dette er ett høytemperatur SCONO_x anlegg (300-700°F). NO_x utslippene reduseres fra 25 ppm til 2 ppm. Rensingen består av 5 katalysatorer plassert midt i avgasskjelen. Hver katalysator seksjon er 3 fot lang og 2,5 fot bred. Optimal temperatur for denne katalysatoren er 600°F. Anlegget har vært i drift siden juli 1999.

I tillegg er det solgt SCONO_x til to mindre anlegg (2x12MW og 2x3,5MW). Anlegget på 2x3,5MW er ett CHP anlegg på en flyplass, der røykgassen fra to avgasskjeler føres sammen til en felles SCONO_x. Goalline har i sine laboratorier ett mindre testanlegg som benytter avgassen fra en eldre Solar turbin på ca. 200 kW.

Ifølge AP er SCONO_x kommersielt tilgjengelig for alle størrelser av CCPP/CHP. Det er imidlertid ikke levert til store anlegg i dag, men AP har inne anbud på SCONO_x til ett anlegg basert på GT24 i California.

Investeringskostnadene for ett SCONO_x anlegg tilpasset anlegget på Melkøya er ca 100 MNOK pr. turbin. Drifts- og vedlikeholdskostnader er anslått i størrelsesorden 10-15 mill NOK/år.

Investeringskostnadene inkluderer levering, montering og *commissioning*/oppstart. Drift- og vedlikeholdskostnadene inkluderer generelt vedlikehold, forbruk av damp- og naturgass til regenerering, trykktap over enheten (ca. 4 in. konvertert til kraftforbruk), gjennomsnittlig kostnad pr. år for utskifting av katalysator, og katalysatorpant.

Kostnadene er basert på drift i 330 dager pr. år, og NO_x utslippet er redusert fra 25 til 2 ppmv (CO fra 25 til ca 2).

Fordelen med SCONO_x i forhold til SCR er at teknologien ikke er avhengig av ammoniakk. Den fjerner videre CO og uforbrente hydrokarboner fra avgassen i tillegg til NO_x. Denne teknologien har imidlertid lite driftserfaring å vise til, og er i dag ikke installert i større anlegg. En bekymring med denne teknologien er videre den store mekaniske belastningen hvert spjeld utsettes for ved å åpnes og lukkes ca. 16.000 ganger hvert år. Det er vanskelig å forutsi hvordan levetiden for spjeldene vil være, selv om leverandøren hevder at det ikke er noe problem. Leverandøren mener også at teknologien lett kan etterinstalleres i eksisterende anlegg. Dette er motstridende i forhold til andre leverandørers utsagn om at det er vanskelig å etterinstallere SCR, noe som i prinsippet blir det samme. En annen ulempe med SCONO_x er kostnadene som er vesentlig høyere enn for en SCR.

4.4.3 Andre ikke-kommersielt tilgjengelige teknologier

Statoil har vært i dialog med tre store leverandører av NO_x renseteknologi. Ingen av leverandørene kan garantere lavere NO_x utslipp enn 25 ppmv fra sine gassturbiner i dag, til tross for at erfarte verdier gjerne ligger lavere. I følge leverandørene vil marginen mellom erfart og garantert verdi minskes i tiden fremover, som følge av videre utvikling av gassturbinene der det prioriteres høyere virkningsgrad fremfor lavere NO_x utslipp. Den langsiktige målsetningen hos leverandørene er imidlertid også å oppnå lavere NO_x utslipp (ca. 15 ppmv) fra lav NO_x brennkammer.

Leverandørene legger ikke skjul på at det er knyttet stor usikkerhet rundt tidspunkt for kommersialisering av både katalytisk rensing og katalytisk forbrenning for større anlegg. Det har hos de fleste leverandører ikke høyeste prioritet, og er svært avhengig av markedet.

Katalytisk forbrenning (Xonon)

XONON er et system som utvikles for katalytisk forbrenning på gassturbiner for å oppnå ultra lave NO_x utslipp. Systemet er i dag fullt uttestet kun for en gassturbin på 1,5 MW. Planen er å ha XONON kommersielt tilgjengelig for en mellomstor gassturbin i år 2005. Det er stor usikkerhet rundt tidspunkt for eventuell kommersialisering av XONON på store gassturbiner,

men det antas rundt år 2010. Flere konkurrenter har lignende konsepter under utvikling og innen omtrent samme tidsperiode.

Ultra lav-NO_x

En leverandør har i gang et utviklingsprogram for ultra lav-NO_x. Dette programmet har som målsetning å oppnå 5-10 ppmv NO_x utslipp fra gassturbiner. Arbeidet er kommet lengst med små gassturbiner, hvor resultatene har vist nivåer under 10 ppmv (Statoil/Rimestad, 2001). En konkurrerende bedrift har et lignende konsept under utvikling for større turbiner. Dette forventes kommersielt tilgjengelig rundt år 2010. Siden denne teknologien ikke er kommersielt tilgjengelig er den ikke vurdert videre for Snøhvit på dette stadiet.

4.5 Tredjeparts løsninger for NO_x

En alternativ måte å redusere NO_x-utslipp i Norge, er gjennom bruk av tredjepartstiltak. Tredjeparts løsninger betyr i denne sammenheng at rettighetshaverne til Snøhvit bidrar til å gjennomføre tiltak på andre anlegg eller innenfor andre sektorer som bidrar til en reduksjon av de nasjonale NO_x utslippene tilsvarende NO_x- utslippet fra Snøhvit.

LNG fra Snøhvit er et attraktivt brensel, som ved å erstatte diesel som drivstoff i for eksempel skip/ ferjer vil redusere NO_x-utslippet i avgassene betydelig. LNG kan også erstatte olje/LPG i kjeler og annen stasjonær energiforsyning.

Forbrenningsmotorer

Utslippsnivået av NO_x fra dieselfyrte forbrenningsmotorer ligger i området 57 kg NO_x /tonn drivstoff. Tiltak for reduksjon av NO_x-utslipp fra forbrenningsmotorer med tradisjonelt drivstoff (dieselolje) består av kombinasjonen av reduksjon av NO_x forming og etterrensing. Disse kan deles inn i 4 hovedkategorier (Sintef 2002):

1. Motortekniske tiltak, potensial 10-20 % reduksjon av NO_x-utslipp, tiltakskost 2-6 kr/kg
2. Vann - Emulsjon, potensial 10 – 30% reduksjon av NO_x-utslipp, tiltakskost 3-6 kr/kg
3. Vann-injeksjon i motor, potensial 30–50% reduksjon av NO_x-utslipp, tiltakskost 5-6 kr/kg
4. SCR (Selective Catalytic Reduction, forbruker urea), potensial 80-90 % reduksjon av NO_x-utslipp, tiltakskost 8-15 kr/kg

Kjeler

NO_x utslipp ved forbrenning i kjeler er vesentlig lavere enn for forbrenningsmotorer, typisk 3,7 kg/tonn drivstoff (lett fyringsolje). Reduksjon av NO_x kan for eksempel gjøres med et SCR anlegg med potensial 80-90% reduksjon. Tiltakskost ligger i området 8-15 kr/kg.

Substituering av diesel/fyringsolje med naturgass gir et betydelig reduksjonspotensial for NO_x uten bruk av etterrensing og betraktes dermed som et mer robust system sammenlignet med etterrensing. For forbrenningsmotorer er potensialet en reduksjon i området 80-95% sammenlignet med dieseloljedrift. Spesifikt blir det 2,5-10 kg NO_x/ tonn drivstoff.

For brenning i kjeler kan nivået halveres ved overgang fra lett fyringsolje til naturgass, til et nivå i størrelsesorden 2 kg NO_x /tonn drivstoff.

Naturgass

Tiltakskost for bruk av naturgass er knyttet til tilgang og pris for gassen. Slik situasjonen er pr. dato gir overgang fra diesel/fyringsolje til naturgass en tilleggs kostnad som varierer med geografisk sted og type anvending. Eksempelvis vil bruk i ferger og andre typer skip kunne gi en 90% reduksjon av NO_x mot en betydelig kostnad siden naturgassen må transporteres og håndteres som LNG. Tiltakskostnadene vil dermed kunne variere stort, 0-20 kr/kg, og med betydelig begrensning i anvendelses omfang og sted.

Statoil har allerede inngått en avtale med myndighetene som innebærer tredjepartsløsninger mht NO_x-reduksjon i sine fabrikkianlegg. Bygging av 2 forsyningskip som kan bruke LNG som drivstoff medfører en reduksjon av NO_x-utslipp på ca. 420 tonn/år. Denne reduksjonen kan benyttes som NO_x-reduserende tiltak for Statoils anlegg på Vestlandet. Tiltakskostnad for dette er beregnet til 22 NOK/kg NO_x.

LNG fra Melkøya

Det vil bli tilrettelagt for lastning av LNG ved Melkøya for distribusjon av LNG langs norskekysten/Nordsjøen. Denne LNG'en kan benyttes av ferjer, forsyningsfartøy til offshore virksomhet og kysttrafikk. Bruk av LNG til erstatning for diesel/olje vil medføre betydelige reduksjoner i NO_x utslipp fra Norge (se under). Snøhvit-lisensen vil dermed legge til rette for distribusjon av LNG til hele norskekysten og Nordsjø-bassenget forøvrig.

Største hindringer for å få økt bruk av gass på bekostning av olje/diesel er:

- tilgang til LNG/infrastruktur
- pris på LNG/konkurransedyktig med alternative brensel

Et levert volum på for eksempel 60.000 tonn LNG som erstatning for diesel som drivstoff til skip/ferger vil kunne bidra til en NO_x-reduksjon på opptil 3 000 tonn/år, dvs 6 ganger kravet til utslippsreduksjon på Snøhvit (fra 25 til 5 ppm). I tillegg vil NO_x-kvoter kunne gjøres tilgjengelig, med lavere tiltakskost enn det som er tilfelle pr. i dag.

I Norge er det betydelige geografiske forskjeller mellom hvor NO_x medfører størst miljøeffekter. Et tiltak i et mer utsatt område enn Finnmark vil således miljømessig også ha større reell betydning enn ytterligere rensing på Melkøya, som har NO_x-belastning langt under naturens tålegrense i dag – og også etter at Snøhvit er satt i drift. Forutsetningen for et tredjepartstiltak er at det gir kostbesparelse pr. enhet redusert utslipp i forhold til basis løsningen. Et stort potensialet for tredjepartsløsninger innen NO_x er vurdert å ligge innenfor deler av nasjonal skipsfart.

Avhengig av geografi kan bruk av tredjepartstiltak også medføre reduksjon der belastningen er større enn i Hammerfest-regionen. Et slikt tiltak er derfor betydelig mer miljømessig

positivt enn rensertiltak på Melkøya. Effektene i forhold til Gøteborg-protokollen er også like relevante for tredjepartstiltak som direkte tiltak, og vil være langt større (se kapittel 4.6).

4.5.1 Oppfølging og avbøtende tiltak

For å kunne realisere tredjepartstiltak på NO_x fra Snøhvit er det en del forhold som må på plass. Disse bli inkludert i den videre planlegging. Herunder nevnes:

- Avklaring med myndigheter om grunnlag for tredjepartstiltak for NO_x-reduksjon
- Initiativ til dannelse av distribusjonsselskap for LNG
- Kommersielle avtaler mellom LNG-produsent og distribusjonsselskap om kjøp av LNG

4.6 NO_x utslippenes betydning lokalt, regionalt og for oppfylling av Gøteborg-protokollen

Det er gjennomført beregninger av spredning av utslippene rundt LNG-anlegget (inkludert Energianlegget) og hvilke konsentrasjoner av NO_x som kan oppstå. Det er vurdert hvilken betydning utslippene vil kunne få for omgivelsene og hvilke områder som er mest sårbare for nitrogenavsetning og bakkenært ozon. Utslippene er også vurdert i forhold til helsemessige forhold.

4.6.1 Virkninger for plante- og dyreliv

Kartlegging og beskrivelse av forekomster av naturressurser i området ble utført i form av grunnlagsrapporter til KU for Snøhvit LNG. Av størst relevans til Energianlegget er plante- og dyreliv på land som kan tenkes berørt som en følge av blant annet utslipp av NO_x.

4.6.1.1 Beskrivelse av vegetasjon/planter på land i området

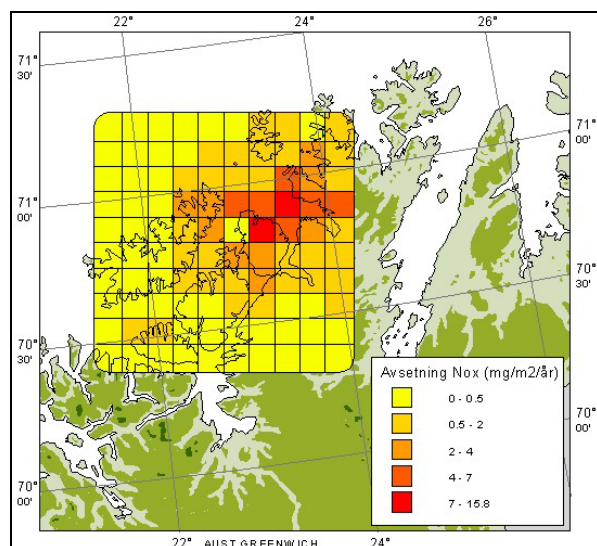
I grunnlagsundersøkelsene av plante- og dyrelivet på land er det fokusert på vegetasjonen på Melkøya og tilstøtende områder på Kvaløya (Arnesen & Simons 1998; Arnesen et al. 2000). Dette tilsvarer de områdene som antas å bli direkte berørt av LNG-anlegget og indirekte via utslippene til luft i en driftsfase. Totalt sett viste undersøkelsene at Melkøya og det undersøkte området på Kvaløya har en variert flora med relativt høy artsrikdom. Totalt ble det registrert 176 arter av høyere planter. Det er imidlertid ingen av vegetasjonstypene i området som har spesiell verneverdi. Det ble heller ikke gjort funn av fredede arter eller andre truede eller sårbare planter (Arnesen et al. 2000).

En mer grundig beskrivelse av vegetasjonen i området er gjort i KU for Snøhvit LNG, og det vises til denne for ytterligere detaljer.

4.6.1.2 Spredning av nitrogenoksider

Spredningen av nitrogenoksidutslipp er beregnet av NILU for å kartlegge de lokale og regionale avsetninger fra utslippene. Maksimale timemiddelkonsentrasjoner av NO_x er beregnet til $33 \mu\text{g}/\text{m}^3$ i underkant av 1 km fra anlegget. Maksimale langtidskonsentrasjoner (midlet over ett år) av NO_x i bakkenivå utgjør $0,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ og er høyest 1-2 km nordøst for anlegget. Utslipp av nitrogenoksider fra anlegget vil også forårsake produksjon av ozon (O_3). Timemiddelkonsentrasjoner for O_3 er beregnet til å øke mellom $1-4 \mu\text{g}/\text{m}^3$ i det mest belastede området.

Den maksimale avsetningen av nitrogen fra LNG-anlegget er beregnet til $15,8 \text{ mg}/\text{m}^2$ pr. år. De største avsetningene vil være i nord-østlige deler av Kvaløya og områder helt vest i Måsøy kommune (figur 4.2). Disse resultatene er videre holdt opp mot eksisterende avsetninger og naturens tålegrenser (se under).



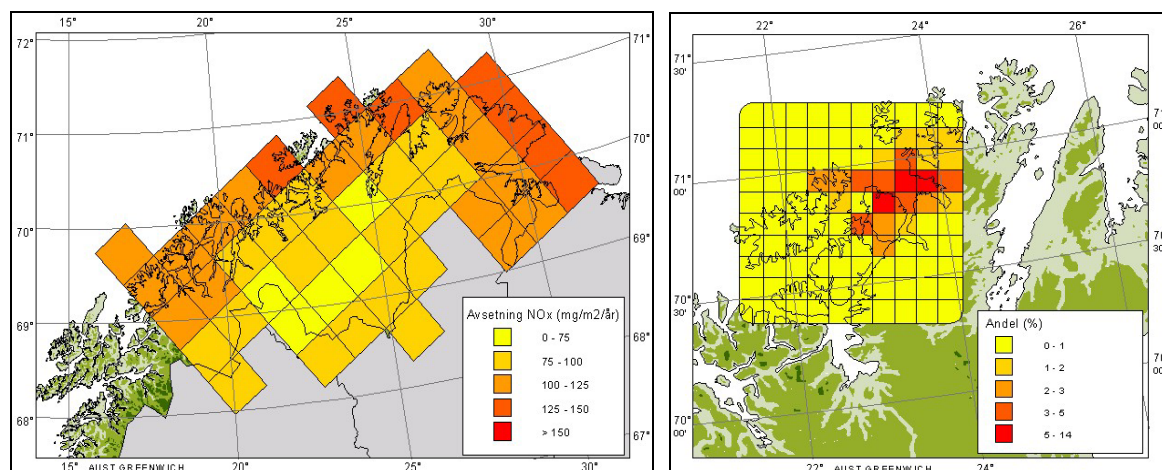
Figur 4.2. Beregnet avsetning av NO_x (mg/m^2 pr. år) fra LNG-anlegget på Melkøya. Kilde: Knudsen et al. (2001).

4.6.1.3 Virkninger.

Utslipp av NO_x er regulert av avtaler under konvensjonen om langtransportert grenseoverskridende luftforurensning i Europa (CLRTAP), hvor Norge har forpliktet seg til å stabilisere utslippene.

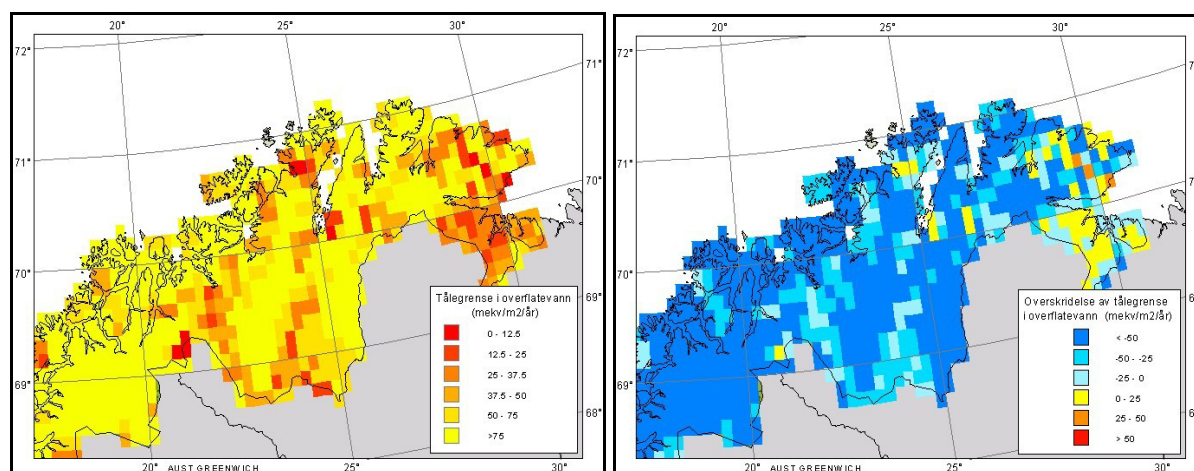
Nitrogenavsetningen i Norge er høyest i sørvestlige deler av landet (opptil $2.500 \text{ mg}/\text{m}^2/\text{år}$) og avtar gradvis nordover. Nord for Bodø (Figur 4.3) er N-avsetningen generelt svært lav ($< 200 \text{ mg}/\text{m}^2/\text{år}$). Finnmark ligger i det området med lavest avsetning av nitrogen i landet. Avsetningen av nitrogenforbindelser i området rundt Melkøya er i dag under $200 \text{ mg N}/\text{m}^2$ pr. år, og ble målt til å være $75 \text{ mg N}/\text{m}^2$ i 1992.

Utslippene av nitrogen vil utgjøre inntil 14% av de totale nitrogenavsetningene i de mest belastede områdene 10-20 km øst-nordøst av Melkøya (figur 4.3). Disse områdene har fra før noen av de største nitrogenavsetningene i regionen og er belastet med opptil 100 -150 mg N/m² pr. år (figur 4.3). Sammenlignet med enkelte andre områder i Norge er denne størrelsesorden av avsetninger svært lav.



Figur 4.3. Til venstre: Totalavsetning av langtransportert NO_x (mg/m² pr. år). Til høyre: NO_x utslippenes andel av de totale langtransporterte nitrogenavsetningene i Hammerfest-området. Kilder: Knudsen et al. (2001); Tørseth & Semb (1997).

De maksimale nitrogenavsetningene fra LNG-anlegget (inntil 16 mg/m² pr. år) vil være lave i forhold til naturens tålegrense (Knudsen et al. 2001), men er delvis sammenfallende med områder som har lave tålegrenser for sur nedbør (Henriksen et al. 1996). Enkelte av disse områdene har pr. i dag også overskridelser av tålegrensen (figur 4.4) og kan som følge av luftutslippene fra LNG-anlegget få en ekstra belastning av nitrogen på 3-5%.



Figur 4.4. Tålegrenser i overflatevann (mekv/m²/år) i Finnmark (venstre) og overskridelse av tålegrensene (høyre). Kilde: Henriksen et al. (1996).

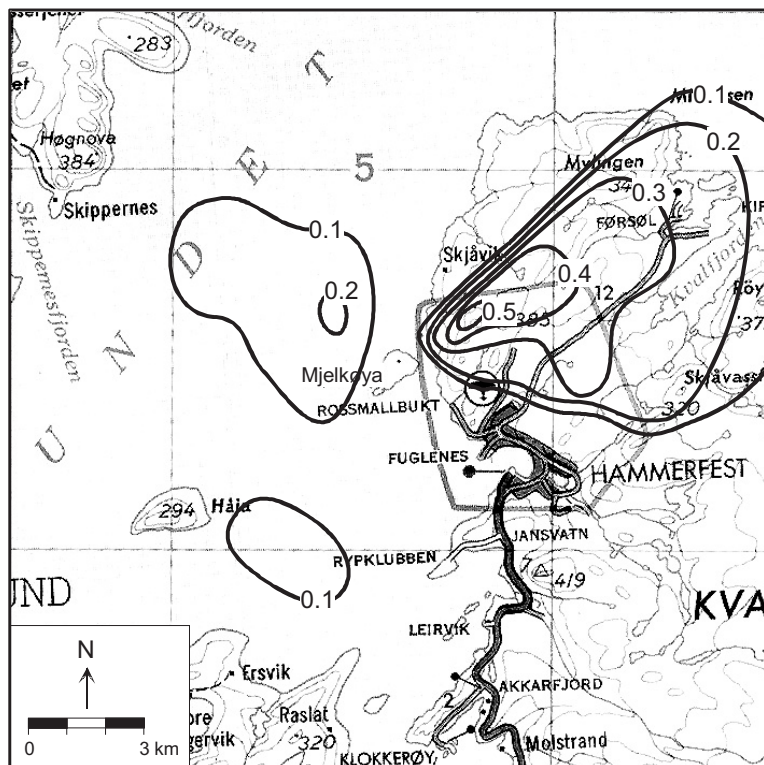
I tillegg til forsureffekten kan økt tilførsel av nitrogen også medføre eutrofiering av overflatevann. Minimumsbelastningen må imidlertid være 500 mg/m² for å oppnå denne effekten, noe som er langt over den totale belastningen i det aktuelle området. Samme belastning er brukt som nedre mengde for tålegrenseverdier for nitrogenavsetning i ulike plantesamfunn (Esser & Tomter 1996).

Generelt kan økt konsentrasjon av O₃ og NO_x gi fysiologiske skader på vegetasjon. En forsurening og/eller eutrofiering av jordsmonnet vil også kunne føre til endringer i plantesamfunnene (Arnesen et al. 2000), hovedsakelig ved økt vekst og introduksjon av nye steinboende lavarter. Strandvegetasjon og kystnær vegetasjon langs vestsiden av Kvaløya forventes ikke påvirket av en slik moderat økning i luftforurensningen (Larsen et al. 2001). Lyngheiene på Kvaløya forventes heller ikke å endre seg som følge av utslipp fra Snøhvit. Fuktigere og litt mer næringsrike drag som finnes mellom rabbene kan imidlertid endres noe dersom jordsmonnet blir surere. Beitebakkene på vestsiden av Vedhammaren har humusrikt jordsmonn med god bufferevne. Disse forventes ikke påvirket av en mindre endring i pH fra nedbør, og ingen endring av disse habitatene som følge av luftforurensning. Rabbesamfunn, for eksempel deflasjonsflater på toppen av Vedhammeren, er nesten alltid sårbare med hensyn til endringer i tilgang på mineralnæring og nitrogen-/fosfatbasert næring, og antas å være det området som er mest utsatt for luftforurensinger fra Snøhvit. Eventuelle konsekvenser er imidlertid svært usikre men antas å ha lav sannsynlighet for de aktuelle konsentrasjoner og mengder.

Det vurderes generelt at beitegrunlaget for rein i området ikke vil bli målbart endret som følge av disse begrensede tilførslene av nitrogenavsetninger.

4.6.2 Helsemessige virkninger

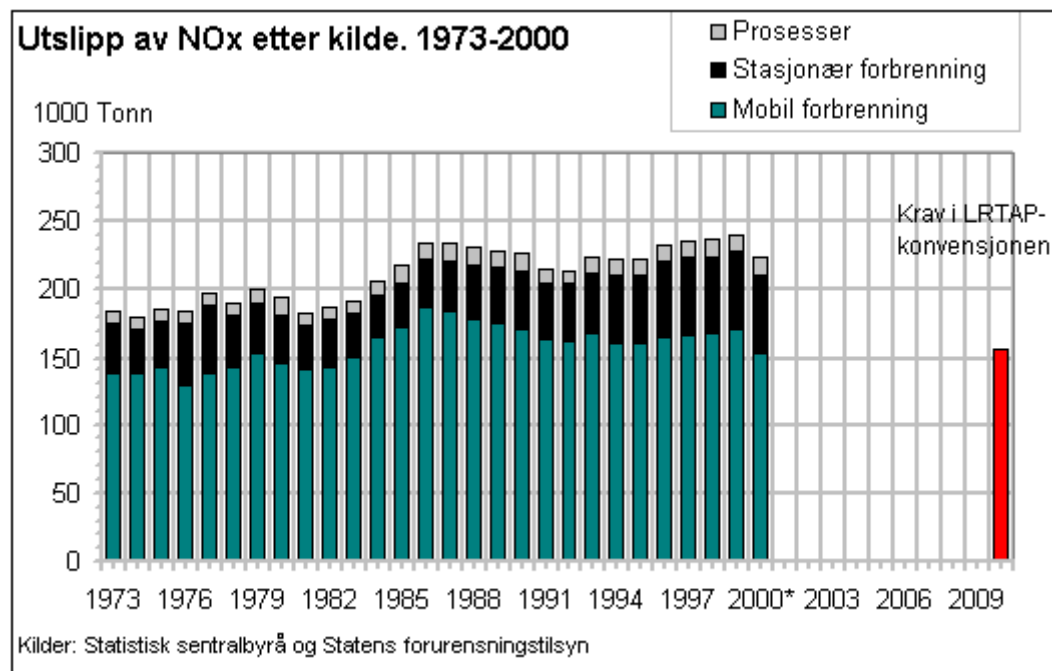
NILU har på vegne av Statoil og som en del av grunnlagsarbeidet for KU for Snøhvit LNG utført modelleringer for å studere påvirkning av luftkvalitet i nærområdene som følge av driften på LNG-anlegget. Resultatene angir maksimal konsentrasjon av NO₂ i avstand fra kilden, samt middelverdier basert på meteorologiske data. Resultatene angir at belastningen fra LNG-anlegget vil utgjøre i størrelsesorden 1% av det anbefalte luftkvalitetskriteriet for halvårsmiddelkonsentrasjonen av NO₂ på 50 µg/m³ (Knudsen et al. 2001). Resultatene viser også at Hammerfest by generelt vil ha konsentrasjoner under 0,1 µg/m³, og at de høyeste konsentrasjonene forventes nordøst for Melkøya (figur 4.5). Helsemessige virkninger i Hammerfest-området som følge av NO_x utslipp fra Melkøya vurderes således som neglisjerbare.



Figur 4.5. Beregnede middelverdier av nitrogenoksider som følge av utslipp til luft fra et LNG-anlegg på Melkøya. Beregningene er utført på grunnlag av meteorologiske data samlet inn på Slettnes i perioden januar 1992–desember 1992. Enhet $\mu\text{g}/\text{m}^3$. Kilde: Larsen et al 2001.

4.6.3 Forholdet til Gøteborgprotokollen

I henhold til Gøteborgprotokollen må Norge redusere utslippene av NO_x til 156.000 tonn pr. år i 2010. Dette tilsvarer en reduksjon på 74.000 tonn pr. år i forhold til utslippene i 1999. Disse tallene tar heller ikke hensyn til planlagte gasskraftverk i Norge. Norge har således både en forpliktelse og en stor utfordring i å redusere NO_x utslipp.



Figur 4.6. NO_x-utslipp –fordelt på hovedkilder. Norges forpliktelse i hht Göteborgprotokollen for 2010 markert. Kilde: Statistisk sentralbyrå og SFT.

Norge har forpliktet seg til en NO_x-reduksjon på 38.000 tonn i forhold til prognose for 2010. For å nå dette målet er man avhengig av tiltak som innbefatter kategorien ”skip & båter”, som står for den største prosentvise andel av Norges NO_x-utslipp. Denne kategorien omfatter skipsfart mellom norske havner inkludert trafikk fra offshore installasjoner til land i Norge.

NO_x utslippene fra Snøhvits energianlegg ligger i størrelsesområdet 520-640 tonn pr. år, avhengig av driftsperiode og design. Med rensing fra 25 til 5 ppm vil utslippene være 100-125 tonn pr. år. Tar en med utslipp fra transport av LNG med skip (inngår ikke i statistikken for norske utslipp) økes utslippene med omlag 790 tonn pr. år. I forhold til Norges forpliktelser utgjør Snøhvit en relativ beskjeden andel. De direkte tiltakene vil kunne redusere de totale NO_x utslippene med ca 500 tonn pr. år, dvs 0,7% av den reduksjonen Norge er forpliktet til. Som diskutert i denne utredningen er de fleste tiltakene for å oppnå dette både teknologiske usikre og kostbare.

I forhold til både de direkte miljømessige virkningene og for bedre å oppnå reduksjoner i forhold til Göteborgprotokollen synes således tredjeparts løsninger å være langt mer fordelaktige (ref. kapittel 4.5).

Omlegging til gassdrift av ferjer/fartøyer i kysttrafikk vil alene kunne utgjøre et betydelig bidrag. Utbygging og tilrettelegging for småskala LNG distribusjon langs kysten vil kunne ha betydelige innvirkninger på Norges forpliktelser. Hvis det samlede volum for overgang fra dieselolje til LNG blir 100.000 tonn/år kan dette redusere NO_x utslipp med 5.000 tonn, eller totalt 13% av den totale norske målsettingen for reduksjon i 2010. Denne løsningen vil være

gunstig også kostnadmessig og vil bidra miljømessig positivt i de områdene i Norge hvor dette har størst betydning.

4.7 Andre utslipp til luft

Eksosgassen fra gassturbinene vil også inneholde noe karbonmonoksid, uforbrente hydrokarboner og svoveldioksid. Maksimum konsentrasjoner for disse ved utslipp er henholdsvis 25, 10 og 0,2 ppm (molvekt). Estimert for utslippsmengder pr. år i henholdsvis første driftsperiode og normal driftsperiode er angitt i tabell 4.5 og 4.6.

Tabell 4.5: CO, NMVOC, metan og SO₂ utslipp for alternative løsninger* for første driftsperiode.

| Energiløsning | CO utslipp (t/år) | Uforbrente hydrokarboner (t/år) | SO ₂ utslipp (t/år) |
|--|-------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| Alternativ 1.1 (4 gassturbiner) | 339 | 52 | 6,9 |
| Alternativ 2.1 (4 gassturbiner + 1 dampturbin) | 317 | 49 | 6,5 |
| En stor gassturbin (400 MW) Note 1 | 140 | 75 | ikke kjent |
| El basert på nett | 14 | 7 | ikke kjent |

Note 1. Forutsetter 340 produksjonsdøgn

*Tallene inkluderer ikke utslipp fra anlegget ellers, dvs fakling, diffuse utslipp osv.

Tabell 4.6: CO, NMVOC, metan og SO₂ utslipp for alternative løsninger* for senere driftsperiode.

| Energiløsning | CO utslipp (t/år) | Uforbrente hydrokarboner (t/år) | SO ₂ utslipp (t/år) |
|--|-------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| Alternativ 1.2 (5 gassturbiner + 1 dampturbin) | 390 | 60 | 8,0 |
| Alternativ 2.2 (5 gassturbiner + 2 dampturbiner) | 378 | 58 | 7,7 |
| En stor gassturbin (400MW) Note 1 | 140 | 75 | ikke kjent |
| El basert på nett | 14 | 7 | ikke kjent |

Note 1. Forutsetter 340 produksjonsdøgn

*Tallene inkluderer ikke utslipp fra anlegget ellers, dvs fakling, diffuse utslipp osv.

En sammenligning av basis utslippstall fra Energianlegget med utslippstall for Finnmark fylke og nasjonale utslippstall for Norge følger i tabell 4.7. Dette viser at bidraget av VOC er neglisjerbart i forhold til statistikken. SO₂ utslippet vil utgjøre omkring 5% økning for Finnmark, men vil være neglisjerbart i nasjonal sammenheng. CO utslippet vil øke Finnmarks utslipp med ca 4% og være neglisjerbart i forhold til nasjonal statistikk. Det forventes ikke målbare effekter på miljø fra disse begrensede økningene i utslipp.

Tabell 4.7. Utslipp av CO, VOC og SO₂ fra Energianlegget på Melkøya i forhold til regionale og nasjonale utslipp (referanseår er 1999). Kilde: SSB's nettsider

| Utslipp | CO (tonn/år) | NMVOG (tonn/år) | SO ₂ (tonn/år) |
|-----------------------|--------------|-----------------|---------------------------|
| Snøhvit basis løsning | 390 | 60* | 8 |
| Finnmark | 9039 | 2058 | 132 |
| Nasjonale utslipp | 605000 | 348.500 | 28.500 |

* For Snøhvit representerer tallet summen av uforbrente hydrokarboner, bla metan og VOC.

4.8 Energianleggets kjølevannsutslipp

I KU for Snøhvit LNG er det redegjort for mulig bruk av oppvarmet spillvann fra nedkjølingsanlegget som ressurs for oppdrettsnæringen. Konklusjonen fra disse utredningene er at et potensial er identifisert. En utnyttelse av kjølevann vil kunne bidra til utviklingen av oppdrettsvirksomheten lokalt og regionalt i Finnmark, forutsatt at kommersielle aktører finner dette interessant. Statoil har igangsatt videre arbeid for å utrede muligheten for utnyttelse av kjølevannet til oppdrettsformål.

Bidraget av kjølevann fra Energianlegget er imidlertid helt marginalt (ca 2%), og vil ikke i seg selv være viktig i denne sammenheng.

For nærmere vurderinger vises det til KU for Snøhvit LNG samt tilleggsinformasjon fra Statoil datert 25.09. 2001. Dette vil også bli grundig beskrevet i utslippssøknaden til SFT.

5 Lokale samfunnsmessige virkninger av de ulike energialternativene

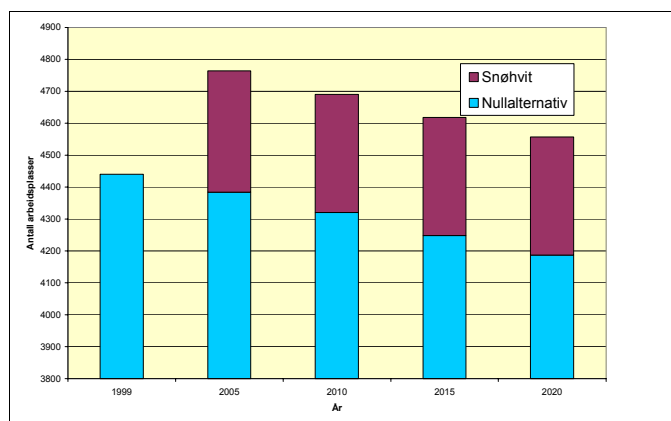
Det er i utredningsprogrammet spesifisert at det skal utredes forskjeller i sysselsettingsvirkninger ved de ulike energialternativene, samt å belyse virkninger av ny kraftledning som reserveforsyning til Hammerfest. Disse forholdene er belyst under. Det er også sett på muligheten for bruk av fjernvarme i Hammerfest.

5.1 Sysselsetting og lokale virkninger av investeringer

Snøhvit LNG-prosjektet representerer totalt en investering på ca. 46 milliarder kroner. LNG-anlegget på Melkøya utgjør en vesentlig del av investeringene, ca. 15 milliarder kroner. Av dette utgjør investeringen i selve Energianlegget ca 1,8 milliarder kroner. Den femte gassturbinen vil øke investeringene med ca 500 millioner kroner.

Energianlegget er en integrert del av utbyggingen av LNG-anlegget. Det er derfor ikke meningsfylt spesifikt å beregne sysselsettingsvirkninger direkte relatert til Energianlegget. Snøhvitprosjektet generelt antas å heve sysselsettingsnivået i Hammerfest med 350-400 arbeidsplasser i driftsfasen (Figur 5.1). Av disse vil ca 180 være ansatt ved LNG-anlegget på Melkøya. Muligheten for leveranser av varer og tjenester vil også kunne bidra til generell økt økonomisk vekst i Hammerfest. Det er således forventninger om at byen på sikt kan få flere arbeidsplasser som en konsekvens av generell næringsutvikling i tilknytning til Snøhvitprosjektet.

For utfyllende informasjon om Snøhvit-prosjektets samfunnsmessige konsekvenser vises til konsekvensutredning for Snøhvit LNG.



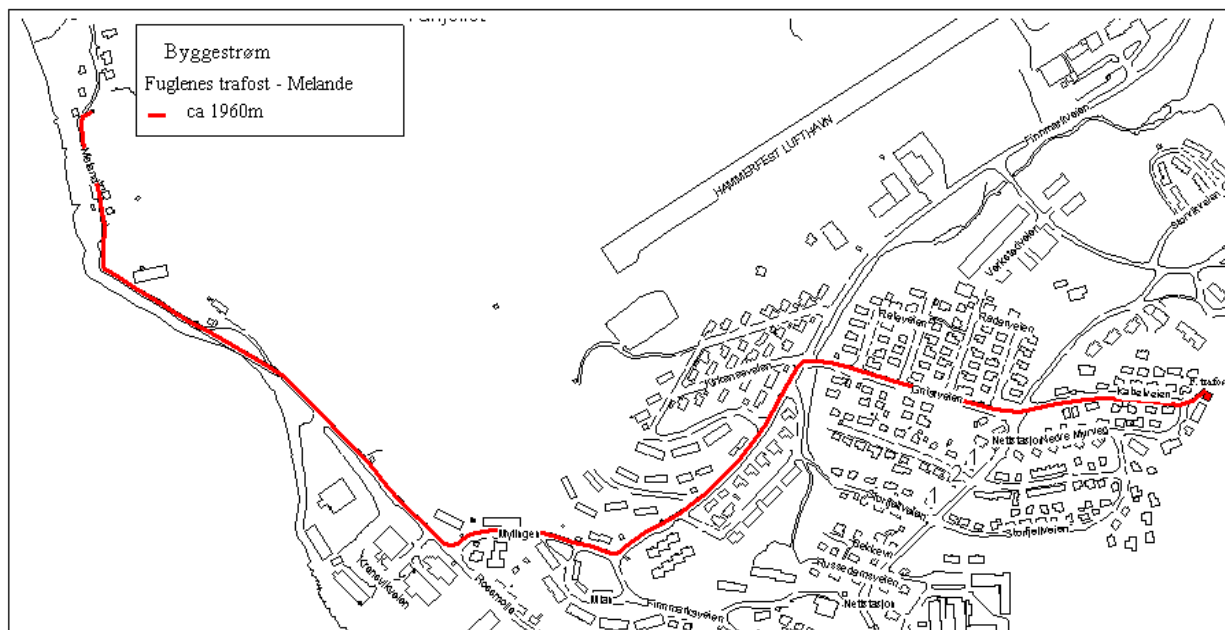
Figur 5.1: Sysselsettingsutvikling i Hammerfest med og uten Snøhvit-utbyggingen. Antall sysselsatte.

Alternative energiløsninger basert på gasskraft vil ikke medføre nevneverdige forskjeller i verken sysselsettingseffekter eller muligheter for lokale leveranser av varer og tjenester.

Reserveforsyning fra nettet er løsningen som er valgt (kapittel 3). Sysselsettings-virkningene fra etablering av ny linje er knyttet til selve anleggsarbeidet, som er kortvarig, mens andre samfunnsmessige og estetiske virkninger er relatert til områdene langs trasèen i anleggsperioden og permanent fysisk tilstedeværelse i driftsfasen. Dette er utredet av Hammerfest el. verk i forbindelse med KU-prosessen med nye linjer (Hammerfest el verk, 2002).

Linjen fra Hammerfest til Melkøya er fullt ut relatert til driften av Energianlegget på Melkøya, og en kort beskrivelse av trase og virkninger følger. For nærmere vurderinger vises til KU fra Hammerfest el verk.

Linjen vil gå i luftlinje parallelt med eksisterende linje fra Hammerfest trafostasjon til Fugleneset (5,3 km) og derfra til Melkøya i jordkabel (4 km) langs trasèen Kabelvegen - Gnistvegen – Finnmarksvegen – Mylingen – Rossmollgata (Figur 5.2).



Figur 5.2. Kabeletrasèen mellom Hammerfest og Melandet. Fra Melandet vil kabel gå gjennom tunnel til Melkøya.

Fra selve Hammerfest by vil kraftlinja i liten grad være synlig. Siden ny kraftlinje også vil gå parallelt med eksisterende kraftlinjer vurderes det visuelle inntrykket og opplevelsesverdien av natur og landskap kun i mindre grad å svekkes. Bruken av området vil i liten grad endre seg. For friluftslivet anses løsningen ikke å medføre noen negative konsekvenser generelt eller spesielt. I anleggsperioden vil derimot forstyrrelser fra folk og maskiner kunne medføre at andre utfartsområder velges.

Alternativ løsning er kabling helt fra Hammerfest transformatorstasjon til Melkøya. Dett er imidlertid funnet uforholdsmessig dyrt i forhold til det foreslåtte alternativet med ca 20,2 mill kroner forbundet med innkjøp og legging av kabel/ linje.

En kabeltrasé gjennom sentrum vil også komme i berøring med veiene på strekningen. Spesielt området fra Storelva til Fuglenesbukta vil bli problematisk å forsere. All annen infrastruktur ligger i veien i dette området, også eksisterende 22 kV kabler. Selve veien er / blir rustet opp og asfaltert i perioden 2001-2002.

5.2 Reserveforsyning til Hammerfest

Basisløsning for Energianlegget på Melkøya er at dette skal være selvforsynt med energi. Det skal være tilknyttet 132 kV linjenettet, men normalt ikke eksportere kraft. I utredningsprogrammet er det imidlertid bedt om en utredning om hva eksport fra anlegget kan gjøre med eksisterende ubalanse i kraftsituasjonen i Hammerfest-området.

I dag er det både effekt- og energiunderskudd i Hammerfestområdet. Effektunderskuddet ved høglast vinter er ca 40 MW. Ved lavlast sommer er effektunderskuddet ca 15 MW. Dette underskuddet dekkes ved uttak fra sentralnettet. Energiunderskuddet er ca 180 GWH pr. år, som fordeler seg med 120 GWH vinter og 60 GWH sommer.

Tapene i nettet i dag er ca 10 % eller ca 25 GWH pr. år, mens marginaltapene ved høglast vinter ligger rundt 25 %. Ved en kraftinnmating på 10 -25 MW i Hammerfest vil tapene i nettet bli lavere ved at energitransporten fra Skaidi (Sentralnettet) blir betydelig redusert. Dette vil være et bidrag til reduserte kostnader for alle nettkunder i området. Med tanke på den lokale forbruksveksten en ser for seg som en følge av Snøhvitutbyggingen vil en kraftinnmating fra anlegget på Melkøya være gunstig.

For Finnmark vil en kraftinnmating i Hammerfest medføre en avlasting av et til tider anstrengt sentralnett (vinter). I Regional kraftsystemplan for Finnmark (1995-2006), (Kapittel 4.3.2: Effektbalanse), fremkommer det at en hadde et underskudd på effekt i normal tunglast på ca 123 MW i 1995. I prognosen fremgår det at en forventer at underskuddet vil øke til 137 MW i 2002, og til 150 MW i 2005. Verdiene er oppgitt eksklusivt utkoplbart forbruk. Det vises i denne sammenheng til ytterligere informasjon i den Regionale kraftsystemplan som er utarbeidet for Finnmark Fylke.

I vårløsningsperioden er det i dag effektoverskudd i Finnmark. Dette overskuddet avtar raskt med redusert vårløsning.

Ved etablering av nytt linjenett fra Melkøya til Hammerfest, og mulighet for eksport av kraft fra anlegget, vil Energianlegget kunne styrke el situasjonen i Hammerfest og Finnmark generelt, da spesielt i vinterperioden.

En ny 132 kV linje/kabel mellom Hammerfest transformatorstasjon og Melkøya har en investeringskostnad på ca 22,5 millioner kr (NORSEC, 2001). Eksport av overskuddskraft fra Energianlegget vil være lønnsomt for Snøhvit-prosjektet, og er således gunstig både for utbygger og for samfunnet.

Hammerfest el verk utreder oppgradering av linjenettet videre til Skaidi, noe som vil sikre større stabilitet i leveransene også utover Hammerfest. Denne oppgraderingen vil sikre reserveforsyning til Energianlegget på Melkøya, samtidig som det vil muliggjøre eksport av strøm fra Melkøya ut over Hammerfest.

NORSEC har på vegne av Hammerfest el verk utredet den samfunnsmessige nytteverdien av oppgradering av ledningsnettet til Skaidi i forhold til dagens situasjon. Det er sett på tre alternativer, hvor alle gir en netto nytte i størrelsesorden 390 – 440 millioner kroner over en levetid på 40 år. Nytte-kostnaden er beregnet til 3,9-5,6 kr pr. investert krone, noe som representerer en svært positiv avkastning for samfunnet. Nytten er hovedsakelig relatert til reduserte avbruddskostnader for LNG-anlegget, men også redusert tap i nettet.

5.3 Bruk av fjernvarme i Hammerfest

Energianlegget som installeres på Melkøya for produksjon av kraft og varme til LNG-anlegget har et varmeoverskudd under normal drift, noe som muliggjør ekstern utnyttelse av restvarmen.

Fjernvarmeutnyttelse betyr generelt distribusjon av oppvarmet vann/glykolblanding i rønett nedgravet i bakken fra en energisentral, samt topplastdekning i form av olje/gass/el. For Snøhvit vil det være kontinuerlig leveranse av en varm vann/glykolblanding, som indirekte er oppvarmet av eksosgass fra turbinene. Topplastdekning vil kun være aktuelt i perioder med driftsstans. En viktig forutsetning er at kunden har installert løsning for vannbasert oppvarming.

Vurderinger omkring behov for fjernvarme i Hammerfest viser et årlig midlere forbruk på ca 4 MW. Investeringer knyttet til et system med kapasitet på opptil 10 MW er lagt til grunn for de videre beregninger. Forbruket er midlet over året, og innvirkningen av investeringen for nødvendig utstyr på Melkøya gir en "selvkost" på 5 øre/kWh for varme levert i anlegget på Melkøya. De totale investeringene på Melkøya inkludert nødvendige sirkulasjonspumper er beregnet til ca 20 millioner kr.

"Vannets" temperatur ved leveranse vil være i størrelsesorden 150 °C, med et trykk på 10 bar.

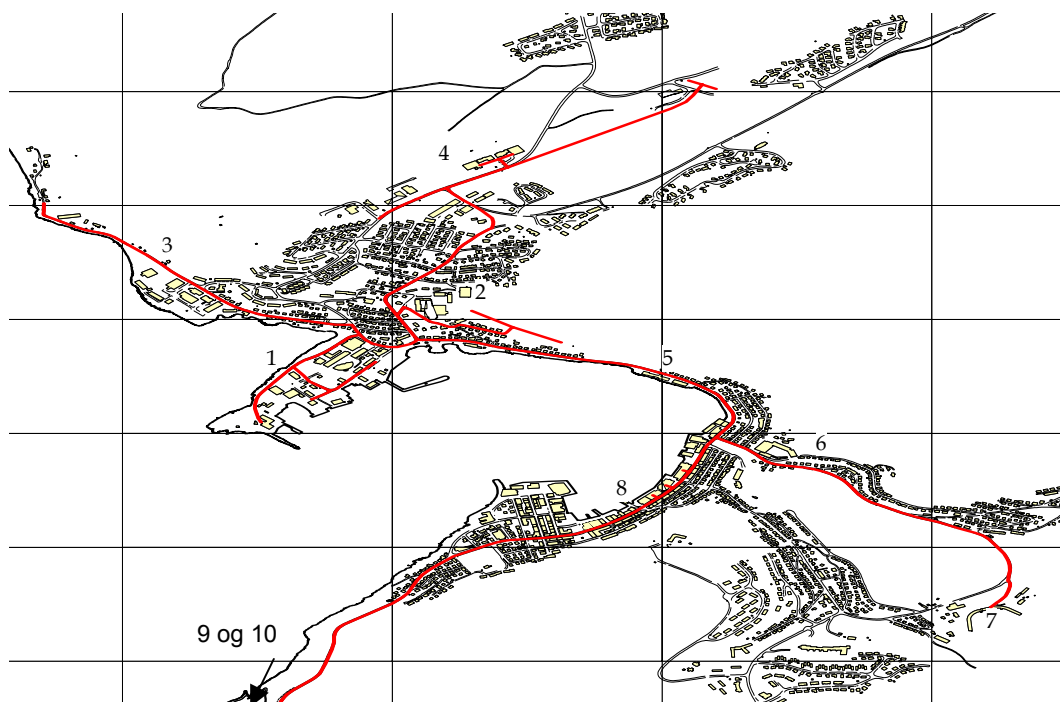
For å kunne gjennomføre en prosess med utbygging av et fjernvarmeanlegg må en gjennom en formell prosess med konsekvensutredning, fjernvarmekonsesjon, tilknytningsplikt og planbestemmelser/byggesaksbestemmelser. Dette er ikke nærmere diskutert i denne utredningen.

Utbygging av et fjernvarmeanlegg i Hammerfest krever mye omlegging og utbygging av ny infrastruktur og således en lang utbyggingsfase. Dette øker den økonomiske risikoen for et slikt prosjekt. Avgjørende faktorer for å kunne vurdere levedyktigheten for et eventuelt prosjekt, og som har blitt vurdert, er:

- Salgsvolum
- Fjernvarmepris
- Investering
- Kostnadsstrøm i forhold til inntektsstrøm
- Behov for økonomisk støtte

NTNU har sett på en fjernvarmeutbygging for Hammerfest hvor det er vurdert behov i ulike deler av byen og samlet (figur 5.3, tabell 5.1). Det totale potensialet for bruk av varme er funnet til 33,7 millioner kWh (NTNU, 2001). Dette representerer et varmebehov på ca 4 MW i snitt og med høyeste verdier opp i ca 11 MW. Behovet er derfor langt under det totale varmeoverskuddet som Snøhvit har. Dette vurderes som noe optimistisk (høyt), men kan oppnås ved godt samarbeid mellom kommune, næringsliv og el verk. De største enkeltbrukerne er sykehuset, Leirvika med Norway Seafood og området Hammerfest sentrum.

Erstatning av energiproduksjon i Hammerfest basert på fossile brensler til fjernvarme vil medføre en reduksjon i utslipp av CO₂. Noe forenklet, forutsatt at varmeandelen i dagens energisentraler er basert på parafin, vil bruk av restvarme fra Melkøya redusere CO₂ utslippet med i størrelsesorden 4500 tonn pr. år, eller vel 20% reduksjon i forhold til det totale CO₂ utslippet fra Hammerfest (ref. SSB, 1996). Tilsvarende vil dette medføre reduksjoner i de lokale NO_x utslippene, grovt anslått med i størrelsesorden 25 tonn pr. år.



Figur 5.3 . Fjernvarmenett vurdert for Hammerfest (navn på tallangivelser, se tab5.1).

Tabell 5.1. Energiforbruk og antatt substitutt potensial for ulike deler av Hammerfest (NTNU, 2001).

| Lokalisering | Substituttpotensiale (kWh) |
|--|-------------------------------|
| Fuglenes-Skoler (1) | 2 250 000 |
| Sykehus, sykepleierskole, Melkøyveien (2) | 5 000 000 |
| Rossmolla (3) | 1 700 000 |
| Rema, Hauan, flyplass, Ingebritsen, posten (4) | 1 700 000 |
| Fuglenesveien inkl nybygg v/Statoil og terrasseleiligheter (5) | 850 000 |
| Breilia (6) | 1 300 000 |
| Hesteskoblokka (7) | 2 300 000 |
| Sentrum (8) | 9 000 000 |
| Breidablikk, sykehjem (9) | 2 100 000 |
| Leirvika inkl. Norway Seafood (10) | 7 500 000 |
| Totalt for Hammerfest Regionen | 33 700 000 |

Pris på alternative energikilder ligger generelt i området 28-60 øre pr. kWh (tabell 5.2). Direkte bruk av elektrisitet er fritatt for merverdiavgift i Nord-Norge, mens fjernvarme p.t. ikke fritatt for MVA. Laveste konkurrent er således 28 øre/kWh. Til sammenligning har fjernvarmepris i Oslo for perioden 1998 til 2001 steget fra 31 til 47 øre pr. kWh.

Tabell 5.2. Omtrentlige priser på alternative energikilder.

| Energibærer | Pris (øre/kWh) | Kommentar |
|--------------------------|----------------|---|
| Tungolje | 32 | Storkunderabatt inkl |
| Fyringsolje | 51 | Gjennomsnitt av Parafin og Nr1, 80% virknegrad |
| Elektrisk (prioritert) | 28 | Nettleie 8 øre, kraftpris 20 øre |
| Elektrisk (faste kunder) | 35 | Nettleie 15 øre, kraftpris 20 øre |
| Ved (favn) | 60 | 1500 kr/favn, 70 % virknegrad |
| Gass (propan) | 38 | Fritt levert østlandet, årsvolum min 50 tonn / ca 600 000 kWh |

Investeringene på Melkøya og rør til land gir en leveringspris på varme fra Snøhvit til 5 øre pr. kW. Prisen forutsetter dekning av investering, men ingen fortjeneste til investor. Det er videre utført en regneøvelse for å finne en realistisk pris på fjernvarme for Hammerfest (tabell 5.3). Det er da vurdert en nødvendig investering på 80 millioner NOK i tunnel og på fastlandet relatert til grøfting, rør, kundesentraler samt leveringssikring (*back up* leveranse ved driftsstans på Melkøya). Dette medfører en selvkost for leverandør før leveranse til kunde på i størrelsesorden 39 øre pr. kW.

Det er videre sett på effekter på prisen ved henholdsvis offentlig støtte på 25% og momsfristak.

Det finnes flere mulige støtteordninger for utbygging av et fjernvarmeanlegg. Den varmeanleggsordningen som har vært koordinert sentralt fra NVE avsluttes i 2001 og vil ikke være aktuell. En ny ordning, som administreres av Enova, igangsettes imidlertid i 2002. Det er for tiden flere søkere enn tilgjengelige midler for slik støtte. Lokale støtteordninger kan være ENØK-fond eller lignende, eller støtte fra kommunen i form av garantier, bidrag i form av offentlig grunn, regulering, tilknytningsplikt mv.

Tabell 5.3. Regneeksempel for leveranse av varme i Hammerfest under ulike rammevilkår.

| Alternativ | Forutsetninger | Pris pr. kWh (øre) |
|--------------------|---|--------------------|
| Basis alternativ | Ingen investeringsstøtte Ikke momsfristak | 39 |
| Investeringsstøtte | 25% investeringsstøtte Ikke momsfristak | 33 |
| Momsfristak | Ingen investeringsstøtte Momsfristak | 33 |
| Leveringssikring | 12 mill kr i reduserte investeringer ved garanti av leveringssikring (hhv med og uten investeringsstøtte) | 30-35 |

I tillegg til prisene angitt over kommer driftskostnader samt leverandørens fortjeneste.

Det vurderes som uaktuelt med leveringssikring garantert av Snøhvitlisensen. LNG-anlegget, inkludert Energianlegget, vil ha driftsstans i mindre perioder hvert år for nødvendig

vedlikehold. I disse periodene må varme suppleres fra annen kilde, og et reservesystem for dette må således etableres uavhengig av anlegget på Melkøya.

Samarbeid med elverket er fornuftig for å utnytte synergi både i anlegg, drift og konkurranse. Fjernvarme må agere i det lokale markedet i forståelse med el, ikke i konkurranse.

Konklusjonene fra utredningen er at det ikke er mulig å få lønnsomhet i fjernvarme for Hammerfest gitt høye kostnader i investeringer på Melkøya og i infrastruktur på fastlandet og et relativt lite behov for varme i Hammerfest. Videre er en helt avhengig av støtteordninger og av bedre rammebetingelser, herunder MVA-fritak.

Bruk av fjernvarme kan også påvirke behovet for elektrisk kraft i Hammerfest. Dette vil således medføre redusert inntekt for Hammerfest el verk. Som følge av Snøhvit-prosjektet forventes imidlertid økt næringsetablering i området, noe som kan medføre økt kraftbehov. Usikkerheten knyttet til dette er så stor at det ikke er gjort noen kvantifisering av mulig virkning.

6 Sammenstilling av de ulike alternativene

Ulike konsepter for energiløsninger basert på gass, samt energiløsning basert på el ble presentert og drøftet i kapittel 3.

Basert på prosjektets krav til driftssikkerhet er konseptet basert på kjøp av el fra nettet falt bort. Av de gassbaserte konseptene er det videre konkludert at et konsept med en stor gassturbin ikke vil møte prosjektets krav, da dette ikke vil inneholde reserveløsning ved stans på turbinen. En slik stor turbin vil i tillegg levere langt mer kraft enn behovet på anlegget tilsier og således medføre langt høyere CO₂-utslipp.

Disse avgrensingene gjør at en energiløsning basert på flere gassturbiner er foretrukket. Ulike typer er vurdert, men typen LM6000 PD er funnet best totalt sett (teknisk, økonomisk, miljømessig). Dette konseptet ligger til grunn for PUD/PAD.

For å oppnå en best mulig balansert og optimal drift av anlegget er det sett på ulike nyanser ved bruk av slike gassturbiner, samt muligheten for kombinasjon med dampturbin. Det er også et kompliserende forhold at nøyaktig behov over tid er noe usikkert. De ulike variantene som er studert for å optimalisere driften er:

- Alternativ 1. Kun bruk av gassturbiner og med en dampturbin i fase 2
- Alternativ 2. Gassturbin og dampturbin allerede i fase 1 for så å øke antallet i fase 2.

Dette er mer detaljert vist i tabellen under.

Tabell 6.1. Alternative løsninger for Energianlegget på Melkøya basert på flere gassturbiner.

| ALTERNATIV 1 | | ALTERNATIV 2 | |
|-----------------|--|-------------------------------|--|
| A.1.1 Fase 1 | A.1.2 Fase 2 | A.2.1 Fase 1 | A.2.2 Fase 2 |
| 4 x LM6000 PD | 4 x LM6000 PD + 1 x LM6000 PD m/dampturbin | 4 x LM6000 PD m/dampturbin | 4 x LM6000 PD m/dampturbin 1 x LM6000 PD m/dampturbin |

Virkningsgraden for alternativ 2 vil være bedre enn for alternativ 1 (totalvirkningsgrad 3,1% høyere på full drift), da dampturbinene i alternativ 2 medfører økt bruk av tilgjengelig restvarme for elkraftproduksjon og således øker den totale elkraftproduksjonen i forhold til innfyrt energimengde.

Også utslippstalls for alternativ 2 er noe lavere enn for alternativ 1 (ca 6% for CO₂), da alternativ 2 kan produsere større mengde kraft fra lik mengde innfyrt gass.

Begge alternativer vil dekke anleggets behov for elektrisitet og varme. Alternativ 1 krever imidlertid lavere investering og vil gi bedre prosjektøkonomi. Det vil videre gi en god driftssikkerhet og ha en god energiutnyttelse. For fase 1 er det derfor totalt sett anbefalt en løsning basert på alternativ 1, med 4 stk LM6000PD gassturbiner.

7 Oppsummering av avbøtende tiltak og oppfølgende undersøkelser

Energiløsning

Utbyggingsprosjektet for Snøhvit legger ikke opp til faste leveranser av kraft fra Energianlegget til alminnelig forsyning. Anbefalt Energianlegg er derfor tilpasset for å dekke LNG-anleggets elkraft- og varmebehov. Det vil imidlertid produseres noe overflødig varme.

Valg av energiløsning som benytter mest mulig av eksosvarmen fra gassturbinene til elkraftproduksjon vil gi økt virkningsgrad og forbedret utslipp pr. energienhet produsert. Dette er imidlertid ikke anbefalt i fase 1 pga høye investeringskostnader. Muligheten for å få inn en damp turbin i kombinasjon med gassturbin(er) i fase 2 kan imidlertid være et viktig avbøtende miljøtiltak som vil bli videre vurdert.

CO₂ tiltak

I fase 2 kan det være aktuelt med energioptimalisering i form av en dampsyklus for å nyttiggjøre overskuddsvarme. Dette kan medføre inntil ca 6% lavere CO₂ utslipp enn basialternativet uten damputnyttelse.

Rensing av CO₂ fra avgass er ikke funnet økonomisk gjennomførbart basert på tilgjengelig teknologi. Tiltakskostnader er funnet å ligge betydelig over hva som kan forventes som normalt innenfor et kvotesystem. Det er imidlertid avsatt plass på anlegget til etterinstallasjon for CO₂ rensing dersom dette i fremtiden finnes regningssvarende, og at teknologien er tilgjengelig for anlegget.

Statoil arbeider aktivt innen området med reduksjon av CO₂ utslipp, inkludert CO₂ rensing. Dette arbeidet prioriteres høyt av selskapet, og forhold for ytterligere å kunne redusere CO₂ utslipp fra Melkøya vil bli fulgt opp i den videre planleggingen av anlegget.

NO_x rensing

NO_x rensing av avgassen fra Energianlegget fra 25 ppm ned til 5 ppm er funnet å være teknisk gjennomførbart ved bruk av SCR teknologi (CO₂ separasjon ved bruk av aminer). Dette krever imidlertid en økt investering på ca 104 millioner kroner. Så lenge det ikke er avgiftsbelagt å slippe ut NO_x vil dette gi en negativ nytteeffekt, og tredjepartsløsninger er å foretrekke. Tredjepartsløsninger kan bli søkt gjennomført med de svært positive virkninger det vil medføre for Norge (se under). Dette vil gi betydelig større miljøfordeler for Norge enn NO_x rensing på Melkøya, både i volum og i forhold til områder utsatt for NO_x belastning.

Tredjepartsløsninger for NO_x

Realistiske vurderinger av tredjepartstiltak er funnet å kunne medføre reduserte nasjonale årlige utslipp i størrelsesorden 3.000-5.000 tonn avhengig av LNG-mengde som erstatter olje-/dieselfyrt drift av skip og innen stasjonær forbrenning/industri. Snøhvit prosjektet planlegger

å tilrettelegge for lasting av små LNG fartøy ved anlegget for således å muliggjøre første steg mot LNG distribusjon langs norskekysten/Nordsjøen.

For å kunne realisere tredjepartstiltak på NO_x er det en del forhold som må på plass. Herunder nevnes:

- Avklaring med myndigheter om grunnlag for kvotehandel med NO_x
- Initiativ til dannelse av distribusjonsselskap
- Kommersielle avtaler mellom LNG-leverandør og distribusjonsselskap

Overvåking

Energianlegget vil ikke medføre utslipp til sjø, grunn eller vann som krever egen overvåking. Som presentert og diskutert i denne utredningen vil anlegget bidra med utslipp til luft som vil være viktige sett i forhold til andre kilder lokalt.

Som en del av arbeidet med videre planlegging for Snøhvit LNG utarbeides program for miljøovervåking for det totale Snøhvit LNG prosjektet. Målinger av utslipp til luft og overvåking av miljø for å identifisere og følge opp eventuelle virkninger vil inngå i dette programmet. Det er således ikke utarbeidet et eget overvåkingsprogram for Snøhvit Energianlegg.

Referanser

- Arnesen, G. & Simons, S. 1998: *Konsekvensutredning i forbindelse med et eventuelt LNG-anlegg på Melkøya i Finnmark, botanisk del*. 15 pp. Upubl.
- Arnesen, G., Bjerke, J.W. og Simons, S., 2000. LNG-anlegg på Melkøya – Hammerfest. Konsekvensutredning og forslag til overvåkingsprogram for vegetasjon. Insitutt for biologi, Universitetet i Tromsø.
- Bakke, T., J. A. Berge, B. Braaten, F. Moy, H. Oen, A. Pedersen og M. Walday 1992. Kombinerte effekter av kjølevann og oppdrett på marine bunnsamfunn. NIVA Rapport O-88143. 201 s.
- Carroll, M., R. Velvin, A. Evenset, L-H. Larsen, T. Kroglund, G. Bahr & B. Voegelé 2000. Marin grunnlagsundersøkelse ved Melkøya, Hammerfest kommune, Finnmark 1998-99. Akvaplan-niva rapport 412.1491. 100 s.
- Esser, J.M. & Tomter, S.M. 1996. Reviderte kart for tålegrenser for nitrogen basert på empiriske verdier for ulike vegetasjonstyper. Norsk institutt for jord- og skogkartlegging. NIJOS-rapport 7/96: 1-9.
- Grimås, U., A. Jacobsen & E. Neumann 1988. Biologiska och radioekologiska undersökningar vid Ringhals kärnkraftverk 1968-1987. Naturvårdsverket, laboratoriet for miljökontroll, rapport 3463. 26 s.
- Hammerfest el verk nett as, 2002. Søknad om konsesjon, ekspropriasjonstillatelse, forhåndstiltredelse med tilhørende konsekvensutredning for 132 kV kraftlinjer Skaidi-Hammerfest-Melkøya.
- Henriksen, A., Hindar, A., Styve, H., Fjeld, E. & Lien, L. 1996. Forsuring av overflatevann - beregningsmetodikk, trender og mottiltak. NIVA Rapport LNR 3528-96.
- Knudsen, S, Guerreiro, C og Laupsa, H., 2001. Innspill til konsekvensanalyse for Snøhvitfeltet og Melkøyaterminalen. Utslipp til luft. NILU ref O-100074.
- Larsen, L.H (ed), 2001. Grunnlagsrapport til konsekvensutredning. Utbygging av Snøhvitområdet: feltutbygging, rørledning og LNG-anlegg på Melkøya. Akvaplan-niva rapport 421.1867.01.
- MARINTEK/SINTEF Energiforskningen, 2001. Beregninger av kostnader for LNG distribusjon og NOX tiltak
- MD, 1994, "Konsekvensutredninger. Veileder i plan- og bygningslovens bestemmelser", T-1015.
- Neuman, E & J. Anderson 1990. Naturvårdsverkets biologiska undersökningar utanför Oskarshamnsverket under 1980-talet. Statens naturvårdsverk, Avdeling for miljøövervakning, Kustvattenenheten, Öregrund. Rapport 3780. 29 s.
- NORSEC, 2001. Teknisk/økonomisk vurdering av forsyningen til Hammerfest og Melkøya. Rapport fra Norsk Systemplan og Enøk AS. Datert 17.12.2001.
- NTNU, 2001. Fjernvarme i Hammerfest. Beregning av behov og vurdering av egnethet og økonomi. Utført av professor Geir Owren.
- OED, 2000, "Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD)".

-
- Pedersen, A. & N. Green 1996. Sleipnerkondensat på Kårstø, Overvåking av det marine miljø - hardbunn. NIVA rapport O-95106. 165 s.
- Pedersen, A., T. Bakke & M. Walday 1998. Prosessanlegget på Kårstø. Supplerende undersøkelser av det marine miljø. Årsvariasjon – Hardbunnsamfunn. NIVA rapport 3813/98. 85 s.
- Sintef 2001. Beregninger omkring effektivitet ved LNG nedkjøling og transport under ulike betingelser. Utført av professor Geir Owren.
- Sintef 2002. NOX utslipp i forbindelse med LNG-anlegget på Melkøya. Notat fra Per Magne Einang, Sintef.
- SSB, 1996. Naturressurser og miljø 1996. Statistisk sentralbyrå.
- Statoil/Rimestad, 2001. NOX reduserende teknologier. Rapport fra besøk hos sentrale leverandører. Statoil notat.
- Tørseth, K. and Semb, A. (1997) Deposition of major inorganic compounds in Norway 1992-1996. Kjeller (NILU OR 67/97).

Dokumentasjon for utredning av energiløsninger

1. Hammerfest LNG plant. Clarifications and further documentation. Linde AG, document E-066-AB-P-RS-0002, 16.08.2001.
2. Hammerfest LNG plant. Energy system optimisation. Linde AG, document E-066-AB-P-RS-0005, 15.01.2002.