

Bakgrunn for vedtak

Søker/sak:	Hammerfest Energi AS/Gasskraftverk med CO₂-fangst		
Fylke/kommune:	Finnmark/Hammerfest		
Ansvarlig:	Arne Olsen	Sign.:	
Saksbehandlere:	Henriette R Haavik/Asle Selfors	Sign.:	
Dato:	25.06.2007		
Vår ref.:	NVE 200704362-9	KTE:	22/2007
Sendes til:	Hammerfest Energi AS, alle hørings- og orienteringsinstanser		

Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO
Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
E-post: nve@nve.no
Internett: www.nve.no
Org. nr.:
NO 970 205 039 MVA
Bankkonto:
0827 10 14156

Hammerfest Energi AS – Konesjonssøknad for gasskraftverk med CO₂-fangst i Hammerfest kommune i Finnmark

1 Konklusjon

Etter en avveining av fordeler og ulemper ved prosjektet har NVE ikke funnet å kunne gi Hammerfest energi AS konsesjon etter energiloven for bygging og drift av det omsøkte gasskraftverket. Her vektlegges særlig anleggets høye produksjonskostnader og begrensede elektriske virkningsgrad sammenlignet med andre løsninger for CO₂-fangst.

I NVEs samfunnsøkonomiske beregning får anlegget en negativ netto nåverdi på 1,7 mrd. kr i basisalternativet. Som anlegg for ordinær kraftproduksjon fremtrer det ikke som konkurransedyktig og som lite rasjonelt.

Spørsmålet er så om anlegget har vesentlige samfunnsmessige tilleggsverdier, som å kunne utvikle fangstteknologi som har potensial til å bli kommersiell over tid. Her finner vi imidlertid at de totale produksjonskostnadene ved et framtidig storskala anlegg basert på valgt prosess må forventes høyere enn for gasskraft med ved aminrensing. Dette skylds hovedsaklig lavere potensiell virkningsgrad. Samlet sett vurderes ikke den omsøkte teknologien som spesielt lovende anvendt på naturgass.

Selv om det kan være en samfunnsmessig nytte ved å prøve ut flere alternative teknologier, synes kostnadene ved anlegget å være så store at hensynet til mulig teknologiutvikling uansett ikke kan oppveie disse.

Andre fordeler ved prosjektet er nytten for den nasjonale kraftbalanse av en forventet produksjon på vel 700 GWh pr år, samt positive regionale ringvirkninger av prosjektet. Nyten av disse forhold vurderes imidlertid også som vesentlig mindre enn kostnadene ved anlegget.

Det konsesjonssøkte tiltaket synes i dag å gi kapasitetsproblemer i kraftnettet betydelige deler av året, men disse kan løses ved ulike tiltak. Anlegget synes å gi små lokale ulemper for annen arealbruk og små regionale og lokale miljøulemper.

Innhold

1	Konklusjon	1
2	Søknad	3
3	Behandling	3
3.1	Melding med forslag til konsekvensutredningsprogram	3
3.2	Høring av konsesjonssøknad og konsekvensutredning	4
3.3	Høring av tilleggsutredning, krav om tilleggsopplysninger	4
4	Innkomne merknader.....	5
4.1	Merknader til søknad.....	5
4.2	Merknader til tilleggsutredningen	9
5	NVEs vurdering av konsekvensutredningen	9
5.1	Konklusjon	11
6	NVEs vurdering av konsesjonssøknaden	11
6.1	Beskrivelse av gasskraftverket	11
6.1.1	Anleggsutforming, kapasiteter	11
6.1.2	Energiutnyttelse.....	12
6.1.3	Investeringskostnader	13
6.1.4	Grensesnitt mot Melkøya	14
6.2	CO ₂ og CO ₂ -fangst	15
6.2.1	Regjeringens satsing på å realisere CO ₂ -håndtering.....	15
6.2.2	NVEs vurdering av omsøkt teknologi	15
6.3	Internasjonale kvotesystemer	18
6.4	Gjennomføringsevne	19
6.5	Regional kraftbalanse og forsyningsikkerhet.....	19
6.5.1	Regionalnett og kraftbalanse i utredningsområdet	19
6.5.2	Statnetts vurdering av gasskraft i Hammerfest.....	20
6.5.3	Utvikling i området	21
6.5.4	NVEs vurdering av tiltaket innvirkning på sentralnettet	22
6.6	Andre virkninger av tiltaket	22
6.6.1	CO ₂	22
6.6.2	NO _x og NH ₃	23
6.6.3	Kjølevannsutslipp.....	23
6.6.4	Andre utslipp til luft	23
6.6.5	Støy.....	24
6.6.6	Avfall.....	24
6.6.7	Flytrafikk	24
6.6.8	Legging av rør	25
6.6.9	Sysselsetting og leveranse	25
6.7	Samfunnsøkonomisk vurdering av gasskraftverket.....	25
6.7.1	Innledning.....	25
6.7.2	Samfunnsøkonomisk nytte	25
6.7.3	Investeringskostnader	26
6.7.4	Driftskostnader	26
6.7.5	Samfunnsøkonomisk lønnsomhet.....	28
6.7.6	Sensitivitetsanalyser	28
6.7.7	Behov for statlig støtte	30
6.7.8	Oppsummering	31
7	Samlet vurdering av gasskraftverket.....	31

2 Søknad

Hammerfest Energi AS (HE) søkte 22.12.2004 om konsesjon etter energiloven for å bygge og drive et ca 100 MW gasskraftverk med CO₂-håndtering i Hammerfest kommune i Finnmark. Søknaden gjelder også tilhørende nettilknytning og tilknytning til CO₂- og naturgassrørledning.

Anlegget er tenkt plassert på Rossmolla ved Hammerfest. Gasskraftverket er tenkt drevet med naturgass fra Snøhvitfeltet som føres i rørledning i sjø fra Melkøya, en avstand på vel 2 km. Omtrent 90 % av den CO₂ som dannes ved forbrenningen planlegges skilt ut, tørket, komprimert og sendt i rørledning til Melkøya der den sammen med utskilt CO₂ fra Statoil sitt LNG-anlegg, returneres til en saltvannsakvifer som ligger under Snøhvit-reservoaret.

Det norske teknologiselskapet Sargas står bak prosessen som er valgt for gasskraftverket.

Anlegget planlegges å bli tilknyttet 132 kV ledningen som går fra Hammerfest trafo til LNG-anlegget på Melkøya. Ledningen passerer kraftverkstomten som jordkabel. Det vil bli etablert en ny 132 kV transformator ved kraftverket og en ny 132 kV jordkabel føres til eksisterende 132 kV jordkabel.

Anlegget planlegges klargjort for idriftsettelse ved utgangen av 2009. Det forventes årlige utslipp på ca 64 tonn NO_x og omlag 38 000 tonn CO₂. Det søkes om en utslippsgrense for NO_x på 5 ppm (15 % O₂). Anlegget vil medføre noe støy.

Forventet årsproduksjon er oppgitt til å være 700 – 800 GWh. Investeringskostnadene er beregnet til 1,6 mrd. kr for selve gasskraftverket med CO₂-håndtering. I tillegg kommer kostnader for tilknytning til gass- og CO₂-rørledning, samt for kjølevann.

3 Behandling

3.1 Melding med forslag til konsekvensutredningsprogram

Hammerfest Energi sin melding ble sendt på høring til berørte instanser 19.5.2004. Følgende instanser/organisasjoner fikk meldingen til høring: Hammerfest kommune, Fylkesmannen i Finnmark, Finnmark fylkeskommune, Statens forurensningstilsyn, Direktoratet for naturforvaltning, Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap, Oljedirektoratet, Riksantikvaren, Kystverket, Hammerfest Havnevesen, Reindriftsforvaltningen i Vest-Finnmark, Norges Fiskarlag, Norges Naturvernforbund, Bellona, Natur og Ungdom, WWF Verdens Naturfond, Greenpeace Norge, Norges Miljøvernforbund, Statnett SF, Varanger Kraft AS og Statoil ASA. Hammerfest kommune la meldingen ut til offentlig ettersyn.

Meldingen ble sendt til orientering til: Olje- og energidepartementet, Miljøverndepartementet, Kommunal- og regionaldepartementet, Fiskeridepartementet, Forsvarsdepartementet, Sametinget, Norsk Hydro ASA, Skagerak Kraft AS og Naturkraft AS.

Utsending av melding, utlegging av melding til offentlig ettersyn og innbydelse til offentlig møte ble kunngjort i Norsk lysingsblad, Finnmark Dagblad og Altaposten. Høringsfristen ble satt til 1.9.2004.

I henhold til § 7 i forskrift om konsekvensutredninger (T-1281) har NVE forelagt utkast til konsekvensutredningsprogram for Miljøverndepartementet (MD) i brev av 26.10.2004. MD ga tilbakemelding i brev av 11.11.2004.

NVE arrangerte offentlig møte i forbindelse med meldingen den 17.6.2004 på Rica Hotell i Hammerfest. NVE orienterte om behandlingsprosessen for meldingen og HE orienterte om prosjektet. Ca 15 personer møtte opp på møtet.

Samme dag ble det også holdt møte i Hammerfest rådhus. På møtet deltok representanter fra Hammerfest kommune, NVE og HE. NVE og tiltakshaver holdt samme orientering som på det offentlige møtet.

NVE fastsatte konsekvensutredningsprogram den 11.11.2004.

3.2 Høring av konsesjonssøknad og konsekvensutredning

NVE mottok 22.12.2004 søknad fra Hammerfest Energi AS for gasskraftverk med CO₂-håndtering med tilhørende rørledninger og nettilknytning.

Søknadene ble sendt på høring til berørte instanser 18.01.2005. Følgende instanser/organisasjoner fikk søknadene til høring: Hammerfest kommune, Fylkesmannen i Finnmark, Finnmark fylkeskommune, Statens forurensningstilsyn, Direktoratet for naturforvaltning, Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap, Oljedirektoratet, Riksantikvaren, Kystverket i Troms og Finnmark, Hammerfest Havnevesen, Reindriftsforvaltningen i Vest-Finnmark, Norges Fiskarlag, Norges Naturvernforbund, Bellona, Natur og Ungdom, WWF Verdens Naturfond, Greenpeace Norge, Norges Miljøvernforbund, Statnett SF, Varanger Kraft AS, Statoil ASA og Statkraft SF.

Søknaden ble også lagt ut til offentlig ettersyn i Hammerfest kommune.

I tillegg fikk følgende instanser søknaden til orientering: Olje- og energidepartementet, Miljøverndepartementet, Kommunal- og regionaldepartementet, Fiskeridepartementet, Forsvarsdepartementet, Sametinget, Norsk Hydro ASA, Skagerak Kraft AS, Naturkraft AS og Industrikraft Midt-Norge AS.

Utsending av søknaden og utlegging av søknaden til offentlig ettersyn ble kunngjort i Norsk lysingsblad, Finnmark Dagblad og Altaposten. Høringsfristen ble satt til 1.04.2005.

NVE arrangerte offentlig møte i forbindelse med søknad den 9.02.2005 i Hammerfest Rådhus. NVE orienterte om behandlingsprosessen for søknaden og HE orienterte om prosjektet.

Samme dag ble det også holdt møte i Hammerfest Rådhus. På møtet deltok representanter fra Hammerfest kommune, NVE og HE. NVE og tiltakshaver holdt samme orientering som på det offentlige møtet.

3.3 Høring av tilleggsutredning, krav om tilleggsopplysninger

Den 13.5.2005 ba NVE om tilleggsutredninger innenfor emnene; Støy og utslipp til luft, Ferdsl og sikkerhet og Teknologi og økonomi. Det ble stilt krav til disse temaene i KU-programmet, men de ble ikke besvart i konsekvensutredningen. HE oversendte tilleggsutredningene den 4.7.2005 og disse ble sendt ut på høring samme dag med høringsfrist 1.9.2005.

NVE ba nok en gang, den 27.1.2006, om informasjon innen for de temaene som ikke var blitt besvart; teknikk og økonomi. HE hadde vanskeligheter med å fremskaffe disse opplysningene og NVE ble bedt av HE om å sette prosjektet på vent inntil videre. NVE mottok de etterspurte opplysningene på møte 28.8 2006 og saksbehandlingen ble gjenopptatt.

4 Innkomne merknader

4.1 Merknader til søknad

Hammerfest kommune ved styret for Miljø og Utvikling skriver i høringsuttalelse av 5.4.2005 at HE må fremskaffe en beregning av fakkelsestøy fra gasskraftverket så snart som mulig, og i god tid før oppstart av bygging. Kommunen skriver at de ikke har merknader til konsekvensutredningen og stiller seg positiv til tiltaket.

SFT skriver i høringsuttalelse av 12.4.2005 at utredningen har en del mangler med tanke på utslipp. Dette gjelder bl.a.:

- Lokale konsekvenser som følge av utslipp
- Beskrivelse av avbøtende tiltak
- Utslipp av nitrogenforbindelser til luft og vann
- Beregninger av pipehøyde og beregninger av spredning av avgasser har mangler
- Beskrivelse av eventuelle utslipp av prosessvann, herunder eventuelle utslipp fra NO_x - renseanlegg (SCR-anlegget)
- Vurdering av utslipp av nitrogenforbindelser til luft og beskrivelse av avfallshåndtering er foreløpig mangelfull
- Utredningen av støy fra anlegget er svært generell, og lite orientert mot det aktuelle anlegget.

SFT skriver at HE sin utredning i stor grad baserer seg på Statoil sine undersøkelser og at de lokale forholdene med utgangspunkt valgt tomt i Rossmolla i for liten grad er beskrevet og vektlagt i vurderingene.

De kommenterer også at sikkerhetsaspekt i forhold til at gasskraftverket skal bygges på en flytende leker ikke er godt nok beskrevet.

SFT avslutter med at før de kan gi utslippstillatelse må det redegjøres for de overnevnte punktene og en risikovurdering av anlegget må utarbeides. SFT nevner forøvrig at en del av figurene og bildematerialet i den framlagte utredningen er av så dårlig kvalitet at de ikke tilfredsstillende formålet.

Kystverket skriver i høringsuttalelse av 6.4.2005 at det ikke framkommer av søknaden om plasseringen av gasskraftverket vil være innenfor trafikkområdet i sjø. Kystverket gjør søker oppmerksom på at det må innhentes tillatelse etter havne- og farvannslovens bestemmelser. Det må også innhentes tillatelse for evt. regulering/restriksjoner av farvann. Dette må sikres/utarbeides i egne forskrifter. Vedtaksmyndighet i slike saker er tillagt Kystdirektoratet og Fiskeri- og kystdepartementet.

Kystverket skriver at det i dag går et farled i Melkøysundet som vil bli stengt i forbindelse med Snøhvitutbyggingen, for å ivareta sikkerheten på øyen og pga forslaget i forskriften om en restriksjonssone på 200 m rundt øyen. Forslag til forskrift er til behandling i Kystdirektoratet.

Kystverket viser til at det er etablert kabelkryssing fra Meland (2 kabler) og Rossmolla (1 kabel) til Melkøya. Plassering av eventuelle nye rørledninger må ikke komme i konflikt med allerede etablerte kabler/rør. En framholder også at kartet i søknaden er for unøyaktig.

Navigasjonsinstallasjoner

Kystverket har navigasjonsinstallasjoner i området, bla en fyrlykt på Fugleneset. Det må vurderes av nautisk personell om gasskraftverket vil medføre skjerming av lykten på Fugleneset.

Konsekvensutredningen har ikke tatt for seg om anlegget kan påvirke navigasjonsinstallasjoner på land og på skip. Det er heller ikke beskrevet om det er behov for etablering av nye navigasjonsinstallasjoner.

Gass- og kjølevannsledninger

Kystverket skriver at det er en svakhet at inntaks- og utslippsledningene for kjølevann, og de to gassrørledningene ikke er tatt med i utredningen. Kjølevannsledningen (inntak) er lite beskrevet, bl.a. er lengden ikke oppgitt. Utslipp av kjølevann skal skje på 50 m dyp og 400 m fra land, står det i kap 3.3.3 mens i kap 6.2.3, står det både på 50 og 60 m dyp. Kystverket stiller spørsmål om hva som er riktig.

Kystverket skriver videre at det kan være nødvendig å få klarlagt evt. konflikter og behov for avbøtende tiltak når det gjelder sikkerhetsmessige forhold til marin- og nautiskvirksomhet. Kystverket savner informasjon med tanke på om det vil være behov for å sikre rørledningen i forhold til ankring, fiskeredskaper, dykking m.m.. De etterspør også info om hvordan rørene skal legges i forhold til eksisterende kabler og ledninger.

Kystverket gjør oppmerksom på at det ikke vil være aktuelt å etablere noe form for rørledninger, kabler eller lignende innenfor manøvreringsområdet i tilknytning til LNG-anlegget/terminalområdet på Melkøya. Dette området må forbeholdes manøvrering og ankringsområde (nødarkring) for skipstrafikken i tilknytning til anlegget.

Gasskraftverket

Kystverket etterlyser utredninger om konsekvensene for en utfylling av sjø/strandområder eller plassering av anlegget ute på søyler i sjøen, og avbøtende tiltak for å ivareta andre bruksinteresser eller sikkerhet i området. De skriver også at gasskraftverkets plassering og evt. konsekvenser for annen bruk av sjø og strandsone ikke framkommer i konsekvensutredningen.

Fokus på sikkerhet/innføring av restriksjoner

Restriksjonsområdet for LNG-anlegget på Melkøya vil sette begrensinger for bruk av farleden i Melkøysundet, farleden vil bli stengt for all trafikk pga sikkerhetsområdet som blir innført. På bakgrunn av dette vurderer Kystverket ikke at trafikken vil påvirkes ytterligere ved etablering av et framtidig gasskraftverk. Kystverket har følgende spørsmål:

- Hva skjer om et skip (evt. gasstanker) må ankre og river av kjølevannsledningen eller gassrørledningen?
- Er det nødvendig med sikkerhetssoner for sjørelaterte aktiviteter eller ferdsel tilknyttet skipsfart, sjøbasert friluftsliv eller fiskeaktivitet og er oppdrett utredet? Avbøtende tiltak?
- Er det behov for Risiko- og sårbarhetsvurdering/analyser?
- Er det behov for sikkerhetssone/restriksjonsområde i sjøen utenfor gasskraftverket langs land og i sjøområder utenfor Rossmolla, Meland og Melkøya? Dersom dette er aktuelt må dette sikres gjennom en egen forskrift fastsatt av Kystdirektoratet/Fiskeri- og kystdepartementet.

Ferdselsforbud i sjø

Kystverket skriver at det er under utarbeiding en egen forskrift (forslag til behandling hos Kystdirektoratet), som bla omfatter en sikkerhetssone på 200 m ut fra og rundt Melkøya, og restriksjoner på trafikken ut fra Melkøya 1,5 nautiske mil i forbindelse med anløp av gasstankere til/fra øya (trafikkregulering). Denne sonen strekker seg ikke ut til Håja.

Sametinget skriver i brev datert 4.4.2005 at konsekvensene for samiske kulturminner anses for å være tilstrekkelig utredet. Tiltaket slik det fremkommer i konsesjonssøknaden regnes av Sametinget til å ikke ha vesentlige konsekvenser for samiske kulturminner.

Sametinget minner om at kulturminner eldre enn 100 år er automatisk fredet i følge lov 9.juni 1978 nr 50 om kulturminner (kml), § 4, og skriver at det er ikke tillatt å skade eller skjemme fredete kulturminner, eller sikringssonene på 5 m rundt kulturminnet, jf. kml §§ 3 og 6.

Sametinget viser til egne uttalelser fra Finnmark fylkeskommune, Areal- og kulturavdelingen.

Hammerfest havn KF skriver i høringsuttalelse av 2.3.2005 at de er positive til at det bygges et gasskraftverk med CO₂-håndtering på Rossmolla i Hammerfest. Anlegget er tenkt plassert på et område som i reguleringsplanen er avsatt til industri. Hammerfest havn forutsetter at kraftverket støyisoleres tilstrekkelig og at det sikres mot uønskede hendelser fra skip eller drivende gjenstander.

Hammerfest havn oppfatter det dit hen at tiltaket omfattes av havne- og farvannslovens bestemmelser. En tillatelse må foreligge fra Hammerfest havnevesen, før tiltaket iverksettes.

Statnett SF skriver i høringsuttalelse av 8.4.2005 at et gasskraftverk vil bedre effekt- og energibalansen i Finnmark. Det vil sannsynligvis ikke være behov for nettførsterkninger i regionalnettet som følge av gasskraftverket, selv med Statkraft sine planer om et vindkraftverk på Tjuven (110 MW).

Når det gjelder sentralnettet i Finnmark har Statnett tidligere uttalt at det vil kunne være mulig å tilknytte ytterligere ca 200 MW vindkraft. Til nå er det gitt konsesjon for inntil 145 MW. Etablering av 100 MW gasskraft i tillegg vil være problematisk.

HE foreslår temperaturoppgradering av dagens 132 kV-nett i Finnmark for å motvirke overbelastning i sommersesongen. Statnett mener dette vil gi beskjeden økning i overføringskapasiteten i forhold til kostnadene ved tiltaket. Nettet vil bli ytterligere presset og en vil få en betydelig økning av tapene og flaskehalsene. Systemet vil bli vanskelig å drifte og revisjon av nettet vil bli vanskelig å få til.

Statnett skriver videre at en utbygging av ny produksjon utover 200 MW i Finnmark vil kreve investering av en ny 420 kV ledning fra Balsfjord til Varangerbotn til 2 mrd. kr. Sentralnettet i Nord-Norge kan tåle 600 MW vindkraft nord for Ofoten før nettet videre sørover må forsterkes.

Statoil ASA skriver i høringsuttalelse av 30.3.2005 at det pågår utstrakt internasjonalt samarbeid for å forbedre renseteknologi for CO₂ og at de vurderer planene som interessante sett i et internasjonalt perspektiv. Statoil har gitt tilsagn om 4 mill. kr i støtte til et test- og verifiseringsprogram.

Statoil har følgende kommentarer til tiltaket og utredningene:

- Det er ikke tatt noe konkret initiativ fra HE angående eventuell tilgang på naturgass og reinjeksjon av CO₂ inn i Snøhvitfeltets retur- og deponeringssystem. Statoil har tidligere kommentert dette i brev av 31.8.2004.

- Salgsavtale for LNG, inklusive opsjoner kjøperne måtte ha, vil til enhver tid måtte ha prioritet foran leveranse til et eventuelt kraftverk. Konsekvensene av dette må tas inn i prosjektøkonomien.
- Snøhvit har tidligere påpekt i brev datert 1.12.2004, at en vil ha et mye bedre grunnlag for å vurdere gassforsyningssituasjonen til gasskraftverket, om det koples til planlegging av et nytt prosessanlegg (Tog II) på Melkøya.
- Det prosessmessige grensesnittet mot Snøhvit-anleggene og tilhørende CO₂-lagrings- og transportopplegg er så langt ikke konkretisert, heller ikke de kostnadmessige implikasjoner.
- Det må presenteres regnemodeller for økonomien i prosjektet der alle forutsetningene som berører grensesnittet mot LNG-anlegget på Melkøya er nøyaktig definert.
- Statoils tekniske fagmiljø stiller fortsatt spørsmål ved om det er fremtidsrettet å utvikle CO₂-teknologi med såpass lav virkningsgrad (43 %) som er oppgitt av HE.
- Det hevdes at Snøhvit-anlegget vil kunne dra nytte av gasskraftverket. I utgangspunktet er Statoil selvforsynt.
- Det forutsettes i konsekvensutredningen at brakkeleiren på Melkøya vil bli benyttet i forbindelse med byggingen, men dette vurderes som uaktuelt av Statoil, da det ikke vil bli gitt adgang for en tredjepart innenfor sikkerhetssonen til anlegget.
- Utredningen refererer i stor grad til analyser og utredninger gjort i konsekvensutredningen for Snøhvit LNG.
- Er det tilstrekkelig med bare ett lokalitetsalternativ utredet?
- De overordnede konsekvensene for miljø, natur og samfunn synes tilstrekkelig utredet.

Statoil har lagt ved brev til HE av 10.12.2003, vedrørende leveranse av naturgass og deponering av CO₂. Statoil skriver at gass, lik den fyrgassen Snøhvit bruker i eget energianlegg, vil teknisk kunne leveres til et kraftverk. For tilgang til slik gass må den enkelte eier (lisenspartner) kontaktes for å få avtalt mengde og kommersielle betingelser.

Med tanke på CO₂ vil leveransepunkt være tilkoblingspunkt etter injeksjonspumper for CO₂, men før landfall. Statoil vil stille visse krav til CO₂ leveransen.

Dersom alt går som planlagt vil det være en tilgjengelig kapasitet for injeksjon av tredjeparts CO₂ på 320 000 tonn pr. år. Statoil presiserer at injiseringen av CO₂ og lagringsstørrelsen for CO₂ pr. i dag er de største usikkerhetsfaktorer for offshoredelen av Snøhvitprosjektet. Basis for driften må være maks 330 produksjonsdager (7920 timer) pr. år som for Snøhvit.

Statoil forutsetter at HE vil gjøre en forprosjektering av sitt prosjekt, først da kan samtaler mellom HE og lisenser vedrørende kommersielle betingelser for eventuell bruk av CO₂ injeksjonsfasiliteter på Snøhvit starte. Eventuelle tilpasninger og endringer i design som må gjøres for å ta inn CO₂ fra kraftverket, må betales av HE.

Bellona skriver i høringsuttalelse av 31.3.2005 at de anbefaler at HE får konsesjon. Bellona skriver i tillegg en del om gasskraft og CO₂-utslipp.

4.2 Merknader til tilleggsutredningen

Hammerfest kommune uttaler i brev av 31.8.2005 at det kan virke som det i planene for rørtrasé ikke er tatt hensyn til Statoils nåværende planer for utbygging i sjøen på Meland, samt fremtidige planer for områdene ved Melkøya og i Melkøysundet. De forutsetter at det ved sluttbehandling av konsekvensutredningen foreligger en fullstendig avklaring vedrørende dette. Hammerfest kommune har utover dette ingen merknader til tilleggsutredningen.

Statoil ASA kom i høringsuttalelse 20.8.2005 med følgende kommentarer:

- Det har ikke vært noen konkrete initiativ fra HE sin side angående eventuell tilgang på naturgass og reinjeksjon av CO₂ inn i Snøhvitfeltets retur- og deponeringssystem.
- De prosess- og kostnadsmessige grensesnitt mot Snøhvit-anlegget og tilhørende CO₂ lagrings- og transportopplegg er ikke konkretisert. Statoils tekniske fagmiljø stiller fortsatt spørsmål ved om det er fremtidsrettet å utvikle CO₂-teknologi med så lav virkningsgrad.
- Både kjølevanns- og CO₂-rørtraseen vil komme i konflikt med planer for videreutvikling av anlegget på Melkøya. Tunnel kan være en løsning, men vil bli kostbar.
- De kostnader som er beregnet til rørsystem og grensesnitt mot Statoils anlegg har ikke tilstrekkelig nøyaktighet. Anslaget er etter Statoil sine vurderinger for lavt.
- HE forutsetter å få tildelt kvoter for CO₂-utslipp tilsvarende utslipp ved et konvensjonelt gasskraftverk med lav virkningsgrad. Dette er ifølge Statoils forståelse ikke iht. de direktiver som gjelder for kvotetildelinger.
- HE har lagt til grunn en gasspris på 30 øre/sm³. Denne pris er ikke forhandlet med noen av partnerne i Snøhvit. Statoil mener prisen basert på dagens markedsforhold, er urealistisk.
- Avsnittet der teknologier for CO₂-håndtering sammenlignes er ikke i samsvar med anerkjente "state-of-art- rapporter" på området.

Oljedirektoratet (OD) skriver i høringsuttalelse av 10.8.2005 at de ikke har merknader til tilleggsutredningen. De ønsker imidlertid å gjøre oppmerksom på at eventuelt uttak av naturgass fra Snøhvit-anlegget til det planlagte gasskraftverket, vil være underlagt forskrift av 1.11.2001 om måling av petroleum for fiskale formål og for beregning av CO₂-avgift. Forskriften forvaltes av OD.

Direktoratet for naturforvaltning (DN) skriver i brev av 21.7.2005 at de ikke avgir uttalelse til tilleggsutredningen.

Reindriftsforvaltningen i Vest-Finnmark ved reindriftsagronomen skriver i brev av 18.8.2005, at de ikke har merknader til tilleggsutredningen. De informerer for øvrig om at det ikke er store negative konsekvenser for reindriftsnæringen, ved en eventuell bygging av gasskraftverket, da det på land legges opp til 100 % revegetering etter avsluttet anleggsfase.

5 NVEs vurdering av konsekvensutredningen

Konsekvensutredningen er utarbeidet på bakgrunn av forskrift om konsekvensutredninger 1.4.2005 etter plan- og bygningsloven kap VII-a og utredningsprogram fastsatt av NVE den 16.8.2005. På bakgrunn av utførte utredninger, innkomne merknader, tilleggsutredninger, møte 28.8.2006 og egne

vurderinger, avgjør NVE om utredningen med tilleggsutredninger er gode nok i forhold til kravene i utredningsprogrammet og om det eventuelt har kommet frem ytterligere temaer som må belyses.

Konsekvensutredningen skal være beslutningsrelevant, det vil si konsentrert om de spørsmål det er viktig å få belyst for å kunne ta stilling til om tiltaket skal få konsesjon eller ikke, og om hvilke vilkår det skal settes i en eventuell konsesjon.

I det etterfølgende vurderer NVE de temaer det har kommet inn vesentlige merknader til, eller der NVE har egne merknader til den fremlagte konsekvensutredningen.

Støy

Etter SFTs vurderinger var utredningen av støy fra anlegget svært generell. SFT etterlyste støysonekart og støyberegninger for anlegget i normal drift og ved fakling, og Hammerfest kommune etterlyste også støybergninger ved fakling. Støyberegninger under normaldrift ble presentert i tilleggsutredningen av 4.7.2005, sammen med informasjon vedrørende fakling.

Utslipp til luft

SFT etterspurte ytterligere informasjon om NO_x-rensprosessen. De ba om at det ble gitt mer konkrete referanser til brennerteknologi og ba om en beskrivelse av hvordan spesialavfall fra SCR-prosessen skal håndteres. De ba også om opplysninger om tiltaket vil medføre utslipp av SO_x, VOC og karbonater. Lokale konsekvenser som følge av eventuelle konsekvenser ble også etterlyst. Disse punktene ble besvart i tilleggsutredningen av 4.7.2005 og i møtet den 28.8.2006.

Ferdsel, navigasjon og sikkerhet

Kystverket mener at temaene ferdsel, navigasjon og sikkerhet er mangelfullt utredet. NVE finner temaene tilstrekkelig besvart i konsekvensutredningen.

Rørtraseer

Hammerfest kommune skriver i sin uttalelse av 31.8.2005 at det kan virke som at det mtp rørtraseer ikke er tatt hensyn til Statoils nåværende planer for utbygging i sjøen på Meland, samt fremtidige planer for områdene ved Melkøya og i Melkøysundet. De forutsetter at det ved sluttbehandling av konsekvensutredningen foreligger en fullstendig avklaring vedrørende dette.

HE skriver i e-post av 23.5.2007 at rørtilknytningene må samordnes med Statoil sitt LNG-anlegg og mulig framtidig utvidelser av dette. HE er i forhandlinger med operatøren på Snøhvitfeltet vedrørende dette.

Nøkkeltall

Beskrivelsen av tiltaket og dets nøkkeltall har blitt endret gjennom forhåndsmelding, konsekvensutredning og tilleggsutredninger. NVE har etterlyst de endelige nøkkeltallene. Hammerfest Energi har bekreftet overfor NVE at en studie gjennomført av *Siemens Power Generation* for Sargas representerer det mest oppdaterte og korrekte bildet av tiltaket¹. Studien er utført med støtte fra Gassnova, og er gjort tilgjengelig i sin helhet for NVE av Sargas.

¹ "Verification Study of the SARGAS Gas-fired Pressurised Process with CO₂ Abatement", Final Report April 2006

5.1 Konklusjon

Det har tatt betydelig tid å få fram nødvendige opplysninger, men NVE mener at konsekvensutredningen sammen med tilleggsopplysninger, mottatte merknader, møter og befarung i dag gir et tilstrekkelig grunnlag for å vurdere konsekvensene ved å bygge Hammerfest gasskraftverk med CO₂-fangst. NVE kan heller ikke se at det gjennom høringen er avdekket problemstillinger som skulle tilsi behov for utredning av andre temaer enn de som er utredet. NVE anser utredningsplikten som påhviler Hammerfest Energi AS gjennom utredningsprogrammet, som oppfylt.

6 NVEs vurdering av konsesjonssøknaden

6.1 Beskrivelse av gasskraftverket

Hammerfest Energi AS søker om å bygge og drive et gasskraftverk med CO₂-håndtering på om lag 100 MW lokalisert på Rossmolla i Hammerfest kommune. Gasskraftverket skal etter planen drives med naturgass fra Snøhvitfeltet som føres i rørledning i sjø fra Melkøya, en avstand på vel 2 km. Forventet årsproduksjon er oppgitt til å være 700 – 800 GWh. Omtrent 90 % av den CO₂ som dannes ved forbrenningen vil bli skilt ut, tørket, komprimert og sendt i rørledning til Melkøya der den sammen med utskilt CO₂ fra Statoil sitt LNG-anlegg returneres til Snøhvitfeltet for lagring i Tubåen, en saltvannsakvifer beliggende under Snøhvit-reservoaret.

Det norske teknologiselskapet Sargas står bak prosessen som er valgt for gasskraftverket. Den er stort sett basert på kjente og velprøvde komponenter, men konfigurasjonen av komponenter representerer en nyskaping for gasskraftverk med CO₂-håndtering.

Selve kraftverket planlegges bygd på en lekter ved et europeisk verft, og transportert til endelig plassering ved sjøkanten i Hammerfest via et tungløftskip.

Beskrivelsen av tiltaket og dets nøkkeltall har blitt endret gjennom forhåndsmelding, konsekvensutredning og tilleggsutredninger. Den mest gjennomarbeidede studien av tiltaket finnes i en studie *Siemens Power Generation* har utført for Sargas¹. Tallene for ytelse, kostnader osv. som det henvises til videre i notatet er for det meste hentet fra denne studien. Studien er utført med støtte fra Gassnova, og er gjort tilgjengelig i sin helhet for NVE av Sargas. Hammerfest Energi har bekreftet overfor NVE at Siemensstudien representerer det mest oppdaterte og korrekte bildet av tiltaket.

6.1.1 Anleggsutforming, kapasiteter

Gasskraftverket som planlegges i Hammerfest er et såkalt kombikraftverk i den forstand at det kombinerer to energisykluser – en gassturbinprosess og en dampturbinprosess. Men prosessene kombineres på en annen måte enn i konvensjonelle kombikraftverk (CCGT-anlegg), og det relative effektbidraget fra de to syklusene er også annerledes. Mens om lag 70 % av effekten i konvensjonelle gasskraftverk kommer fra gassturbinen og om lag 30 % fra dampturbinen, vil bare 15 % av effekten i Hammerfestanlegget komme fra gassturbinen og 85 % fra dampturbinen.

En rekke av komponentene i Sargas sin prosess har sin opprinnelse i kullbaserte kraftverk med kjel basert på Pressurised Fluidised Bed Combustion (PFBC) teknologi, og sammensetning av enheter som gassturbin, kullfyrt trykksatt kjel og dampturbin inngår allerede i flere kraftverk i 100 til 400 MW klassen. Totalt kjenner NVE til at åtte PFBC-anlegg av en viss størrelse har vært bygget, hvorav seks

anlegg fortsatt er i drift. Det nye ved Sargas-prosessen er at en erstatter PFBC-kjelen med en trykksatt kjel som brenner naturgass. I tillegg skiller prosessen ut CO₂ under trykk.

Prosessen benytter en gassturbin med ekstern forbrenning (i en trykksatt dampkjel). Den trykksatte gassfyrte kjelen er ikke ferdig utviklet, og utvalget av gassturbiner er begrenset, men Siemens GT35P tilfredsstillende kravet. Det er en velprøvd turbintype, som opprinnelig er utviklet for PFBC (kullfyrte) anvendelser. Gassturbinens kompressordel komprimerer innsuget luft til om lag 13 bara (atmosfæretrykk) og 300°C. Naturgassen tilføres kjelen i to trinn gjennom lav-NO_x brennere. Under forbrenningen nyttes nesten alt oksygeninnholdet i den tilførte luften, slik at gjenværende oksygen bare utgjør om lag 2 volumprosent av avgassen. Dette i kontrast til vanlige gassturbinprosesser der det tilføres omtrent tre ganger så mye luft som nødvendig for forbrenningsprosessen, og eksosen typisk inneholder omtrent 15 % oksygen.

Dampen som produseres i den trykksatte kjelen ledes til en konvensjonell tottrinns dampturbin tilkopledd en generator med ytelse på om lag 91 MW. Deretter kondenseres dampen og føres som matevann tilbake til kjelen som i en vanlig dampprosess.

Eksosen fra forbrenningsprosessen, som fortsatt er under trykk, kjøles deretter ned til en temperatur egnet for NO_x-reduksjon i en SCR-prosess. Her tilstrebes resulterende NO_x-utslipp fra anlegget tilsvarende 5 ppmv fra konvensjonelle gasskraftverk. Under forutsetning om full drift i 7500 timer/år vil NO_x-utslippene være om lag 61 tonn på årsbasis.

Videre nedkjøling av avgassen til typisk 90-100°C skjer før CO₂ utskilles ved hjelp av karbonater i en prosess som ligner på post-combustion CO₂-fangst slik en planlegger fra konvensjonelle gasskraftverk. I Hammerfestanlegget blir den totale mengde- og volumstrømmen relativt mindre, oksygeninnholdet lavere og partialtrykket av CO₂ høyere. Disse forholdene leder til et kompakt fangstanlegg, liten degradering av absorbenten grunnet det lave oksygeninnholdet og ikke minst 35 til 45 ganger høyere absorpsjonskapasitet for absorbenten sammenlignet med absorpsjon ved atmosfæretrykk og høyt oksygeninnhold.

Rensegraden for CO₂ vil under optimale forhold være over 90 %, men da CO₂-rensingen ikke vil være effektiv under start og stopp eller ved lastpådrag under 50 % vurderes 90 % innfangning av CO₂ som representativt på årsbasis. Kraftverket vil også kunne kjøres uten fangst av CO₂.

Etter innfangning av CO₂ blir avgassen varmet opp til om lag 840°C, og ekspanderer gjennom turbindelen av gassturbinen. Til gassturbinen er det kopledd en generator som yter om lag 16 MW under standard driftsbetingelser.

Samlet installert ytelse blir således om lag 107 MW. Men reguleringsutstyr, pumper, kompressorer og vifter vil under full drift kreve 12 MW, slik at netto ytelse fra gasskraftverket vil bli om lag 95 MW.

6.1.2 Energiutnyttelse

Som for andre gasskraftverk vil også ytelsen og energieffektiviteten for kraftverket i Hammerfest være avhengig av gasskvalitet, lastpådrag, omgivelsestemperatur og relativ luftfuktighet. Representative driftsbetingelser kan være 100 % pådrag, 0°C lufttemperatur og 80 % relativ luftfuktighet. Da kan ytelse og energieffektivitet for kraftverket angis som i Tabell 1.

Tabell 1 Ytelse og energieffektivitet til gasskraftverket

Nedre brennverdi naturgass	35 MJ/Sm ³
Gassturbinytelse	16 MW
Dampsturbinytelse	91 MW
Samlet bruttoytelse	107 MW
Egenforbruk inkl. komprimering av CO ₂ til 100 bar	12 MW
Samlet nettoytelse	95 MW
Innfyrt effekt	253 MJ/s
Brutto energieffektivitet	42 %
Netto energieffektivitet	37,5 %

Energieffektiviteten som er angitt ovenfor er basert på en gitt løsning for innblåsing av luft i prosessen til erstatning for den CO₂ som skilles ut. Et annet valg av sted for luftinnblåsing kan øke energiutnyttelsen med et par tidels prosent, men da på bekostning av om lag 5 % reduksjon i ytelsen, noe som ikke kan forsvares økonomisk. Virkningen av variasjoner i pådrag kan illustreres ved at ved 50 % dellast synker netto energieffektivitet til om lag 30 %.

En oppskalering av anlegget til om lag 400 MW vil kunne øke energieffektiviteten som et resultat av høyere trykk i forbrenningsprosessen, og også i potensialet som større enheter har til å operere med mer avanserte dampdata (se Kap. 6.2.2).

6.1.3 Investeringskostnader

De mest oppdaterte kostnadsanslagene for tiltaket finnes i en studie *Siemens Power Generation* har utført for Sargas¹. Av denne fremgår det at investeringskostnaden for gasskraftverket inkludert CO₂-håndtering er estimert til om lag 1,6 mrd. kr. I tillegg til dette vil det være investeringskostnader knyttet til tilknytninger til kjølevann (sjøvann), gassforsyning og CO₂-transport. HE har anslått disse kostnadene til 30 mill NOK (inkl. kjølevannsrør).

NVE har fått tilgang til en utredning hvor Statoil har studert hva kostnadene vil være for å tilknytte HE sitt gasskraftverk til Snøhvitanlegget. Utredningen er basert på offshore rørleggingspraksis og et stort behov for overdekning av rør for å hindre at ankring av skip skal kunne ødelegge rørene. Utredningen konkluderer med at kostnaden vil være på i overkant av 500 mill. kr for tilknytning til anlegg for naturgass og CO₂. HE sitt kostnadsoverslag er basert på en enklere løsning med blant annet mindre robuste rør. Statoil har i sitt estimat tatt hensyn til et eventuelt Tog II og derfor valg en dyrere trase enn det HE har valgt.

Etter NVEs vurdering synes HE sitt anslag for tilknytningskostnader for lavt. Det synes likevel å være mulighet for å velge enklere og billigere tekniske løsninger for tilknytning enn det Statoil har lagt til grunn i sin studie. NVE har således valgt å benytte et estimat på 200 mill. kr for sine vurderinger knyttet til tilknytningskostnader, men dette estimatet er omfattet av betydelig usikkerhet.

6.1.4 Grensesnitt mot Melkøya

Det omsøkte prosjektet vil som nevnt være nært knyttet til Statoil sitt LNG-anlegg på Melkøya. Prosjektet baserer seg på gass fra Snøhvitlisensen, samt på tilgang til Snøhvit sitt system for transport og lagring av CO₂. Partene er i forhandlinger både om gass og CO₂-leveranser, men en avtale er ikke på plass. Denne relasjonen til Snøhvit-anlegget skaper flere utfordringer av stor betydning for prosjektet. Prosjektet synes umodent i forhold til konkrete avtaler om de tekniske og kommersielle betingelsene for tilknytningene mellom gasskraftverket og Snøhvit-anlegget. Videre vil sammenknytningene mellom anleggene påvirke pålitelighet og tilgjengelighet i anleggene, noe som vil føre til lavere forventet tilgjengelighet i dette gasskraftverket enn i et mer frittstående anlegg.

NVE mener utfordringene skissert over utgjør en betydelig usikkerhet i prosjektet, og innebærer også et potensial for betydelig økte kostnader knyttet til både investering og drift i forhold til hva som er beskrevet i konsekvensutredning, tilleggsutredninger og Siemens sin studie. (Se også de samfunnsøkonomiske vurderingene i Kap. 6.7).

Det er knyttet usikkerhet til gasskraftverkets brukstid, da det ikke synes avklart om anlegget kan motta gass og levere CO₂ når LNG-anlegget på Melkøya er nede. Den forventede driftstiden til Snøhvit-anlegget er 330 dager (7900 timer) i året. Dersom det er en slik avhengighet vil brukstiden i gasskraftverket måtte ligge lavere enn dette. Gasskraftverket vil også ta i bruk en relativt ny prosess i et relativt stort anlegg, og tiltakshaver har selv pekt på mulighetene for å kjøre dellast i perioder der nettsituasjonen tilsier dette. For å ta rimelig hensyn til disse faktorene og usikkerheten har NVE lagt til grunn en brukstid på 7500 timer per år (med full last) i de videre vurderingene av tiltaket, men reell brukstid kan bli både høyere og lavere.

Statoil har foreslått overfor tiltakshaver at prosjektet sees i sammenheng med et eventuelt nytt Tog 2 på Snøhvit. Et slikt Tog 2 forventes å kreve 200-300 MW elektrisk kraft. Kraftforsyningen til et Tog 2 vurderes å måtte skje på en av to måter:

1. *Fra et nytt gassfyrte kraftverk med CO₂-håndtering*

Det omsøkte tiltaket vil produsere mindre enn halvparten av den nødvendige effekten Tog 2 vil kreve. Den samlede mengden CO₂ produsert fra Tog 2, både fra fanget naturgass og fra kraftproduksjon, vil sannsynligvis kreve et nytt CO₂-rør ut til Tubåen-formasjonen.

2. *Ved å trekke kraften fra et forsterket regionalnett*

Dette vil eventuelt forutsette etablering av et sterkere kraftnett i regionen, noe som også vil gi fordeler for kraftforsyningen i regionen generelt.

Det omsøkte tiltaket kan altså ikke dekke et nytt Tog 2 sitt behov for elektrisk kraft, men vil kunne dra nytte av å ha en stor bruker nært plassert, samt av tilgang på infrastruktur for elektrisk kraft og CO₂-lagring.

Tiltaket kan også medføre problemstillinger rundt arealdisponering, slik Statoil har bemerket i sin høringsuttalelse av 20.8.2005. Dersom traseer knyttet til rørføringer som er presentert hittil ikke er teknisk gjennomførbare eller er i konflikt med Statoil sine planer for et Tog 2 på Snøhvit utgjør dette en utfordring for prosjektet.

6.2 CO₂ og CO₂-fangst

6.2.1 Regjeringens satsing på å realisere CO₂-håndtering

Gasskraft med CO₂-håndtering er et satsingsområde i Norge, med stor offentlig interesse og betydelige offentlige midler bevilget til forskning og utvikling og til realisering av større prosjekter. Gassnova er opprettet som statens senter for miljøvennlig gasskraftteknologi, med formål å fremme utvikling av fremtidsrettet, miljøvennlig og kostnadseffektiv gassteknologi. Staten er engasjert i prosjekter for å realisere CO₂-håndtering fra gassbasert energiproduksjon på Kårstø og Mongstad.

Kårstø:

Regjeringen har som mål å realisere CO₂-håndtering fra gasskraftverket Naturkraft bygger på Kårstø i Rogaland snarest mulig. Prosjektet omfatter fangst av CO₂ fra et 420 MW gasskraftverk (opptil 1 mill. tonn CO₂ per år), og transport og lagring offshore. Ambisjonen om en raskest mulig realisering av prosjektet innebærer at det er begrenset rom for teknologiutvikling innenfor prosjektets rammer, og en forstudie utarbeidet av NVE² baserer seg på aminrensing av eksosen. Dette vurderes som den mest tilgjengelige teknologien for fangst av CO₂ fra gasskraftverk per i dag.

Mongstad:

Staten og Statoil har inngått en gjennomføringsavtale om å etablere et fullskala CO₂-håndteringsanlegg ved det planlagte kraftvarmeverket på Mongstad. I henhold til utslippstillatelsen og avtalen mellom staten og Statoil skal arbeidet med å utvikle et fullskala anlegg skje parallelt med byggingen av kraftvarmeverket. For å redusere teknisk og økonomisk risiko vil prosjektet foregå i to steg. Første steg skal være på plass samtidig med idriftsettelsen av kraftvarmeverket i 2010. Dette dreier seg om et pilotanlegg som skal ha kapasitet til å behandle 100.000 tonn CO₂ per år. Andre steg er at fullskala fangst av CO₂ skal være på plass innen utløpet av 2014. Partnerne i Mongstadprosjektet har som ambisjon at prosjektet skal forbedre den teknologi som synes realiserbar i dag.

I tillegg til dette er det stor interesse for og høy aktivitet innen fangst og lagring av CO₂ og teknologiutvikling og demonstrasjonsanlegg for dette formål internasjonalt, hovedsaklig i forbindelse med kullkraft.

6.2.2 NVEs vurdering av omsøkt teknologi

Hammerfest Energi sitt prosjekt representerer ambisjoner om en betydelig teknologiutvikling, der et prosessanlegg basert på en del kjente komponenter fra kjemisk industri og kraftindustrien blir satt sammen på en ny og innovativ måte. Den gassfyrte kjelen vil imidlertid være en nyutviklet komponent. Dette innebærer at prosjektet innebærer betydelig risiko og usikkerhet med hensyn til gjennomføring og endelig ytelse. Prosessen som planlegges brukt vil her kort vurderes ut fra nøkkelparametere som virkningsgrad, rensegrad og kostnader, og sammenlignes med kunnskap om konkurrerende teknologi.

Virkningsgrad:

Den elektriske virkningsgraden i anlegget forventes å bli i underkant av 40 %, eksklusiv kompresjon av CO₂ for transport og lagring. Medregnes energiforbruket til kompresjon vurderes virkningsgraden av NVE å reduseres til om lag 38 %. Videre peker Sargas på muligheten for at virkningsgraden kan

² Se: NVE Rapport 13-2006 "CO₂-håndtering på Kårstø"

økes noe i et oppskalert anlegg på 400 MW, gjennom høyere trykkforhold i gassturbin og valg av høyere trykk og temperatur i dampanlegget. Både i Hammerfest og ved et fremtidig oppskalert anlegg er forventet virkningsgrad lav sammenlignet med hva som regnes som oppnåelig ved bruk av kombisyklusanlegg (CCGT-anlegg) med aminrensing som kan bygges i dag, om lag 49 % (inkludert CO₂-kompresjon)¹. Det er ikke fremlagt dokumentasjon som tyder på at den omsøkte prosessen har potensial til å gi like høy elektrisk virkningsgrad som moderne gasskraft med aminrensing. Dette innebærer at det vil forbrukes mer gass og produseres mer CO₂ (som i hovedsak blir fanget inn og lagret) enn ved bruk av konkurrerende teknologi.

Rensegrad:

Det kjemiske absorpsjonsanlegget som planlegges i Hammerfest er oppgitt å kunne fange i overkant av 90 % av den CO₂ som blir produsert ved forbrenning. Dette er en bedre rensegrad enn det som vurderes som optimalt for CCGT-anlegg med aminrensing, der en typisk vil velge en rensegrad på 85 %. På den annen side vil mengden CO₂ som dannes per kWh elektrisitet i det omsøkte anlegget være større på grunn av lavere termisk virkningsgrad. I sum vil den mengden CO₂ som slippes ut til atmosfæren per produsert enhet kraft være noe mindre enn med konkurrerende teknologi, mens mengden CO₂ som går til varig lagring vil være en del større, se Tabell 2. For et fremtidig anlegg i størrelsesorden 400 MW med høy brukstid (8000 timer) vil forskjellen i årlige utslipp mellom ”konvensjonell” aminrensing og Sargas-prosessen være om lag 23.000 tonn CO₂, altså en liten forskjell.

Tabell 2 Fangst og utslipp av CO₂ med ulik fangstteknologi

	Innfyr	Virknings- grad	Produsert CO₂	Rense- grad	Utslipp CO₂	Fanget CO₂
	(tonn CO ₂ /GWh gass)	(%)	(tonn CO ₂ /GWh el)	(%)	(tonn CO ₂ /GWh el)	(tonn CO ₂ /GWh el)
Kårstø	201	49 %	410	85 %	62	349
Hammerfest	201	37 %	543	90 %	54	489
Fremtidig Sargas	201	42 %	479	90 %	48	431

Investeringskostnader:

Det omsøkte anlegget i Hammerfest er estimert til å ha en investeringskostnad på om lag 1,8 mrd. kr, inkludert tilknytninger til kjølevann, gass, kraftnett, CO₂-transport etc. Videre har Siemens gjort følgende betraktninger rundt investeringskostnader og mulighetene for reduksjon av disse ved fremtidig bruk av samme teknologi:

- En del av kostnadene er spesifikke for Hammerfest, og et generisk anlegg plassert et annet sted estimeres til å ha en investeringskostnad på om lag 1,6 mrd. kr + kostnader for tilknytning til kjølevann, gass, kraftnett, CO₂-transport etc. (som kan være mindre eller større enn i Hammerfest)
- 5-10 % av investeringskostnadene til anlegget vurderes å representere en ekstra kostnad som følge av at anlegget er det første av sitt slag. Dersom anlegget i Hammerfest ble bygget som anlegg nummer to eller senere vil estimatet i tilfelle kunne reduseres til 1,6 - 1,7 mrd. kr.

- Videre antyder en forenklet betraktning basert på erfaringsdata at en oppskalering til 400 MW vil kunne innebære en reduksjon i investeringskostnader per installert MW på i størrelsesorden 25 %. Et 400 MW anlegg som ikke bygges for første gang vil i tilfelle kunne koste om lag 4,8 mrd. kr. Dette er en investeringskostnad som i størrelsesorden er lik estimatet for gasskraft og fangstanlegg på Kårstø¹. Estimaten er utarbeidet med forskjellig metodikk, med forskjellige grensebetingelser, til forskjellige tider og for forskjellige beliggenheter, og er således ikke direkte sammenlignbare.

-

Oppsummering:

Det omsøkte prosjektet fremstår ikke som en konkurransedyktig produsent av elektrisitet i det norske/skandinaviske markedet, med mindre en forutsetter svært lave priser på naturgass og svært høye kostnader knyttet til utslipp av CO₂ (se Kap. 6.7.5). Aktuelle konkurrerende teknologier synes å ha lavere totale produksjonskostnader. Prosjektet må som for andre anlegg med fangst og lagring basere seg på subsidier for å kunne realiseres.

Energiloven setter som krav for å gi konsesjon at produksjon av kraft skal foregå på en *samfunnsmessig rasjonell* måte. Subsidier kan begrunnes ved å henvise til at prosjektet vil utvikle teknologi som har potensial til å bli kommersiell over tid. En vurdering av teknologiens potensial krever at en sammenligner fremtidige anlegg som benytter den foreslåtte teknologien med konkurrerende teknologier for CO₂-fangst. Dersom en sammenligner en mulig fremtidig storskala versjon av den omsøkte teknologien med konkurrerende teknologi analysert på Kårstø ser en at:

- Virkningsgrad for omsøkt teknologi er betydelig lavere enn virkningsgrad ved bruk av CCGT med aminrensing. Dette medfører høyere driftskostnader (utgifter til kjøp av naturgass) for omsøkt teknologi enn for CCGT-anlegg med aminrensing.
- Restutslipp av CO₂ fra anleggene vil være noe mindre, mens mengde CO₂ til lagring vil være noe større med omsøkt teknologi. Disse forskjellene vurderes å være mindre viktige.
- Investeringskostnadene for et 400 MW gasskraftverk med CO₂-håndtering synes å være i samme størrelsesorden ved bruk av Kårstø-teknologi (aminrensing) og Hammerfest-teknologi (trykksatt rensing).

Samlet sett vurderes således ikke den omsøkte teknologien som spesielt lovende anvendt på naturgass.

De totale produksjonskostnadene for elektrisk kraft for et fremtidig storskala anlegg basert på Sargas sin prosess forventes å bli høyere enn ved aminrensing, hovedsaklig som følge av lavere virkningsgrad. Dette gjelder en sammenligning mellom dagens teknologi på Kårstø og fremtidig teknologi av samme type som omsøkes i Hammerfest. Dersom en lykkes med utviklingsløpet som er skissert på Mongstad og internasjonalt, vil forskjellene bli større, både mht virkningsgrad og investeringskostnader.

Risikoen knyttet til å ta i bruk en nyutviklet trykksatt kjel og å ta i bruk ny teknologi i form av komponenter som er satt sammen på en ny og uprøvd måte vurderes også å være større for dette prosjektet enn for aminanlegg basert på dagens teknologi (representert ved Kårstø).

De teknologiske ulempene synes ikke å oppveies av tilsvarende fortrinn, for eksempel gjennom lavere utslipp av CO₂ eller lavere teknologirisiko. Et sannsynlig fortrinn er lavere utslipp av andre stoffer enn CO₂ til luft knyttet til absorpsjonsanlegget.

Anvendt på kull fremstår Sargas sin prosess som mer lovende, ved at kullkraftverk med konkurrerende teknologi for CO₂-håndtering ikke forventes å kunne oppnå de samme virkningsgradene som kombisyklusanlegg. Isolert sett taler dette for at prosjekter som omfatter videreutvikling av Sargas sin prosess primært bør rettes mot anvendelse på kull.

6.3 Internasjonale kvotesystemer

Kyotoprotokollen fastlegger rettslig bindende utslippsforpliktelser for perioden 2008-2012 for landene som har ratifisert protokollen. Hva som skjer etter 2012 er det ikke tatt stilling til internasjonalt, men Norges posisjon er at det er nødvendig med strengere forpliktelser om utslippsreduksjoner etter 2012.

Det er via Kyotoprotokollen at Norge har påtatt seg sine klimaforpliktelser. Det er også denne som åpner for kvotehandel mellom *land*, slik at land som regner med å kunne oppfylle sine mål ved andre tiltak kan selge utslippsrettigheter til andre land.

For å sørge for at virksomheter med større CO₂-utslipp bidrar til at disse forpliktelsene blir oppfylt, har EU og Norge valgt å overføre noe av ansvaret for utslippsreduksjoner til bedriftsnivået, gjennom opprettelse av egne kvotesystemer for bedrifter i utvalgte sektorer. En har altså *to nivåer* av klimaforpliktelser, nemlig på bedriftsnivå og på nasjonalt nivå. Bedriftenes kvoteforpliktelser er ett av flere virkemidler - på linje med avgifter og frivillige avtaler - for at Norge som stat skal nå sine forpliktelser i henhold til Kyotoprotokollen.

Virkemåten for kvotesystemet er det samme for begge nivåer. Ved å tildele et antall kvoter som er lavere enn det utslippet aktørene (nasjon eller bedrift) har hatt til nå, vil aktørene enten måtte redusere sine utslipp eller kjøpe kvoter fra andre aktører slik at en hvert år kan innløse et antall kvoter som tilsvarer utslippet. Reduksjon i aktørenes utslipp kan oppnås ved tekniske forbedringer, overgang til mindre karbonholdige energikilder eller ved redusert aktivitet. Kvoter kan kjøpes fra aktører som har flere kvoter enn eget forbruk krever.

Et kvotesystem kan i prinsippet sørge for at utslippsforpliktelser overholdes uten at det stilles bestemte krav om utslippsreduksjoner til den enkelte aktør, slik at utslippsreduksjoner skjer der det er mest kostnadseffektivt. Dersom en aktør blir pålagt å levere inn kvoter tilsvarende sitt årlige utslipp, vil nødvendig kvotekjøp redusere utslipp andre steder tilsvarende. Samlet kvotetildeling kan samtidig justeres slik at de overordnede reduksjonsmål nås.

Det omsøkte prosjektet vil i hovedsak håndtere den CO₂ som produseres ved forbrenning, men om lag 10 % av produsert CO₂ vil slippes ut til atmosfæren. Denne CO₂-mengden vil omfattes av den norske kvoteloven, som innebærer at anlegget vil bli en del av EU sitt kvotesystem for CO₂ (i tillegg til å inngå i Norges forpliktelser i henhold til Kyotoprotokollen), og anlegget må søke om tillatelse til utslipp av CO₂ og tildeling av eventuelle gratiskvoter iht. kvoteloven.

I "Høringsnotat - Det norske kvotesystemet for 2008-2012" fra Miljøverndepartementet 15.3.2007 legges det opp til at det settes av en kvotereserve slik at nye gasskraftverk kan tildeles gratiskvoter fra denne. Reserven skal bare være tilgjengelig for nye gasskraftverk som skal baseres på fangst av CO₂, og for høyeffektive kraftvarmeverk med konsesjon. Høringsnotatet avklarer ikke hva som kan forventes av tildeling og metode for tildeling av kvoter fra denne kvotereserven, men det legges til grunn av tildelingsprosenten fra reserven skal være i intervallet 75 - 92 prosent av forventede utslipp, avhengig av miljøkvaliteten ved gasskraftverket.

6.4 Gjennomføringsevne

Det omsøkte prosjektet er av en slik størrelse og kompleksitet at gjennomføring av prosjektet vil stille store krav til byggherrens kompetanse, erfaring og innsats. Prosjektet innebærer utfordringer som:

- Å løfte ny teknologi fra laboratorieskala til stor skala
- Gjennomføring av et komplekst prosjekt med mange aktører og leverandører
- Håndtering av et komplisert teknisk og kommersielt grensesnitt mot Snøhvitalegget på Melkøya
- Prosjektfinansiering

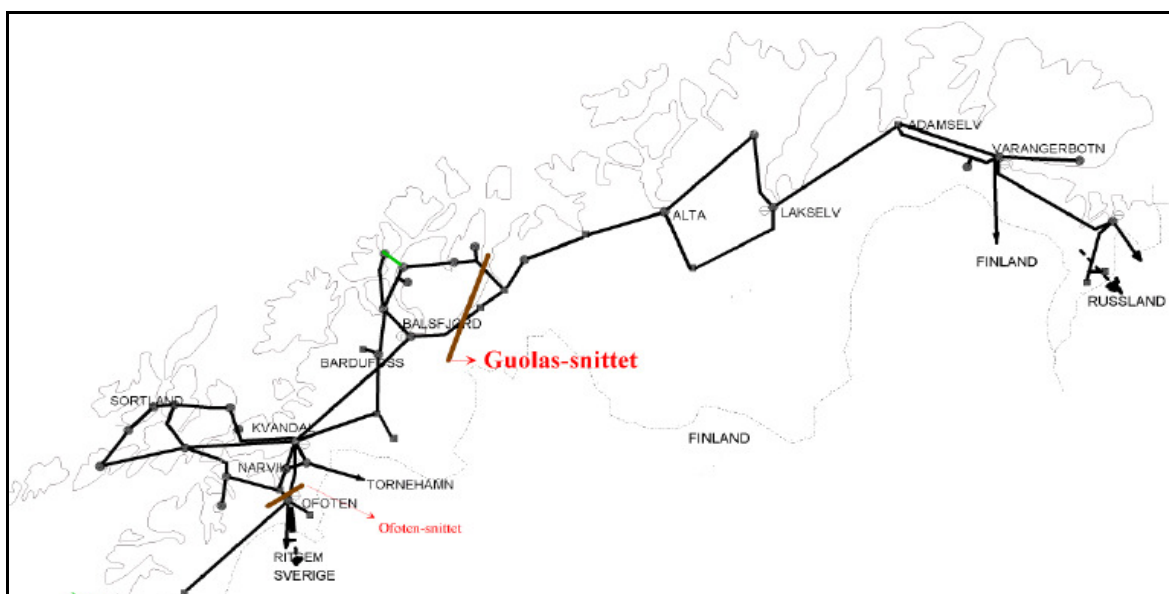
HE som søker har ingen erfaring med gasskraft eller CO₂-fangst og har vært avhengig av Sargas for alle tekniske opplysninger. Etter NVEs vurdering krever eventuell gjennomføring av prosjektet en betydelig styrking og oppbemanning med kompetent personell i forhold til dagens nivå.

6.5 Regional kraftbalanse og forsyningsikkerhet

I forbindelse med mulig ny produksjon i Finnmark er det gjennomført flere analyser som viser at det er overføringskapasiteten ut av området som vil være en begrensende faktor ved etablering av ny produksjon.

6.5.1 Regionalnett og kraftbalanse i utredningsområdet

Regionalnettene er ikke sammenhengende, men knyttet sammen via sentralnettet. Regionalnettet i Finnmark regnes på mange måter som et kraftig distribusjonsnett, med et høyt spenningsnivå på grunn av de lange avstandene. Mesteparten av produksjonen i området er tilknyttet sentralnettet og overføres til små forbrukstyngepunkt i regional- og distribusjonsnettet eller ut av området. Sentralnettet i området er vist i Figur 1.



Figur 1 Sentralnettet og viktige snitt i Nord-Norge

Regionalnettet i Hammerfest-området er nettopp forsterket i forbindelse med Snøhvitutbyggingen og er dermed i stand til å ta imot det omsøkte anlegget. Melkøya er koblet til Hammerfest på 132 kV. Hammerfest transformatorstasjon har to 132 kV forbindelser til sentralnettet i Skaidi.

Produksjonskapasiteten i Finnmark var per 1. september 2006 om lag 330 MW installert ytelse og ca 175 MW i tilgjengelig vintereffekt. Middelproduksjonen for området var på om lag 1500 GWh. Dette inkluderer all produksjon tilknyttet distribusjons- regional eller sentralnettet i Finnmark. Forbruket i området var i 2004 på 1380 GWh (ikke temperaturkorrigert). De siste årene har forbruket ligget mellom 1320 og 1440 GWh. Finnmark fylke er normalt et underskuddsområde i vinterhalvåret og et overskuddsområde i sommerhalvåret. Denne karakteristikken er en forenkling, men beskriver grovt trenden i lastflyten inn og ut av Finnmark.

Inkluderes nettområdet nord for Guolas-snittet (Finnmark og Nord-Troms), faller også produksjonen i kraftverkene Guolas og Skibotn innenfor området. Inkludert denne produksjonen er området nord for Guolas-snittet normalt et overskuddsområde hele året.

Midlere årsproduksjon nord for Guolas er på 2514 GWh mens installert ytelse er 562,6 MW. Produksjonskapasiteten nord for Guolas-snittet består hovedsakelig av ikke-regulerbar vannkraft. Dette gir en liten reguleringsevne i kraftsystemet. Magasinkapasiteten i området er på 40 % av midlere årsproduksjon. Muligheten for å få ut kraft fra dette nettområdet går over to forbindelser. Den ene er til Finland og den andre er over Guolas-snittet sørover.

En utredning fra Statnett³ viser at kapasiteten over Guolas-snittet er 270 MW ved N-0 drift (utfall på én ledning gir stans i kraftleveransen) i overskuddssituasjon. Ved N-1 (tåler et utfall av én ledning uten stans i forsyningen) er dagens snittgrense 150 MW. Det er akseptabelt å drive nettet med N-0 når det er overskudd i området. Overføringskapasiteten mot Finland avhenger av finsk og russisk produksjon og ligger mellom 0-100 MW.

6.5.2 Statnetts vurdering av gasskraft i Hammerfest

Høringsuttalelsen fra Statnett ble levert før utredningen som beskriver nettkonsekvenser av ny produksjon i Finnmark. Utredningen som kom i desember 2005 regnes derfor som den mest relevante vurderingen fra Statnett. I Statnetts utredning er 18 ulike kombinasjoner av mulig ny produksjon i Finnmark analysert. Gasskraftverk i Hammerfest er inkludert i 3 av kombinasjonene. Disse er vist i **Feil! Ugyldig selvreferanse for bokmerke..**

³ "Nettkonsekvenser av ny produksjon i Finnmark"

Tabell 3 Statnett sin analyse av nettkonsekvenser ved ny produksjon

Alternativ	Ny installert produksjon	Ny årlig produksjon	Årlige kostnader -Tap	Årlige kostnader -Flaskehals	Prosentvis tid med kapasitetsproblem i Guolas-snittet
Kun gasskraftverk	100 MW	800 GWh	13,6 mill. kr	2,7 mill. kr	33
Gasskraft og 65 MW vind i Varangerbotn	165 MW	1070 GWh	22,8 mill. kr	7,8 mill. kr	46
Gasskraft og 110 MW vind i Hammerfest	210 MW	1214 GWh	22,4 mill. kr	9,5 mill. kr	54

Statnetts analyser viser nettkostnadene for de ulike alternativene. Alternativene med gasskraftverk innebærer de høyeste årlige kostnadene, men på grunn av høy brukstid i forhold til vindkraft er kostnadene per kWh lavere for gasskraft enn for flere av de andre alternativene. For fullstendig oversikt over kostnadsberegningene vises det til Statnetts utredning.

Sammenlignet med alternativene med vindkraft bidrar gasskraft til en høyere prosentandel av tiden med kapasitetsbegrensninger over Guolas-snittet. 110 MW ny vindkraft vil gi kapasitetsproblem i 11 % av tiden, sammenlignet med 33 % for 100 MW gasskraft. Statnetts anbefaling er at gasskraftverket i Hammerfest ikke realiseres ut fra driftsmessige forhold. Perioden med flaskehals vil bli stor og systemdriften kan bli så anstrengt at det er vanskelig å få mulighet for nødvendig vedlikehold av anleggene.

Som nevnt er kostnadene per kWh lavere for alternativene med ny gasskraft enn for tilsvarende alternativ med vind. Årlige kostnader (tap + flaskehalskostnader) for 100 MW gass og 65 MW vind er anslått til 2,9 øre/kWh. Til sammenligning vil alternativet med 165 MW ny vind gi årlige nettkostnader på 4,4 øre/kWh.

Temperaturoppgradering av eksisterende linjer kan bidra til økt overføringskapasitet. For å oppnå en kapasitetsøkning over Guolas-snittet må flere av Statnetts 132 kV ledninger samt Troms Kraftnetts ledninger Guolas-Ullsfjord-Hungeren temperaturoppgraderes. Det er ikke utredet hva en slik oppgradering vil koste og hvilke konsekvenser en eventuell oppgradering med økt kapasitet over Guolas-snittet vil få for tap, revisjoner og interne snittproblemer.

Forøvrig er det også utfordringer knyttet til kapasitetsproblemer lenger sørover. Også i Troms, Nordland og Trøndelag (Fosen) er det planer om ny produksjonskapasitet. Her har Statnett i senere tid vært i kontakt med NVE for å klargjøre hvor mye ny produksjon det er plass til nord for Ofoten-snittet. Tildelt konsesjon nord for Guolas-snittet vil også påvirke forholdene lenger sør i sentralnettet.

6.5.3 Utvikling i området

Statnetts vurdering av alternativt tiltak for å heve kapasiteten over Guolas-snittet er en ny 420 kV ledning Balsfjord – Melkøya. En slikt anlegg vil heve overføringsgrensen over Guolas-snittet til å bli om lag 270 MW ved N-1 og om lag 800 MW ved N-0. I Statnetts kraftsystemutredning fra 2006 er det

forutsatt at denne investeringen vil komme i alle fire fremtidsscenarioer som er analysert i utredningen og som inkluderer Snøhvit trinn 2 *uten* egenforsyning.

Statoil har foreslått overfor Statnett SF at prosjektet sees i sammenheng med et eventuelt nytt Tog 2 på Snøhvit. Tog 2 forventes å kreve 200-300 MW elektrisk kraft. Kraftforsyningen til Tog 2 vurderes å måtte skje på en av to måter, nemlig fra et nytt gassfyrt kraftverk med CO₂-håndtering eller ved å trekke kraften fra et forsterket regionalnett (se Kap. 6.1.4). Ved begrenset kraftproduksjon som ved omsøkte 100 MW, vil en både måtte etablere kraftverk og nettførsterkning med tilhørende kostnader.

Blir disse større olje- og gassanleggene (Tog 2) etablert kan det bli mulig å øke kraftproduksjonen i Finnmark uten nettførsterkninger videre sørover.

6.5.4 NVEs vurdering av tiltaket innvirkning på sentralnettet

NVE konstaterer at mye vannkraft og begrenset magasinkapasitet gjør at Finnmark er i en utfordrende kapasitetssituasjon om sommeren (lavlast) allerede i dag. Gitt dagens nett synes det konsesjonssøkte tiltaket å gi kapasitetsproblemer over Guolas-snittet over betydelige deler av året. Dersom forsterkningen Balsfjord - Hammerfest og/eller Snøhvit Tog 2 realiseres uten selvforsyning av elektrisk kraft vil forutsetningene endres og tiltaket vil kunne bidra positivt til drift og kraftbalanse i området.

6.6 Andre virkninger av tiltaket

6.6.1 CO₂

CO₂ er en klimagass som bidrar til den globale klimagasskonsentrasjonen. CO₂-utslippene er beregnet ved å anta at det dannes 0,2 kg CO₂ per kWh innfyrt gass. Med en virkningsgrad på 37,5 % utgjør innfyrt energi om lag 250 MW. Dette gir CO₂ utslipp på om lag 50 tonn/time uten fangst av CO₂. Dersom 90 % av CO₂ utslippene fanges inn, vil totale utslipp av CO₂ ved en brukstid på 7500 timer medføre ca 36.000 tonn/år.

Norges utslipp i 2005 var 54,25 mill. tonn CO₂-ekvivalenter (CO₂ + andre klimagasser omregnet til CO₂-ekvivalenter). I et år hvor anlegget er i drift vil gasskraftverket medføre en økning av de norske klimagassutslippene med under 0,1 % sammenlignet med 2005-nivå. Norges forpliktelse ifølge Kyoto-avtalen for perioden 2008-2012 er å ikke slippe ut mer enn 50,6 mill. tonn CO₂-ekvivalenter per år, noe som tilsvarer 1 % mer enn utslippene i 1990.

Siden Norge i dag ikke har vesentlige CO₂-utslipp fra elektrisitetsproduksjon og allerede har betydelige CO₂-avgifter på petroleumssektoren og en rekke energibærere, er det krevende å nå avtalens mål ved kun å redusere utslippene innenlands. SFT forventer ("Tiltaksanalyse sept. 2005") årlige utslipp på omkring 60 mill. tonn i 2010 uten gasskraft. Deler av de nødvendige reduksjoner kan imidlertid dekkes gjennom kjøp av kvoter fra andre land.

NVE konstaterer at anlegget vil medføre en årlig økning av de norske klimagassutslippene med under 0,1 % sammenlignet med 2005-nivå.

6.6.2 NO_x og NH_3

Utslipp av nitrogenoksider (NO_x) og ammoniakk (NH_3) kan medføre forsurening, overgjødning og bakkenært ozon. Selv om forsureningseffektene er mindre enn tidligere på grunn av reduserte utslipp i hele Europa, er det fortsatt behov for å redusere NO_x -utslippene. Både utslipp av NO_x og utslipp av NH_3 er regulert av Gøteborgprotokollen. Norge forplikter seg gjennom Gøteborgprotokollen til å redusere de nasjonale NO_x -utslippene til 156.000 tonn innen 2010. Det betyr at Norge må redusere utslippene med omkring 40.000 tonn i forhold til dagens utslipp.

NO_x konsentrasjonen i avgassen fra HE vil være lavere enn 16 ppm relatert til 1,8 % rest O_2 . Dette er ekvivalent med 5 ppm NO_x relatert til 15 % restoksygen i eksosen. Dette tilsvarer samme antall kilo som en CCGT med 5 ppm utslipp.

Under forutsetning om full drift i 7500 timer vil NO_x -utslippene være om lag 61 tonn på årsbasis og nærmere 8 tonn NH_3 .

NO_x -avgiften på 15 kr/kg er brukt som anslag på de samfunnsøkonomiske kostnadene ved utslippene (Budsjettinnst. S. nr. 1 2006-2007). Kostnaden blir da på om lag 1 mill. kr per år.

SCR-prosessen omdanner deler av NO_x -innholdet til nitrogengass og vanddamp. Denne prosessen vil medføre noe utslipp av NH_3 (5ppm relatert til 15 % O_2 i eksosen). Av dette går 90 % av NH_3 til vann i vannvask (scrubber) før CO_2 -absorpsjonsanlegg, mens resten går til luft via CO_2 absorpsjonsanlegg og gassturbin. HE har søkt SFT om utslippstillatelse på 23,6 kg/døgn (333 døgn).

NVE konstaterer at utslippene av NO_x og NH_3 fra gasskraftverket er små. Utslippene vil etter NVEs vurderinger ikke ha innvirkning på planteliv og helsetilstand hos mennesker og dyr.

6.6.3 Kjølevannsutslipp

Gasskraftverket vil medføre utslipp av overkant av 12 000 m³ kjølevann per time. Som grunnlag for vurderingene av miljøpåvirkning fra utslippet er det foretatt beregninger av spredning av kjølevannet i resipienten. Det er i beregningene benyttet strømningsmålinger og hydrografiprofiler fra november 2003. Beregningene viser at kjølevannet, med en opprinnelig temperatur på 20° C, som slippes ut ved 50 m dybde, vil bryte gjennom havoverflaten i avstand 60-250 m horisontalt fra utslippspunktet, avhengig av strømhastigheten. Overtemperaturen til utslippet når det når overflaten er beregnet til å være mindre enn 1° C. Utslippet planlegges lokalisert 400 m fra land, nordøst for Melkøya. Strandsonene forventes ikke å bli berørt.

NVE konstaterer at konsekvensene av kjølevannsutslipp vil være små.

6.6.4 Andre utslipp til luft

HE skriver at gasskraftverket ikke vil medføre utslipp av SO_2 eller støv/sot. NVE antar at det vil bli noe utslipp av uforbrente hydrokarboner (metan og nmVOC), da det er umulig å totalt unngå lekkasjer fra flenser og pakninger som vil bli installert langs gassrørlendingen. Det vil også være noe uforbrente hydrokarboner i røykgassen fra gasskraftverket. Utslipp av nmVOC kan sammen med NO_x og CO bidra til dannelse av ozon, som igjen kan ha konsekvenser for helse og dyreliv. Utredningen konkluderer med at ozonbidraget fra gasskraftverket blir marginalt.

Utredningen konkluderer med at andre utslipp til luft enn CO_2 , NH_3 og NO_x ikke vil medføre ulemper av betydning for omgivelsene. NVE legger dette til grunn.

6.6.5 Støy

Nærmeste bolig ligger ca 500 m fra kraftverket (Mia borettslag) og nærmeste bebyggelse ligger 40 m unna (kommunalt lagerbygg). Det vil være nødvendig med støyreducerende tiltak for at støybelastningen hos naboene skal ligge innenfor SFTs retningslinjer for industristøy (på $L_{night}=42$ dBA). Utredningen konkluderer med at grenseverdien for avgitt støy fra anlegget er beregnet til $L_w=106$ dBA, for at støynivå ved nærmeste bolighus ikke overstiger $L_{night}=42$ dBA. Det må blant annet gjennomføres støyisolerende tiltak på gassturbin, dampurbin, CO₂-kompressor og diverse pumper.

I byggefasen vil anleggsarbeid kunne utføres uten overskridelser av angitte støygrenser ved nærmeste nabo både dagtid og kveldstid.

NVE konstaterer at ved avbøtende tiltak vil anlegget ligge innenfor SFTs retningslinjer for støy.

6.6.6 Avfall

Karbonat vil bli benyttet som absorpsjonsmiddel i CO₂-renseprosessen. Det antas at ca 30 tonn brukte masser fra rensenanlegget må skiftes ut per år. Det er ikke klarlagt hvordan leverandøren av rensenanlegget skal håndtere de utskiftede massene. I søknaden til SFT lanseres tre løsninger; brenne avfallet for så å benytte det som gjødsel, anse det som avfallsvann eller sende det til et spesialfirma.

Katalysatoren i SCR-prosessen som benyttes for å omdanne NO_x til nitrogengass og vann vil bli degradert over tid, og må gjenvinnes. Brukte katalysatorer vil i sin helhet bli sendt til spesialfirma for gjenvinning.

NVE konstaterer at avfall kan bli tatt hånd om og ikke vil medføre ulemper av betydning.

6.6.7 Flytrafikk

Hammerfest lufthavn ligger 500 m nordøst for planområdet og 3 km nordvest for sentrum. Flyplassen ligger 80 moh, mens gasskraftverkets pipe når 40 moh. Innkomne fly vil ikke passere pipen nærmere enn 70 m i høyden og den horisontale avstanden vil være mer enn 200 m. I følge NILU er det ikke fare for at det skal dannes generell dis i området, men det vil imidlertid dannes kondens i selve røykfanen som følge av at det er vanndamp i røyken. Dette vil være avhengig av bla luftfuktighet og temperatur i området. Utslippene fra pipen vil være relativt beskjedne og fortynnes raskt. Utredningen konkluderer med at kraftverket ikke vil forårsake fysiske hindringer i flyplassområdet.

Gasstilførselsrøret er utstyrt med en nødavstegningsventil som styres av signal fra Melkøya-anlegget, denne vil stenges umiddelbart ved uregelmessigheter. Gasskraftverket vil også bli utstyrt med direkte varslingsystem til Hammerfest lufthavn som vil kunne stoppe flygninger ved eventuelle lekkasjer eller branner.

Det er ennå ikke avklart om det vil bli nødvendig med egen fakkell for nedblåsing av gass. Om fakling blir nødvendig vil dette kun være i eventuelle nødsituasjoner.

NVE forventer ikke at anlegget forventes gir vesentlig virkning på flytrafikken. Plassering av en eventuell fakkell må gjøres i samarbeid med Avinor.

6.6.8 *Legging av rør*

HE planlegger å legge CO₂-og gassrørledning fra gasskraftverket og nordover til nordenden av Kransvika for så å krysse vestover til Melkøya. Rørledningen når Melkøya ca 10 m sør for det østligste punkt på øya. Herfra vil røret gå på land frem til prosessområdet ved Storsteien.

HE sin omsøkte trase krysser området som vil bli benyttet ved en eventuell utvidelse av Snøhvitanlegget med et Tog II. Statoil ber om at rørledningen ikke legger restriksjoner for eventuelle utvidelser eller for annen onshore prosesseringsanlegg. De mener landfallet må føres via tunnel for å sikre at rørledningen ikke blir skadet av konstruksjon eller skipsaktiviteter.

Snøhvit-lisensen ønsker at rørledningene legges lengre sør.

NVE konstaterer at det er mulig å legge CO₂- og gassrørledning fra gasskraftverket til LNG-anlegget, men at det er usikkerhet knyttet til kostnadene og til valg av trasè.

6.6.9 *Sysselsetting og leveranse*

HE skriver at en kan forvente at leveransene for Vest-Finnmark er på opp i mot 100 mill. kr. Beregnet sysselsettingseffekt i anleggsfasen i regionen er på 150-160 årsverk. I driftsfasen forventes kraftverket å kunne øke sysselsettingsnivået i Hammerfest området med mellom 15 og 25 årsverk.

NVE konstaterer at tiltaket vil medføre økt økonomisk aktivitet lokalt og regionalt.

6.7 Samfunnsøkonomisk vurdering av gasskraftverket

6.7.1 *Innledning*

I dette kapitlet diskuteres samfunnsøkonomiske forhold i forbindelse med det omsøkt gasskraftverket i Hammerfest.

I de samfunnsøkonomiske beregningene er verdien av produsert kraft, investerings- og driftskostnader, utslippskostnader samt restverdi av anlegget vurdert. Fremgangsmåten er basert på NVEs håndbok 1/2003, "Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter". Valg av kalkulasjonsrente er basert på Finansdepartementets rundskriv fra 23.9.2005, der *den risikofrie* kalkulasjonsrenten justeres ned til 2 %. Det er lagt til et risikotillegg i henhold til tabell I.1 i NVEs håndbok. Dette gir en kalkulasjonsrente på 5,5 %.

Fremtidige kraft- og gasspriser er svært utslagsgivende for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i anlegget. Det er stor usikkerhet knyttet til disse, og det er derfor gjennomført sensitivitetsanalyser der virkningen av ulike anslag er studert.

6.7.2 *Samfunnsøkonomisk nytte*

Hammerfest gasskraftverk er i gjennomsnitt vurdert å kunne produsere i overkant av 700 GWh elektrisk kraft per år. Da er brukstiden satt til 7500 timer og internt forbruk trukket fra. I gjennomsnitt vil nettap mellom kraftverk og forbruker utgjøre 8 % av levert kraft. Dette betyr at den årlige kraftmengden dette anlegget leverer til sluttkonsum vil være på om lag 660 GWh. Tap i sentralnettet utgjør om lag 25 %, mens de resterende 75 % oppstår i regional- (25 %) og distribusjonsnettet (50 %).

Nytteverdien av kraft oppstår gjennom konsumentenes betalingsvilje. Denne er beregnet i tråd med NVEs håndbok 1/2003 "Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter". Det er lagt til grunn en langsiktig kraftpris på 30 øre/kWh. Usikkerheten rundt en langsiktig kraftpris er stor og påvirkningsfaktorene er mange. Det er derfor gjort sensitivitetsanalyser med kraftpriser på 20 og 40 øre/kWh.

Fordi konsumentenes betalingsvilje inkluderer avgifter, er avgifter til staten lagt til for å beregne kalkulasjonsprisen. Det antas at hele produksjonen går til innenlands forbruk og med samme fordeling til ulike forbrukersektorer som i dag. Med dagens regler for avgiftsfritak betyr dette at om lag 60 % av forbruket belastes med forbruksavgift for elektrisk kraft (elavgift), og om lag 30 % av forbruket er momspiktig. Ved å legge til avgiftene blir den gjennomsnittlige samfunnsøkonomiske kraftverdi/betalingsvilje 39 øre/kWh ved en kraftpris på 30 øre/kWh. Differansen mellom kraftpris og samfunnsøkonomisk kraftverdi, på 9 øre/kWh, er en avgiftsinntekt som produsenten ikke får tak i. Følgelig vil lønnsomheten i en bedriftsøkonomisk analyse bli tilsvarende lavere.

Det er mulig å argumentere for at den økte kraftproduksjonen går til eksport, og at verdien for Norge er lik markedsprisen uten tillegg for avgifter. Ved en slik fortolkning vil nytten av prosjektet bli lavere enn det som er lagt til grunn her.

Beregningen gjøres over en analyseperiode på 25 år og en teknisk levetid på 40 år. Nettoinntjeningen for kraftvarmeverket etter analyseperioden, mellom år 25 og år 40, representeres summarisk ved en restverdi som regnes som 15/40 av investeringskostnaden neddiskontert over 25 år.

Neddiskontert over 25 år, er den samfunnsøkonomiske bruttoverdien av anlegget over hele levetiden beregnet til om lag 3,6 mrd. kr.

6.7.3 Investeringskostnader

Som beskrevet i Kap. 6.1.3, er investeringskostnadene beregnet til 1,6 mrd. kr for kraftverket og 200 mill. kr for rørtilknytninger.

Renter i byggeperioden er lagt til. Det er lagt til grunn at 15 % av investeringene i kraftverket gjøres i første byggeår, 50 % i andre byggeår og 35 % i tredje byggeår, som skissert i tillegget til konsekvensutredningen. Dette gir en total rentekostnad på om lag 180 mill. kr.

Total investeringskostnad er dermed beregnet til om lag 2 mrd. kr.

6.7.4 Driftskostnader

Driftskostnadene består av kjøp av gass, mottak av CO₂ på Melkøya, innmatingstariffer, andre driftskostnader oppgitt i konsekvensutredningen og kostnader ved utslipp av CO₂ og NO_x. Brukstiden er satt til 7500 timer.

Kjøp av gass er den største komponenten i driftskostnadene. Ut fra et energiinnhold i naturgassen på om lag 35 MJ/Sm³ (nedre brennverdi) er det årlige gassforbruket ved 7500 timers drift beregnet til 195 MSm³ per år. I basisalternativet er det benyttet en gasspris på 1 kr/Sm³. Utgifter til kjøp av gass blir da 195 mill. kr per år.

I likhet med langsiktig kraftpris er naturgassprisen en usikkerhetsfaktor som har stor betydning for lønnsomheten av gasskraftverket. Offentlig publiserte priser på naturgass i Europa varierer mye og påvirkes blant annet av tilbud og etterspørsel, gassvolum, varighet av avtaler, prismeisme, oljepriser, valutakurser og geografisk beliggenhet. For tiden (mai 2007) er gasspriser i oljeindekserte,

langsiktige kontrakter på Kontinentet relativt høye (1,5 – 2 kr/Sm³), mens spotpriser på naturgass i UK er langt lavere (0,5 – 1 kr/Sm³).

Hammerfest Energi har benyttet en gasspris på 30 øre/Sm³ i sine økonomiske beregninger. NVE mener at en gasspris til gasskraftverket i Hammerfest bør ligge lavere enn forventet gasspris på Kontinentet de nærmeste årene. Dette skyldes lavere alternativ verdi av gassen, som følge av betydelige driftskostnader knyttet til omforming av rørgass til LNG og betydelige transportkostnader fra Melkøya til aktuelle markeder. Det er imidlertid mange forhold som påvirker gassprisen, og prisen vil være forhandlingssak mellom Hammerfest Energi og eierne av gass på Snøhvitfeltet. NVE har valgt å anta en gasspris på 1 kr/Sm³ i basisalternativet. Dette er en lavere pris enn forventet gjennomsnittlig gasspris for langsiktige kontrakter til sammenlignbare virksomheter på Kontinentet i årene fremover. Denne vil i stor grad vil avhenge av utviklingen i råoljepris. På grunn av den store usikkerheten forbundet med gassprisen er det gjort sensitivitetsanalyser med gasspriser på 0,30 kr/Sm³, 0,50 kr/Sm³ og 1,50 kr/Sm³.

I tillegg til betingelser for kjøp av gass vil Hammerfest Energi også måtte forhandle med Snøhvitlisensen om kommersielle betingelser vedrørende transport av CO₂ og bruk av injeksjonsfasilitetene for CO₂. Det er ikke oppgitt kostnader forbundet med dette fra Hammerfest Energi. NVE har derfor antatt en årlig driftskostnad på 10 mill. kr for å dekke kostnaden i forbindelse med transport og lagring av CO₂. Det er stor usikkerhet omkring denne kostnaden, og den vil spesielt avhenge av om kun Statoils driftskostnader ved tjenesten legges til grunn (og kapitalkostnadene anses som "sunk cost" ettersom anlegget allerede eksisterer) eller om en andel av investeringskostnadene blir belastet Hammerfest Energi gjennom den avtalen som eventuelt forhandles fram. I en samfunnsøkonomisk beregning tar en ikke hensyn til betaling for kapital som er "sunk cost", da dette kun er en omfordeling av midler og ikke en reell kostnad for samfunnet.

Energiledet i innmatingstariffen, beregnet til 7,8 mill. kr per år, er inkludert. Fastleddet i innmatingstariffen er ikke tatt med i den samfunnsøkonomiske beregningen fordi dette er en overføring fra kraftverket til netteier. Kraftnettet eksisterer allerede og fastleddet reflekterer dermed ikke økt ressursbruk.

Andre driftskostnader som er oppgitt i konsekvensutredningen inkluderer bemanning, vedlikehold, forsikring, skatter, kjemikalier, leverandørytelser og reservedeler. I den samfunnsøkonomiske analysen er skattene trukket ut, da disse utgjør en overføring fra tiltakshaver til stat og kommune og ikke en reell kostnad for samfunnet. Forsikring reflekterer forventet kostnad ved ulykker og uventete sammenbrudd, og er således et anslag på en relevant samfunnsøkonomisk kostnad. Andre driftskostnader utgjør 29 mill. kr per år.

CO₂-utslippene er beregnet ved å anta at det dannes 0,2 kg CO₂ per kWh innfyrt gass. Med en virkningsgrad på 37,5 % utgjør innfyrt energi om lag 250 MW. Dette gir CO₂ utslipp på om lag 50 tonn/time uten fangst av CO₂. Dersom 90 % av CO₂ utslippene fanges inn, vil totale utslipp av CO₂ ved en brukstid på 7500 timer gi i underkant av 40.000 tonn/år.

For de 10 % som ikke fanges opp i CO₂-håndteringsanlegget, er kvoteprisen for CO₂-kvoter brukt som anslag på den samfunnsøkonomiske kostnaden. Kvoteprisen er antatt å være 100 kr/tonn CO₂. Utslipp etter CO₂-håndtering er beregnet til 40.000 tonn/år, og kostnaden ved dette blir da 4 mill. kr per år.

I Hammerfest Energi sin tilleggsutredning til KU er det beregnet inntekter som følge av salg av CO₂-kvoter. Dette vil kreve en tildeling av gratiskvoter som er høyere enn forventede utslipp. Det er usikkert hvordan den nye norske klimavoteloven som trer i kraft fra 2008, vil være utformet med tanke på CO₂-håndtering, og hvor mange gratiskvoter tiltaket eventuelt kan bli tildelt, se Kap. 6.3. I et

samfunnsøkonomisk perspektiv er denne usikkerheten lite problematisk fordi kjøp og salg av kvoter kan regnes som omfordeling mellom aktører i kvotemarkedet. Kvoteprisen kan likevel brukes som et mål på samfunnets marginalkostnad ved å redusere utslippene.

I følge beregninger fra Siemens skal NO_x-utslippene være lavere enn 5 ppmv ved 15 % oksygen, tørr basis. Dette utgjør om lag 8 kg/time, totalt i overkant av 60 tonn/år ved 7500 timers full brukstid. NO_x-avgiften på 15 kr/kg er brukt som anslag på de samfunnsøkonomiske kostnadene ved utslippene (Budsjettinnst. S. nr. 1 2006-2007). Kostnaden blir da på om lag 1 mill. kr per år.

Total neddiskontert driftskostnad over hele anleggets levetid er dermed anslått til 3,3 mrd. kr.

6.7.5 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

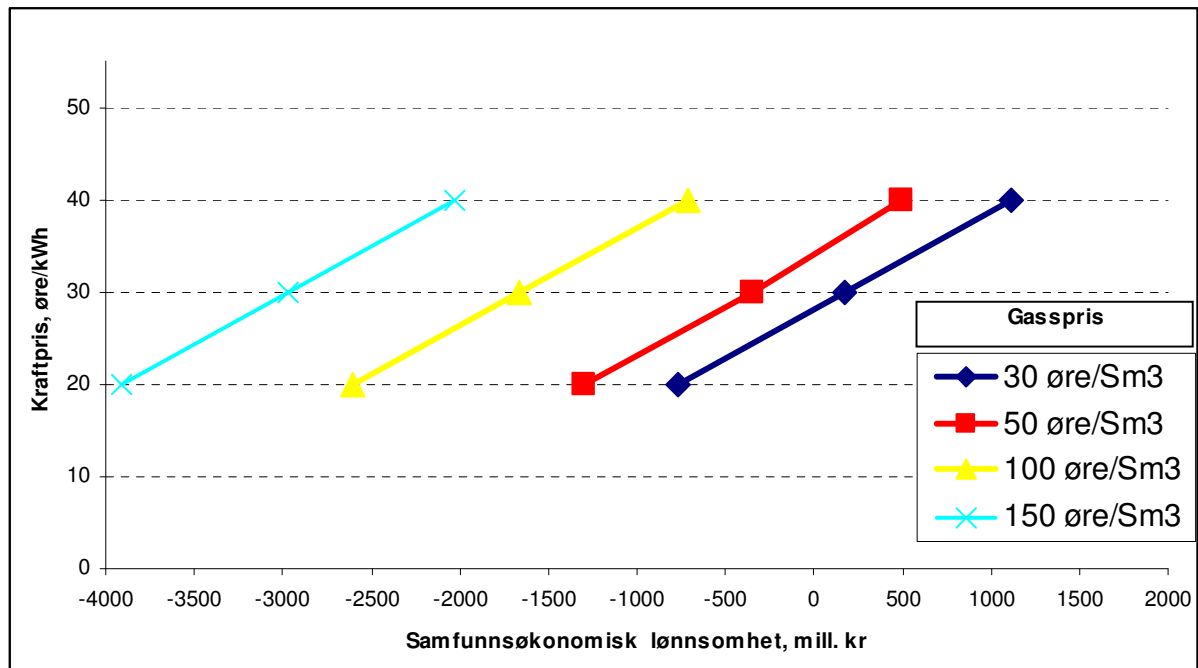
Oppsummert er neddiskontert total (brutto) nytte av anlegget anslått til 3,6 mrd. kr ved en langsiktig kraftpris på 30 øre/kWh. Dette inkluderer en restverdi av anlegget etter 25 års analyseperiode. Investeringskostnaden utgjør totalt 2 mrd. kr, inklusiv renter i byggeperioden. Driftskostnadene utgjør om lag 3,3 mrd. kr ved basisanslag for gasspris. *Beregningene gir en negativ nettonåverdi på om lag 1,7 mrd. kr.*

Med unntak av kostnader ved utslipp av CO₂ og NO_x, er eksterne effekter ikke tatt med i beregningene. Økt aktivitet i lokalt næringsliv er en positiv eksternalitet som tilsier at nytten kan være noe større enn beregnet. Utslipp til luft utover CO₂ og NO_x, støy, eventuelle økte tap- og flaskehalskostnader i kraftnettet og andre miljøforhold er negative eksternaliteter som kan legges til på kostnadssiden.

6.7.6 Sensitivitetsanalyser

Det er stor usikkerhet knyttet til prisutvikling for kraft og gass. Det er derfor beregnet virkning av ulike prisanslag for disse komponentene. Resultatene er presentert i Figur 2 og Figur 3.

Kurvene i Figur 2 viser samfunnsøkonomisk lønnsomhet for gasskraftverket i Hammerfest ved forskjellige anslag for kraftpris og gasspris. Lønnsomheten måles langs den horisontale akse og kraftprisen langs den vertikale. Det er laget fire lønnsomhetskurver, en med anslag på gasspris på 30 øre/Sm³, en med 50 øre/Sm³, en med 100 øre/Sm³ og en med 150 øre/Sm³.



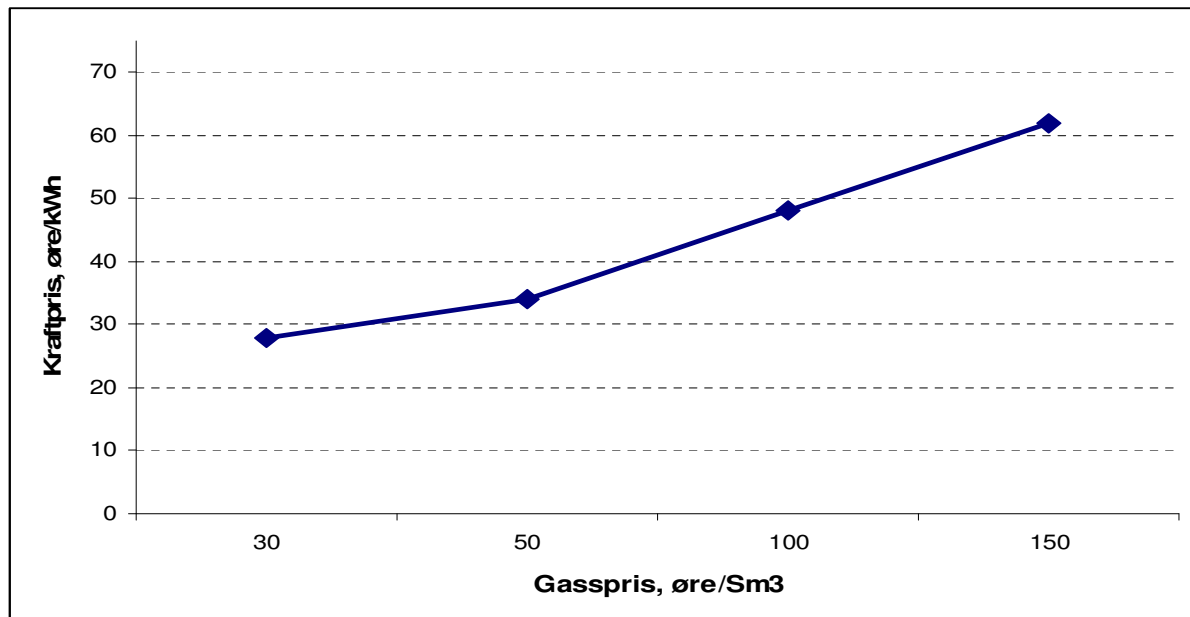
Figur 2 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved forskjellige kraft- og gasspriser

Den gule, trekantmerkede kurven i Figur 2 utgjør basisanslaget med en gasspris på 1 kr/Sm³. Ved å flytte seg mellom kurvene, ser en hvor mye en endring i anslag for gasspris endrer lønnsomhetsvurderingen. Ved å bevege seg langs en kurve, ser en hvordan endring i kraftpris påvirker lønnsomheten.

Figur 2 viser at ved en gasspris på 30 øre/Sm³, er prosjektet lønnsomt selv med kraftpriser på rett under 30 øre/kWh, mens en gasspris på 50 øre/Sm³ krever kraftpriser på litt over 30 øre/kWh. Ved en kraftpris på 40 øre/Sm³ er prosjektet ulønnsomt med en gasspris på 100 øre/Sm³.

Figur 3 viser ulike kombinasjoner av kraft- og gasspris som gjør at nettonåverdien av prosjektet blir null. Kurven er stigende fordi en økt gasspris øker kostnadssiden av prosjektet og må motsvares av tilsvarende økning i inntekt, i form av økt kraftpris, for at lønnsomheten ikke skal endre seg. Ved en kombinasjon av kraft- og gasspris som ligger over kurven, er prosjektets nettonåverdi positiv, mens ved kombinasjoner under kurven er nettonåverdien negativ.

Figur 3 viser at ved en gasspris på 1 kr/Sm³, som i basisanslaget, må kraftprisen være nær 50 øre/kWh for at prosjektet skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Ved en kraftpris på 30 øre/kWh, som i basisanslaget, må gassprisen være under 40 øre/Sm³ for å oppnå en positiv nettonåverdi.



Figur 3 Nedre grense for samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved forskjellige kraft- og gasspriser

6.7.7 Behov for statlig støtte

Hammerfest Energi har søkt om statlig investeringsstøtte til det omsøkte tiltaket, en søknad som behandles av Gassnova. Videre har Hammerfest Energi i sine økonomiske beregninger forutsatt gratis tildeling av kvoter tilsvarende totale CO₂-utslipp uten fangstanlegg, samt tatt utgangspunkt i en pris på naturgass som synes lavere enn en markedsbasert pris. NVE tar i disse beregningene utgangspunkt i at eventuell statlig støtte skal skje i form av investeringsstøtte, mens alle andre inntekter og utgifter skal være basert på normale markedsbetraktninger. For å bedre det samfunnsøkonomiske regnestykket må en eventuell offentlig støtte begrunnes i reelle samfunnsøkonomiske gevinster, som teknologiutvikling. (Se Kap. 6.2.2).

NVE har ikke gjort spesifikke beregninger av bedriftsøkonomisk lønnsomhet, men ut fra de samfunnsøkonomiske beregningene synes tiltakshaver å trenge betydelig mer investeringsstøtte enn det som antydes i tillegg til konsekvensutredningen (375 mill. kr), eventuelt gunstigere betingelser i form av gasspriser, kraftpriser og tildeling av gratis kvoter enn NVE har forutsatt.

Det er kun en liten del av de samfunnsøkonomiske kostnadene som ikke også vil være reelle kostnader for Hammerfest Energi. På nyttesiden er det imidlertid stor forskjell på en samfunnsøkonomisk og en bedriftsøkonomisk betraktning, da den samfunnsøkonomiske analysen er basert på betalingsvilje og dermed inkluderer avgifter. Dette betyr at den markedsprisen som gir samfunnsøkonomisk lønnsomhet er 8-10 øre lavere enn den markedsprisen som gir bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Når NVE i tilknytning til Figur 3 skriver at en kraftpris på 50 øre/kWh gir prosjektet positiv nettonåverdi ved en gasspris på 1 kr/Sm³, innebærer dette en kalkulasjonspris på om lag 60 øre/kWh. I en bedriftsøkonomisk analyse må disse 60 øre/kWh være inntekten til produsenten, altså markedsprisen. Dette tilsier at behovet for støtte vil være større enn det beregnede samfunnsøkonomiske underskuddet.

6.7.8 Oppsummering

Oppsummert ser en at ved basisanslag for gass- og kraftpris har prosjektet en negativ nettonåverdi på 1,7 mrd. kr, noe som utgjør opp mot 50 % av den beregnede brutto nytten av tiltaket. En forbedring av dette tallet kan eventuelt begrunnes i eksterne samfunnsøkonomiske nyttevirksomheter som ikke er inkludert i NVE sine beregninger, slik som potensialet for teknologiutvikling. Beregningene viser grovt sett at det må identifiseres samfunnsøkonomiske tilleggsgevinster på over 1,7 mrd. kr for å oppnå et samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt over prosjektets levetid, gitt NVEs økonomiske forutsetninger.

Analysen tilsier også at Hammerfest Energi måtte oppnå en markedspris på opp mot 60 øre/kWh for å oppnå bedriftsøkonomisk lønnsomhet uten investeringsstøtte.

Sensitivitetsanalysene viser at prosjektet kun er samfunnsøkonomisk lønnsomt ved en kombinasjon av høy kraftpris og lav gasspris. Ved en kraftpris på 40 øre/kWh, som er et høyt anslag på langsiktig kraftpris, kan gassprisen ikke være høyere enn 75 øre/Sm³ for å gi samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Dette vurderes per i dag som et lavt anslag for fremtidige gasspriser på Melkøya. Prosjektet vurderes derfor å ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomt innenfor realistiske forutsetninger.

Prosjektets nyttekostnadsbrøk er beregnet til 0,67. Den viser bruttonytte i forhold til ressursinnsatsen. Samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter har nyttekostnadsbrøk på mer enn 1. Dette understreker konklusjonen om at prosjektet er samfunnsøkonomisk svært ulønnsomt gitt NVEs forutsetninger.

7 Samlet vurdering av gasskraftverket

Det søkes etablert et fullskala, men relativt lite gasskraftverk som skal utprøve en ny teknologi for fangst av CO₂ og utnytte tilgjengelig gass og infrastruktur for CO₂. Søker baserer seg på statlig støtte til fangstdelen og regner med gunstige priser på gass og bruk av infrastruktur.

Det omsøkte prosjektet fremstår ikke som en konkurransedyktig produsent av elektrisitet i det norske eller skandinaviske markedet. Også kraftproduksjon med svært lave CO₂-utslipp som vindkraft, små vannkraft og biokraft synes å ha lavere produksjonskostnader pr kWh produsert enn dette kraftverket. Som anlegg for kommersiell kraftproduksjon betraktet, framtrer altså det planlagte anlegg som lite rasjonelt. Energiloven setter på sin side som krav ved tildeling av konsesjon at produksjonen av kraft skal foregå på en *samfunnsmessig rasjonell* måte.

Spørsmålet er så om anlegget har vesentlige samfunnsmessige tilleggsverdier ut over verdien av kraftproduksjonen. Mest nærliggende er her spørsmålet om prosjektet vil kunne utvikle teknologi som har potensial til å bli kommersiell over tid.

En vurdering av teknologiens potensial oppnår en ved å sammenligne fremtidige anlegg, som benytter den foreslåtte teknologien med konkurrerende teknologier for fangst av CO₂. Her finner vi at de totale produksjonskostnadene ved et fremtidig storskala anlegg basert på Sargas sin prosess forventes høyere enn for CCGT-anlegg med ved aminrensing. Dette skyldes hovedsaklig lavere potensiell virkningsgrad. Dette gjelder en sammenligning mellom dagens teknologi planlagt på Kårstø og fremtidig teknologi av samme type som nå omsøkes i Hammerfest. Dersom en lykkes med utviklingsløpet som er skissert på Mongstad og internasjonalt, vil forskjellene bli større, både mht virkningsgrad og investeringskostnader. Samlet sett vurderes således ikke den omsøkte teknologien som spesielt lovende anvendt på naturgass. Teknologien synes å ha større potensial anvendt på kullkraft.

Selv om det kan være en samfunnsmessig nytte ved å prøve ut flere alternative teknologier, synes kostnadene å være så store - med et beregnet samfunnsøkonomisk tap i basisalternativet på 1,7 mrd kr - at hensynet til teknologiutvikling uansett ikke kan oppveie disse.

Andre fordeler er nytten for den nasjonale kraftbalanse av en forventet produksjon på vel 700 GWh pr år, samt positive regionale ringvirkninger av prosjektet. Nyttens av disse forhold vurderes imidlertid også som moderat sett mot kostnadene ved anlegget.

Anlegget synes å gi små lokale ulemper for annen arealbruk og ha små regionale og lokale miljøulemper.

Når det gjelder kraftnettet i regionen, synes det konsesjonssøkte tiltaket i dag å gi kapasitetsproblemer over Guolas-snittet over betydelige deler av året. Dette er en ulempe ved anlegget, men kan i noen grad kompenseres ved temperaturoppgraderinger med tilhørende kostnader. Ved eventuell større nettførsterkninger fra Balsfjord til Hammerfest tilknyttet en mulig utvidelse av Snøhvit LNG uten egenproduksjon av elektrisk kraft, vil tiltaket kunne bidra positivt til drift og kraftbalanse i området.

Samlet sett kan NVE ikke se at det omsøkte anlegg tilfredsstiller energilovens krav om at produksjon av energi skal foregå på en samfunnsmessig rasjonell måte. Under realistiske kombinasjoner av forutsetninger synes anlegget å gi et samfunnsøkonomisk nettotap i milliardklassen, og nytten av å utprøve den aktuelle teknologi for CO₂-fangst kan etter NVEs vurdering ikke kompensere for disse kostnadene. Her vektlegges at den aktuelle teknologi også på sikt synes å gi lavere energiutnytting og større kostnader enn alternativ fangstteknologi. Andre fordeler og ulemper ved anlegget er beskrevet i dette notatet. Disse teller med i en totalvurdering, men vurderes å ha mindre betydning.