



INDUSTRIKRAFT MØRE

Konsekvensutredning:

Industrikraftverk i Elnesvågen i Fræna Kommune

Gassrørledning Nyhamnna – Elnesvågen - Vestavika

Nettilknytning industrikraftverket – Fræna Trafo

Desember 2006



Konsekvensutredning:

Industrikraftverk i Elnesvågen i Fræna Kommune

Gassrørledning Nyhamna – Elnesvågen - Vestavika

Nettilknytning industrikraftverket – Fræna Trafo

Desember 2006

INNHold

1	SAMMENDRAG	10
1.1	BEGRUNNELSE FOR TILTAKET	10
1.2	VALG AV LOKALISERING	10
1.3	EKSISTERENDE VIRKSOMHET I ELNESVÅGEN	11
1.4	UTBYGGINGSPLANER – INDUSTRIKRAFTVERKET	11
1.5	UTBYGGINGSPLANER – INTEGRASJON MED ØVRIG INDUSTRI	11
1.6	UTBYGGINGSPLANER - GASSRØRLEDNING OG TILGANG PÅ GASS	12
1.7	UTBYGGINGSPLANER - TILKNYTNING TIL HOVEDNETTET	13
1.8	KONSEKVENSER AV UTSLIPP TIL LUFT	13
1.9	KONSEKVENSER AV UTLIPP TIL SJØ	14
1.10	KONSEKVENSER AV STØY	14
1.11	LANDSKAPSMESSIGE KONSEKVENSER	15
1.12	SAMFUNNMESSIGE KONSEKVENSER KNYTTET TIL BYGGING AV KRAFTVERK	15
1.13	SIKKERHET, ARBEIDSMILJØ OG MILJØRISIKI	16
2	INNLEDNING	18
2.1	LOVVERKETS KRAV TIL KONSEKVENsutREDNINGER	19
2.2	FORMÅLET MED KONSEKVENsutREDNINGEN	19
2.3	TIDSPLAN	20
2.4	NØDVENDIGE TILLATELSER	20
2.5	OM INDUSTRIKRAFT MØRE AS	21
2.6	OM NATURGASS MØRE AS	21
3	BEGRUNNELSE FOR TILTAKET	23
3.1	BYGGING AV INDUSTRIKRAFTVERK	23
3.2	0-ALTERNATIVET	24
4	LOKALISERING OG OMRÅDEBESKRIVELSE	27
4.1	ALTERNATIVE LOKALISERINGER	27
4.2	VURDERING AV LOKALISERING PÅ NYHAMNA OG I VESTAVIKA (HARØYSUNDET NÆRINGS PARK)	27
4.3	VURDERING AV LOKALISERING I ELNESVÅGEN	28
4.4	BEGRUNNELSE FOR LOKALISERING	28
4.5	DEFINISJON AV INFLUENSOMRÅDE	28
4.5.1	<i>Samfunnsmessige konsekvenser</i>	28
4.5.2	<i>Utslipp til luft</i>	29
4.5.3	<i>Utslipp til sjø</i>	29
4.5.4	<i>Støy</i>	29
4.5.5	<i>Eksisterende virksomhet i Elnesvågen</i>	29
4.6	SKIPSTRAFIKK TIL OG FRA ELNESVÅGEN	30
4.7	NATUR OG MILJØFORHOLD	30
4.7.1	<i>Viktige naturtyper og vernede områder</i>	30
4.7.2	<i>Lokal luftkvalitet</i>	31
4.7.3	<i>Nitrogenavsetning</i>	31

4.7.4	Dagens gjødslingseffekt på vegetasjon	31
4.8	KULTURMINNER	31
4.9	OMRÅDETS PLANSTATUS	32
5	UTBYGGINGSPLANER – INDUSTRIKRAFTVERKET	33
5.1	BESKRIVELSE AV ANLEGG OG PROSESS	33
5.2	GASSKRAFTTEKNOLOGI	34
5.2.1	Hovedalternativet	34
5.2.2	Trinnvis utbygging	35
5.3	CO ₂ -FANGST	36
5.3.1	Fluors CO ₂ -fangstteknologi	37
5.3.2	Mitsubishis CO ₂ -fangstteknologi	37
5.3.3	Aker Kværners CO ₂ -fangstteknologi	37
5.4	TRANSPORT OG LAGRING AV CO ₂	41
5.4.1	CO ₂ til produksjon av syntetisk kalk, PCC	41
5.4.2	CO ₂ til regulering av gasskvalitet ut fra Nyhamna	42
5.4.3	CO ₂ til EOR eller deponering ved hjelp av rør eller skip	42
5.5	NO _x -RENSING	43
5.6	EIENDOMSFORHOLD	44
5.7	INVESTERINGER OG DRIFTSKOSTNADER	44
5.8	GASSAVTALE	45
5.9	SKATTER OG AVGIFTER	46
5.10	INNSATSFAKTORER	46
5.10.1	Naturgass	46
5.10.2	Kjølevann	46
5.10.3	Ferskvann	47
5.10.4	Damp	47
5.10.5	Elektrisk kraft	47
5.10.6	Ammoniakk	47
5.11	PRODUKTER	47
5.11.1	Elektrisk kraft	47
5.11.2	CO ₂	47
5.11.3	Temperert kjølevann	48
5.12	UTSLIPP	48
5.12.1	Avgasser	48
5.12.2	Prosessavløpsvann	48
5.12.3	Sanitæravløpsvann	49
5.12.4	Temperert kjølevann	49
5.13	STØY	49
5.14	AVFALL	49
5.15	VIRKNINGSGRAD	50
5.15.1	Kraftverket som selvstendig enhet, med ekstern gassfyrt dampsentral for CO ₂ -fangstanlegg	50
5.15.2	Kraftverket som selvstendig enhet, med ekstraksjon av lavtrykksdamp	50
5.15.3	Integrert betraktning	50
6	UTBYGGINGSPLANER – INTEGRASJON MED ØVRIG INDUSTRI	51

6.1	HUSTADMARMOR AS -----	51 -
6.1.1	Varmesynergier knyttet til integrering med industrikraftverket -----	51 -
6.1.2	CO2 til PCC – synergier knyttet til integrering med industrikraftverk -----	51 -
6.1.3	Logistikk -----	52 -
6.2	TINE MIDT-NORGE ELNESVÅGEN -----	52 -
6.2.1	Varmesynergier knyttet til integrering med industrikraftverket -----	52 -
6.3	NATURGASS MØRE AS -----	53 -
6.3.1	Gasstilgang - synergier knyttet til integrering med industrikraftverket -----	53 -
6.3.2	Varmer - synergier knyttet til integrering med industrikraftverket -----	53 -
7	UTBYGGINGSPLANER - GASSRØRLEDNING OG TILGANG PÅ GASS -----	54 -
7.1	TILKNYTNING TIL GASSTERMINALEN FOR ORMEN LANGE -----	55 -
7.2	RØTRASÉER -----	56 -
7.2.1	Fase 1a: Sjøtrasé Nyhamna - Levran -----	57 -
7.2.2	Fase 1b: Sjøtrasé Nyhamna - Sandvika -----	59 -
7.2.3	Fase 2: Landrør til Håset/Hustadmarmor-området -----	60 -
7.2.4	Fase 3: Gassrør til Vestavika -----	62 -
7.2.5	Fiskeriaktivitet -----	63 -
7.2.6	Skipstrafikk og ankring -----	64 -
7.2.7	Ekspropriasjon og forhåndstiltredelse -----	64 -
7.2.8	Kulturminner -----	64 -
7.3	KAPASITET, DIMENSJONER OG ANDRE HENSYN SOM KOMMER INN -----	65 -
7.3.1	Systembeskrivelse -----	65 -
7.3.2	Kapasitet -----	66 -
7.3.3	Rørdesign -----	67 -
7.4	MILJØKONSEKVENSER KNYTTET TIL RØRNETTET -----	68 -
7.4.1	Anleggstekniske forhold – sjørør -----	68 -
7.4.2	Anleggstekniske forhold – landfall -----	69 -
7.4.3	Anleggstekniske forhold – landrør -----	69 -
7.4.4	Avvikling -----	69 -
7.4.5	Marine naturtyper langs de alternative traséene -----	70 -
7.5	GASSTILFØRSELENS BETYDNING FOR YTTERLIGERE BRUK AV GASS I OMRÅDET -----	70 -
7.5.1	Lokale energiutredninger -----	70 -
7.5.2	Rapport fra Marintek på oppdrag fra Enova SF -----	71 -
7.5.3	LNG-produksjon -----	71 -
7.6	EIERSKAP, KOSTNADER OG KOSTNADSFORDELING -----	72 -
7.6.1	Ansvarsfordeling -----	72 -
7.6.2	Kostnader og kostnadsfordeling -----	72 -
8	UTBYGGINGSPLANER - TILKNYTNING TIL HOVEDNETTET -----	73 -
8.1	BESKRIVELSE AV ANLEGGET -----	73 -
8.2	VURDERT, MEN IKKE OMSØKT ANLEGGSLØSNING -----	73 -
8.3	ANLEGGETS BELIGGENHET -----	74 -
8.3.1	Transportopplegg og baneanlegg -----	76 -
8.3.2	Regulering og andre offentlige planer -----	76 -
8.4	SYSTEMMESSIG BEGRUNNELSE -----	78 -

8.4.1	Vurderte løsninger for nettilknytning -----	78 -
8.4.2	Innpasning i kraftsystemutredninger -----	79 -
8.4.3	Konsekvenser for regional og sentralnettet -----	79 -
8.4.4	Samordning andre planer for nett og produksjon -----	83 -
8.4.5	Kostnader-----	84 -
8.5	KONSEKVENSER -----	85 -
8.5.1	Magnetiske- og elektriske felt -----	85 -
8.5.2	Kulturminner og fornminner -----	88 -
8.5.3	Friluftsliv -----	88 -
8.5.4	Flora og fauna -----	88 -
8.5.5	Inngrepsfrie områder -----	88 -
8.5.6	Forurensning-----	88 -
8.5.7	Skogbruk og jordbruk-----	88 -
8.5.8	Jaktinteresser -----	89 -
8.6	ERVERV AV RETTIGHETER-----	89 -
8.6.1	Private interesser-----	89 -
8.6.2	Rettigheter-----	89 -
9	KONSEKVENSER AV UTSLIPP TIL LUFT -----	91 -
9.1	GJENNOMFØRTE BEREKNINGER-----	91 -
9.2	SAMMENDRAG AV KONSEKVENSVURDERINGER -----	92 -
9.3	DAGENS SITUASJON -----	94 -
9.3.1	Naturgeografi og vegetasjon-----	94 -
9.3.2	Viktige naturtyper og vernede områder -----	94 -
9.3.3	Måleprogrammer for luftkvalitet -----	96 -
9.3.4	Lokal luftkvalitet-----	96 -
9.4	NITROGENAVSETNING -----	97 -
9.4.1	Dagens gjødslingseffekt på vegetasjon -----	97 -
9.5	METEOROLOGI-----	98 -
9.6	UTSLIPSBETINGELSER -----	99 -
9.7	SPREDNINGSBEREGNINGER-----	99 -
9.7.1	Konsentrasjoner i luft-----	99 -
9.8	NITROGENAVSETNING TIL BAKKE OG OVERFLATE VANN -----	103 -
9.9	UTBREDELSE AV SYNLIG RØYK – METTET VANNDAMP-----	105 -
9.10	VURDERING AV OZONPRODUKSJON -----	106 -
9.11	EFFEKTER PÅ VEGETASJON OG FAUNA -----	107 -
9.11.1	Metodikk-----	107 -
9.11.2	Effekter av NO ₂ på vegetasjon-----	107 -
9.11.3	Effekter av NO ₂ på fauna-----	107 -
9.11.4	Effekter av total nitrogenavsetning på vegetasjon – gjødslingseffekten-----	107 -
9.11.5	Effekter av total nitrogenavsetning på fauna -----	108 -
9.12	HELSEEFFEKTER AV MONOETANOLAMIN (ETANOLAMIN) -----	108 -
9.12.1	Mulige effekter på menneske-----	108 -
9.12.2	Hva betyr de beregnede etanolaminkonsentrasjonene fra industrikraftverk i Elnesvågen -----	108 -
9.12.3	Konklusjon -----	109 -

9.13	AVBØTENDE TILTAK -----	109 -
10	KONSEKVENSER AV UTSLIPP TIL SJØ -----	110 -
10.1	GJENNOMFØRTE BEREGNINGER-----	110 -
10.2	KONSEKVENSER AV BYGGING AV INDUSTRIKRAFTVERKET -----	110 -
10.3	BESKRIVELSE AV FRÆNFJORDEN -----	110 -
10.3.1	<i>Generell beskrivelse -----</i>	<i>110 -</i>
10.3.2	<i>Tidevann-----</i>	<i>113 -</i>
10.3.3	<i>Temperatur-----</i>	<i>113 -</i>
10.3.4	<i>Salinitet-----</i>	<i>113 -</i>
10.3.5	<i>Biologiske ressurser -----</i>	<i>114 -</i>
10.3.6	<i>Annen aktivitet i fjorden-----</i>	<i>119 -</i>
10.4	POTENSIELLE EFFEKTER -----	119 -
10.4.1	<i>Overtemperatur-----</i>	<i>119 -</i>
10.4.2	<i>Oksygenforhold-----</i>	<i>120 -</i>
10.4.3	<i>Næringssalter og turbiditet -----</i>	<i>121 -</i>
10.4.4	<i>Tåkedannelse -----</i>	<i>121 -</i>
10.5	UTSLIPPSPUNKT, UTSLIPPSMENGDER OG TEMPERATUR -----	121 -
10.5.1	<i>Alternativer for utslippsanordning-----</i>	<i>122 -</i>
10.5.2	<i>Definisjon av scenarier-----</i>	<i>123 -</i>
10.6	MODELLERINGSRESULTATER -----	123 -
10.6.1	<i>Valg av utslippsanordning -----</i>	<i>123 -</i>
10.6.2	<i>Innlagring og fortynning ved forskjellige scenarier -----</i>	<i>124 -</i>
10.7	SANNSYNLIGE EFFEKTER AV ENDRET TEMPERATUR -----	126 -
10.7.1	<i>Overtemperatur-----</i>	<i>126 -</i>
10.7.2	<i>Hardbunssamfunn -----</i>	<i>126 -</i>
10.7.3	<i>Bløtbunssamfunn-----</i>	<i>127 -</i>
10.7.4	<i>Oksygenkonsentrasjon og næringssaltinnhold -----</i>	<i>127 -</i>
10.8	BRUK AV LAVTEMPERATUR KJØLEVANN -----	127 -
10.9	KONKLUSJONER -----	128 -
10.10	AVBØTENDE TILTAK -----	128 -
10.11	RESSURSGRUPPA FOR FRÆNFJORDEN-----	128 -
11	KONSEKVENSER AV STØY-----	130 -
11.1	GJENNOMFØRTE BEREGNINGER-----	130 -
11.2	KONSEKVENSER AV BYGGING AV ET INDUSTRIKRAFTVERK -----	131 -
11.3	FORUTSETNINGER OG ANTAGELSER-----	131 -
11.3.1	<i>Plassering av industrikraftverket og dets viktigste støykilder -----</i>	<i>131 -</i>
11.3.2	<i>Orientering av industrikraftverket -----</i>	<i>132 -</i>
11.3.3	<i>Bygningsmassen-----</i>	<i>133 -</i>
11.3.4	<i>Avgass -----</i>	<i>133 -</i>
11.3.5	<i>Forbrenningsluft og systemer for kjøleluft-----</i>	<i>133 -</i>
11.3.6	<i>Damputslipp -----</i>	<i>133 -</i>
11.3.7	<i>Utskiping av CO2 -----</i>	<i>133 -</i>
11.4	STØYDATA -----	134 -
11.4.1	<i>Støy fra annen virksomhet og bakgrunnsstøy-----</i>	<i>134 -</i>

11.4.2	Krav til ekstern støy-----	135 -
11.4.3	Støyberegninger-----	135 -
11.4.4	Resultater – Støy fra industrikraftverket-----	135 -
11.5	RESULTATER – STØY FRA INDUSTRIKRAFTVERKET OG HUSTADMARMOR AS-----	136 -
11.6	OPPSUMMERING-----	136 -
11.7	ANBEFALTE AVBØTENDE TILTAK-----	136 -
12	LANDSKAPSMESSIGE KONSEKVENSER-----	138 -
12.1	KONSEKVENSER-----	138 -
12.2	AVBØTENDE TILTAK-----	139 -
13	SAMFUNNSMESSIGE KONSEKVENSER KNYTTET TIL BYGGING AV KRAFTVERK-----	140 -
13.1	FORSYNINGSSITUASJONEN FOR ELEKTRISK KRAFT I NORGE-----	140 -
13.1.1	Kraftbalansen i Norge-----	140 -
13.1.2	Effektbalansen i Norge-----	141 -
13.2	INDUSTRIUTVIKLING I ELNESVÅGEN-----	141 -
13.3	SAMFUNNSØKONOMIEN KNYTTET TIL TILTAKET-----	141 -
13.3.1	Reduserte nettap-----	142 -
13.3.2	Økt forsyningssikkerhet-----	144 -
13.3.3	Redusert behov for eller utsatte investeringer i nettet-----	145 -
13.3.4	Økte nasjonale CO ₂ -utslipp-----	145 -
13.3.5	Økte nasjonale NO _x -utslipp-----	146 -
13.3.6	Utslipp av aminrester ved et eventuelt fangstanlegg for CO ₂ , inngrep i naturen og støy-----	146 -
13.3.7	Oppsummering-----	146 -
13.4	SAMFUNNSMESSIGE KONSEKVENSER AV CO ₂ -UTSLIPP-----	147 -
13.5	ANLEGGETS VIRKNING PÅ BERØRTE KOMMUNERS SKATTEINNGANG-----	149 -
13.6	LEVERANSER AV VARER OG TJENESTER I ANLEGGSPERIODEN OG DRIFTSFASEN-----	149 -
13.7	SYSSELSETTINGSVIRKNINGER KNYTTET TIL BYGGINGEN OG DRIFT AV INDUSTRIKRAFTVERKET-----	149 -
13.8	ANDRE REGIONALE EFFEKTER-----	150 -
13.9	KOMPETANSEBEHOV OG REKRUTTERINGSFORHOLD-----	150 -
13.10	BEHOV FOR BOLIGER, VELFERD OG SOSIALE TILTAK I ANLEGGSPERIODEN-----	150 -
14	SIKKERHET, ARBEIDSMILJØ OG MILJØRISIKO-----	152 -
14.1	SAMMENDRAG-----	152 -
14.2	LOVVERK-----	152 -
14.3	RISIKOANALYSEN-----	153 -
14.3.1	Risikovurdering-----	154 -
14.4	FAREIDENTIFIKASJON-----	158 -
14.4.1	Historiske data-----	158 -
14.4.2	Fareidentifikasjon for industrikraftverket-----	159 -
14.5	KONSEKVENSBEREGNINGER-----	160 -
14.5.1	Generelt-----	160 -
14.5.2	Lekkasje av naturgass-----	161 -
14.5.3	Lekkasje av karbondioksid-----	164 -
14.5.4	Lekkasje av høytrykksdamp-----	165 -
14.6	SIKKERHET – GASSRØRLEDNING-----	165 -

14.6.1	<i>Sikkerhetssoner for ferdsel</i>	- 166 -
14.6.2	<i>Kontroll og beredskap</i>	- 167 -
14.7	OPPSUMMERING AV RISIKOVURDERING OG OVERSIKTMATRISJE	- 167 -
14.8	ANBEFALINGER OG AVBØTENDE TILTAK	- 169 -
14.8.1	<i>Sikringsfelt</i>	- 171 -
14.9	KONKLUSJON	- 171 -
15	KILDEHENVISNING	- 172 -
APPENDIKS 1 – VEDLEGG TIL KAP. 7 – TILKNYTNING GASSRØR		- 175 -
APPENDIKS 2 – VEDLEGG TIL KAP. 8 – BERØRTE GRUNNEIERE		- 176 -
APPENDIKS 3 – VEDLEGG TIL KAP. 8 – BEREKNING AV MAGNETISKE FELT		- 177 -
APPENDIKS 4 – VEDLEGG TIL KAP. 9 – MARINT LIV		- 178 -
APPENDIKS 5 – UTREDNINGSPROGRAM FRA NVE		- 180 -

1 Sammendrag

Industrikraft Møre AS planlegger å bygge et industrikraftverk i tilknytning til Hustadmarmor AS sin virksomhet i Elnesvågen i Fræna kommune med en installert effekt på opptil 450 MW. Anlegget skal baseres på bruk av gass fra Ormen Lange. Det vil i den forbindelse bli bygd en gassrørledning fra ilandføringsanlegget for Ormen Lange på Nyhamna inn til Hustadmarmor AS sin tomt i Elnesvågen. Anlegget er utredet for fremtidig CO₂-håndtering, men dette er forutsatt å komme som et separat tiltak å la Mongstad. I tillegg vil det bli bygget en kraftledning fra industrikraftverket til Fræna transformatorstasjon i sentralnettet.

1.1 Begrunnelse for tiltaket

Kraftunderskuddet i Møre og Romsdal er i dag 4 TWh, økende til nærmere 6 TWh ved oppstarten av gassilandføringsanlegget for Ormen Lange på Nyhamna i oktober 2007. Statnett, som er systemoperatør for sentralnettet og ansvarlig for den momentane balansen i det norske kraftsystemet, har uttalt følgende om situasjonen; *”Vi har lenge advart mot at dagens kraftsystem ikke kan betjene behovet for kraft i Midt-Norge om få år”,* og videre; *”Kraftmangelen må løses gjennom en kombinasjon av nye overføringslinjer og økt kraftproduksjon. Vi får ikke mer kraft av å bygge flere kraftledninger, da flyttes bare problemet. Vår klare anbefaling har derfor vært at kraftproduksjonen i Midt-Norge bør økes i årene som kommer for å styrke forsyningssikkerheten”¹.*

Den anstrengte kraftsituasjonen i Møre og Romsdal er en trussel for opprettholdelse og utvidelse av industrien i området og åpner derfor for interessante muligheter knyttet til ny kraftproduksjon i området. I tillegg er det et potensial for å skape industrielle synergier mellom et kraftverk og eksisterende industri i området, blant annet Hustadmarmor AS, TINE Midt-Norge Elnesvågen og Naturgass Møre AS. I tillegg gjør muligheten for å etablere en byteavtale gass/kraft og muligheten for å tilby reservekraftløsninger prosjektet interessant.

1.2 Valg av lokalisering

Tre alternative lokaliseringer er blitt vurdert:

- Vestavika (Harøysundet Næringspark) lenger vest i Fræna kommune
- Nyhamna i Aukra kommune, nær gassilandføringsterminalen for Ormen Lange
- Elnesvågen, gjennom en utvidelse av industriområdet hos Hustadmarmor AS, like ved den nye transformatorstasjonen ved Klempertåsen.

Lokalisering i tilknytning til Hustadmarmor AS sin virksomhet i Elnesvågen er valgt. Det avgjørende har vært kombinasjonen av samordning med eksisterende virksomhet (industrielle synergier), så vel i drift som i videre næringsutvikling, og tilrettelegging for ytterligere bruk av gass i området. For selskapene bak Industrikraft Møre AS, har kriteriet knyttet til tilrettelegging for ytterligere bruk av gass og argumentet om ”ilandføring” av rørgass til fastlandet vært viktig. For alle selskapene har også mulighetene for synergier med industrivirksomheten i Elnesvågen vært viktig. Konsekvensutredningen, herunder dialog med kommunen og annen næringsvirksomhet har ikke

¹ Hentet fra Statnetts nyhetsarkiv under tittelen ”Kraftsituasjonen i Midt-Norge må tas på alvor” fra 22.2.2006

avdekket forhold som indikerer at den valgte lokaliseringen medfører store ulemper eller vil ha konsekvenser det ikke finnes avbøtende tiltak mot.

1.3 Eksisterende virksomhet i Elnesvågen

Kommunesenteret Elnesvågen i Fræna kommune har i overkant av 2 100 innbyggere, en rekke mindre virksomheter, skoler og boligområder, kommuneadministrasjon, handelsvirksomheter og de større industribedriftene Hustadmarmor AS, TINE Midt-Norge Elnesvågen og Moxy AS. Hustadmarmor AS og TINE Midt-Norge Elnesvågen ligger nær det planlagte industrikraftverket. Områdene vest for det planlagte kraftverket er jordbruksområder.

1.4 Utbyggingsplaner – Industrikraftverket

Det planlagte industrikraftverket er et såkalt kombinert syklus anlegg (Combined Cycle) med katalytisk NO_x rensing, tilrettelagt for CO₂-håndtering. Utredet CO₂-håndtering er basert på postcombustion fangst (absorpsjon) av CO₂ med aminer. Innfanget CO₂ planlegges komprimert / kondensert og tørket før transport.

Kraftverkets størrelse er dimensjonert til opptil 450 MW. Denne dimensjonen er i utgangspunktet valgt for dekke to distinkte behov for kraft:

- Et kraftbehov på i størrelsesorden 250 MW på ilandføringsterminalen for gass fra Ormen Lange feltet på Nyhamna i Aukra.
- Et kraftbehov på i størrelsesorden 150 MW i form av reservekraft. Dialog med Statnett SF har klargjort at Statnett ser på lokalisering av reservekraft i Elnesvågen som svært god, og at de vil kunne være interessert i deltakelse i etablering av reservekraftkapasitet i samarbeid med Industrikraft Møre AS, forutsatt at Statnett SF sine rammebetingelser tillater et slikt engasjement, og at Industrikraft Møre AS kan tilby en konkurransedyktig løsning

Avhengig av kraftbehovet knyttet til ilandføringsterminalen på Nyhamna og mulighetene for å inngå en langsiktig reservekraft avtale med Statnett vil den endelige løsningen kunne få en kapasitet på mellom 250 MW og 450 MW. Den største løsningen er Industrikraft Møre AS sitt **Hovedalternativ**. Et mindre og modulært oppbygget anlegg er en alternativ løsning som er betegnet **Trinnvis utbygging**.

1.5 Utbyggingsplaner – Integrasjon med øvrig industri

Hustadmarmor AS sin årlige produksjon er på ca tre millioner tonn kalsiumkarbonat, som skipes ut i form av slurry med et vanninnhold på 25 % på vektbasis. Varmebehovet i dagens produksjon er ca 200 MW lavtemperatur varme. Det vil være betydelige logistikkmessige fordeler ved å levere en større del av produksjonen som tørre produkter. Det vil kreve varme av høyere temperatur. Potensialet anslås til 50 – 100 MW.

Den kjemiske betegnelsen på kalsiumkarbonat er CaCO₃. Mens Hustadmarmor fremstiller kalsiumkarbonat ved maling og mikronisering av kalk, kan produktet fremstilles ved hjelp av kalsiumoksyd, som tilføres CO₂. Produktet kalles preticipated calcium carbonate (PCC). Ved etablering av et industrikraftverk som en sikker CO₂-kilde, vil PCC-produksjon kunne være aktuelt. PCC-anlegg planlegges i moduler med et årlig CO₂-behov på 100 000 tonn.

Elnesvågen er en av Norges største havner med hensyn til tonnasje og kan tilby betydelig kapasitet for en rekke aktuelle produkter i kjemikalietankskip av høyeste klasse.

TINE Midt-Norge Elnesvågen er lokalisert like ved Hustadmarmor og er i dag en bruker av gass og en bedrift med et varmebehov på ca 11 GWh.

Gasstilførsel til Elnesvågen vil i tillegg til lokale kraft- og varmeformål kunne gi grunnlag for annen gassbasert virksomhet, som LNG-produksjon i regi av Naturgass Møre AS, og som utgangspunkt for videre distribusjon av gass i regionen.

1.6 Utbyggingsplaner - Gassrørledning og tilgang på gass

Framføring av naturgass til industrikraftverket skjer gjennom en sjø- og landleddning fra Nyhamna. Gassen er planlagt å skulle tas fra eksportgassen på Nyhamna. Nødvendige installasjoner i den forbindelse på Nyhamna forutsettes utført av lisensen på Nyhamna, i tråd med Stortingsvedtaket om utbygging av Ormen Lange.

Rørsystemet starter ved tilknytning til et forberedt tilknytningspunkt med tilhørende ventiler på Nyhamna. Etter et kort sjørør over fjorden til Tornes fortsetter høytrykksrøret over land for leveranser av naturgass til industrikraftverket ved Hustadmarmor og andre brukere i Elnesvågen. T-kobling/ventilstasjon på Tornes muliggjør senere tilknytning av et gassrør til industriområdet ved Vestavika. Det er utredet flere alternative traséer for høytrykks gassrør fra Nyhamna til Fræna. Det valgte hovedalternativet kan deles i tre faser:

Fase 1:

Sjøledning fra Nyhamna til Levran (Fase 1a) eller Sandvika (Fase 1b).

Fase 2:

Høytrykks landleddning fra Levran/Sandvika til Håset/Hustadmarmor-området, med trykkregulerings- og målestasjon, og temperaturreguleringsfasiliteter.

Fase 3:

Lav- eller høytrykks gassrør fra Tornes (Levran / Sandvika) til Vestavika.

De ulike fasene kan etableres uavhengig av hverandre og kan bli utbygd på forskjellig tidspunkt. Gjennomføringen av Fase 1, sjøledning fra Nyhamna til Levran/Sandvika, er imidlertid avhengig av forhold ved Nyhamna, som nevnt i Kap. 7.1 i konsekvensutredningen.

resultatene designes systemet med et gassrør med ytre diameter 10 3/4" og et maksimalt driftstrykk på i størrelsesorden 200 bar. Røret vil ha en diameter på 10 3/4" og et trykk i startfasen på 70 bar, og dimensjoneres for senere trykkoppgradering. Dette ivaretar både kapasitetsbehov for industrikraftverket, LNG-fabrikk og annen framtidig energikrevende virksomhet som vil etablere seg i området. Endelig systemdesign vil bli fastsatt etter nærmere analyser av synergier mellom gasskraftverk, produksjonen ved Hustadmarmor og det planlagte LNG produksjonsanlegget. Høringen i forbindelse med forhåndsmeldingen har ikke avdekket konflikter i forhold til andre interesser.

1.7 Utbyggingsplaner - Tilknytning til hovednettet

Konsekvensutredningen er skrevet med tanke på søknad om følgende tillatelser:

1. Konesjon for bygging og drift av en 420 kV (alternativt 132 kV) kabelforbindelse fra gasskraftverk ved Hustadmarmor til Fræna transformatorstasjon samt en 132 kV kabelforbindelse mellom gasskraftverk og eksisterende 132 kV koblingsanlegg hos Hustadmarmor. Konesjon for nødvendige transformerings- og høyspennings koblingsanlegg.
2. Ekspropriasjonstillatelse i medhold av lov av 23. oktober 1959 nr. 3 (oreigningsloven). Ekspropriasjonstillatelsen skal omfatte følgende rettigheter: Erverving av alle nødvendige rettigheter for bygging og drift av 132 kV/420 kV forbindelse nevnt i pkt. 1, herunder også rettigheter for transport av materiell inn til traseen.
3. Tillatelse til å påbegynne byggingen av det omsøkte anlegg før eventuelt skjønn er holdt, i medhold av lov av 23. oktober 1959 nr. 3, § 25 (oreigningsloven).

Øvrige søknader knyttet til tiltaket, men som ikke redegjøres for i denne konsekvensutredningen er som følger:

- Statnett vil søke om anleggskonesjon for nytt 420 kV felt i Fræna transformatorstasjon
- Istad Nett AS vil søke om anleggskonesjon for et nytt 132 kV felt i Fræna transformatorstasjon
- Hustadmarmor AS vil søke om konesjon for et nytt 132 kV felt i sitt koblingsanlegg

Det er vurdert, men ikke omsøkt luftledninger på 132 kV og 420 kV mellom planlagt gasskraftverk og Fræna transformatorstasjon. En trase for luftledning på henholdsvis 132 kV og 420 kV vil begge få en trasebredde på ca. 40 meter på grunn av at 132 kV ledningen også må bygges med stålmaster på grunn av dimensjoneringen.

1.8 Konsekvenser av utslipp til luft

Som grunnlag for å vurdere konsekvenser av utslipp til luft er det utarbeidet følgende underlagsrapport: Norsk Institutt for luftforskning (NILU), 2006: *"Spredningsberegninger og konsekvensvurderinger for utslipp til luft fra gasskraftverk i Elnesvågen"*. Det er gjennomført spredningsberegninger for NO_x, NH₃, MEA og SO₂. Utslipp fra industrikraftverket er beregnet med utgangspunkt i et representativt kraftverk i 400 MW-klassen. Avhengig av endelig valg av leverandør, kan valg av turbin medføre at utslippene blir noe forskjellig fra det som her er lagt til grunn i spredningsberegningene. Utslippene av CO, VOC og støv er såpass lave fra et moderne kraftverk basert på gass at NILU ikke har tatt dem med i spredningsberegningene.

De dimensjonerende spredningsberegningene (NO_x) viser at utslippene fra kraftverket vil gi en beskjeden økning på 1-5 % i forhold til allerede forekommende bakgrunnskonsentrasjon. Effekten på flora, fauna og helse er vurdert å være svært beskjedne.

1.9 Konsekvenser av utlipp til sjø

Som grunnlag for å vurdere konsekvenser av utslipp til sjø er det utarbeidet følgende underlagsrapport: Veritas, 2006: ”*Industrikraft Møre AS – Kjølevannsutslipp til Frænfjorden*”. Beregningene er gjennomført basert på et antatt maksimumsscenario med 30 000 m³ vann pr. time med utslippstemperatur på inntil 15 grader Celsius. Kraftverket vil i **Hovedalternativet** ha et kjølebehov på rundt 250 MW. For en kjølevannsmengde på 30 000 m³ pr. time representerer dette en temperaturstigning for kjølevannet på i overkant av 7 grader Celsius. Ved **Trinnvis utbygging** vil kraftverket ha et kjølebehov på inntil 140 MW, og dette vil gi en temperaturstigning på kjølevannet på rundt 4 grader Celsius ved samme maksimale kjølevannsmengde.

Arbeidet med konsekvensvurdering av kjølevannsutslippet har avdekket at innløpstemperaturen på kjølevannet i hovedsak vil ligge mellom 6 og 9 grader Celsius, men at den i sommerperioden vil kunne komme opp i 12 grader Celsius. Med en forventet temperaturstigning på kjølevannet på 7 grader Celsius vil dermed utløpstemperaturen for kjølevannet i hovedsak ligge mellom 13 og 16 grader Celsius, men den kan komme opp i 19 grader Celsius i sommerperioden.

Resultatene fra konsekvensvurderingene viser at kjølevannet vil oppnå en betryggende innlagring i vannmassene i fjorden uten at varmt kjølevann kommer opp til overflaten. Disdannelse forventes derfor ikke. Myndighetenes krav til utbredelse av overtemperatur i vannmassene er tilfredstilt.

Miljøstandarden i Frænfjorden er allerede underlagt et omfattende overvåkningsprogram. Utslippene fra kraftverket vil bli underlag dette overvåkningsprogrammet.

1.10 Konsekvenser av støy

Som grunnlag for å vurdere konsekvenser av støy er det utarbeidet følgende underlagsrapport: Det norske Veritas, 2006: ”*Gasskraftverk i Elnesvågen – konsekvensanalyse for ekstern støy*”.

Støydata for de viktigste støykildene er beregnet. Nødvendige støyreducerende tiltak er inkludert i beregningene. I tillegg til å demonstrere praktisk mulighet for å overholde gjeldende støykrav, er også et sett enkle støyspesifikasjoner for de viktigste støykildene utarbeidet. Støyvurderingen omfatter også støy fra eksisterende industri i området.

Konsekvensvurderingen viser at nærmeste gårdsbruk vest for kraftverket kan forventes å bli utsatt for støy som overstiger 40 dB(A), og at ingen boliger utsettes for mer enn 45 dB(A).

Identifiserte avbøtende tiltak inkluderer ekstra lyddemping av utløp fra skorstein, forlengelse av eksisterende støyvoller vestover, samt vurdering av ekstra isoleringstiltak i forhold til boligene på nærmeste gårdsbruk vestover. I tillegg vil støyfaglig kompetanse bli benyttet i prosjektets videre arbeid for blant annet å sikre en best mulig støymessig utnyttelse av tomten.

1.11 Landskapsmessige konsekvenser

Det planlagte industrikraftverket plasseres vest for Hustadmarmor AS sin eksisterende virksomhet i Elnesvågen. Dette området var tidligere benyttet til jordbruksformål, men er i dag omregulert til industriformål. Sett fra sjøsiden er virksomheten hos Hustadmarmor AS i dag det mest fremtredende elementet, med en total lengde på rundt 2 kilometer, og med bygninger på høydenivå opp mot 50 meter over havet. Området vest for bygningsmassen hos Hustadmarmor AS benyttes til råvarelager. Det planlagte industrikraftverket plasseres vest for dette råvarelageret. Kraftverket vil således fra sjøsiden fremstå som en utvidelse vestover av det etablerte industriområdet.

Terrenget er i dag skrånende opp fra sjøen opp mot Riksvei 664, som ligger i en høyde av 33 meter over havet ovenfor det planlagte industrikraftverksområdet. Riksveien er i dag skjermet med støyvoll mot det etablerte industriområdet, og ved utvidelse av industriområdet vestover vil støyvollen bli forlenget. Ovenfor riksveien, der de fleste av boligene i området er lokalisert, skråner terrenget videre oppover.

Kraftverkstomten vil bli sprengt ut i eksisterende skråning fra sjøen opp mot riksveien, og overskuddsmasse vil delvis bli fylt ut i fjorden, slik at kraftverket blir plassert rundt 5 meter over havet, dvs. rundt 28 meter under det nivået der Riksvei 664 passerer på oversiden. Høyeste bygningselement vil være kraftverkets skorstein. Denne forventes å bli 50 – 60 meter høy, og planlegges plassert retningsmessig ut mot kraftverkets sjøsido, rundt 300 meter fra riksveien. Ved etablering av CO₂-fangstanlegg vil dette anleggets absorpsjonstårn få en tilsvarende høyde på 50 – 60 meter. Det må derfor påregnes at de høyeste bygningselementene i industrikraftverket vil kunne være godt synlige fra deler av bebyggelsen i Elnesvågen, selv om de neppe vil fremstå som dominerende i synsfeltet.

1.12 Samfunnmessige konsekvenser knyttet til bygging av kraftverk

Møre og Romsdal er i løpet av få år gått fra en situasjon med kraftbalanse til en situasjon med behov for å importere en vesentlig del av energibehovet. I 2010 vil omtrent halvparten av behovet dekkes gjennom import. Dette er en situasjon som det eksisterende kraftsystemet ikke kan betjene. Omfattende tiltak må derfor iverksettes om lokal kraftproduksjon ikke etableres.

Industrikraft Møre AS sitt prosjekt vil være et vesentlig bidrag til å unngå en situasjon hvor eksisterende og ny virksomhet trues fordi det kan reises tvil om evnen til å levere i henhold til inngåtte avtaler og markedsmuligheter.

En samfunnsøkonomisk analyse av det planlagte industrikraftanlegget skiller seg fra en bedriftsøkonomisk analyse ved at positive og negative eksternaliteter inkluderes. De viktigste positive eksternaliteter er knyttet til reduserte nettap, økt forsyningssikkerhet og sparte investeringer i nettet. Negative eksternaliteter er knyttet til nasjonale utslipp av CO₂ og NO_x.

Det antas at Industrikraft Møre AS sitt prosjekt vil spare overføringstap på i alt 444 GWh, tilsvarende ca 20 % av dagens elektrisitetsforbruk hos husholdningene i Møre og Romsdal. Nåverdien av disse tapene er anslått til mer enn 1,5 milliarder kroner.

Uten tiltak for å opprettholde en god kraftdekning vil forsyningssikkerheten i området reduseres. Konsekvensene av dette kan illustreres ved de tap som påføres store brukere og kunder i sin alminnelighet ved kortere eller lengre brudd i kraftforsyningen. Nåverdien av ikke usannsynlige avbrudd beløper seg til mer enn 5 milliarder kroner, som er mer enn det dobbelte av investeringskostnadene i det påtenkte industrikraftverket.

Sparte nettinvesteringer ved lokal kraftproduksjon er anslått til 500 millioner kroner.

Målt i forhold til kvotepriser på CO₂ på mellom 130 kroner per tonn, som er dagens pris for 2008, og 240 kroner per tonn, som tilsvarer den høyeste registrerte kvoteprisen, har kostnaden ved CO₂-utslipp en nåverdi på 1,3 – 2,4 milliarder kroner.

I 2004 slapp Norge ut ca. 55 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, 10 % over Kyoto-kravet for 2008-2012. Isolert sett forverrer et prosjekt av den typen Industrikraft Møre AS lanserer Norges Kyoto-balanse med ca. 2 prosentpoeng. Det er likevel et interessant faktum at Norges Kyoto-utfordring i stor grad oppstår fordi Norge ved sin næringsstruktur opptrer i den mest CO₂-intensive delen av verdikjeden. Produksjon av produkter som aluminium og gass belaster Norges utslippskonto, men løser andre lands CO₂-utfordring.

Av en totalinvestering på vel 2 milliarder kroner er det antatt at 400 - 600 millioner kroner vil representere omsetning for næringslivet i nærliggende kommuner og regioner. Industrikraft Møre AS sitt prosjekt er antatt å ha en total sysselsettingseffekt på 2 700 årsverk. For Møre og Romsdal er sysselsettingseffekten beregnet til i underkant av 1000 årsverk. Av disse er 400 direkte produksjonsvirkninger, 250 er indirekte virkninger, mens 350 er tilknyttet multiplikatoreffektene.

Eiendomsskatten til kommunen antas å bli inntil 10 millioner kroner, avhengig av utbyggingsalternativ.

1.13 Sikkerhet, arbeidsmiljø og miljørisiki

Som grunnlag for å vurdere risiko og konsekvenser for sikkerhet er det utarbeidet følgende underlagsrapport: Scandpower AS 2006: Risikoanalyse av gasskraftverk i Elnesvågen. Denne rapporten er utarbeidet med utgangspunkt i Hovedalternativet.

Farer og risikomomenter er kartlagt ved befarings og gjennomføring av Hazid prosedyre. Av 22 identifiserte farer er det ikke identifisert noen farer som medfører uakseptabel risiko (røde hendelser). Følgende tre farer plasseres seg i det gule ALARP området (hvor risikoen skal, hvis mulig, søkes redusert med kostnadseffektive tiltak):

- Skade på mennesker og materiell som følge av kraftig vind og nedbør
- Gasslekkasje fra selve kraftverket inklusive gassturbinen og tørkeanlegg med tilhørende ventiler og flenser
- Lekkasje av giftige gasser

Tiltak for håndtering av disse risikoelementene er identifisert.

I forbindelse med Trinnvis utbygging vil det trolig være ekstra utfordringer knyttet til diverse byggeperioder (anleggsperiode samtidig med drift), men for selve driften vil man ikke ha spesielle farer ved Trinnvis utbygging utover dem man har identifisert for base case.

Ytterligere risikoanalyser vil gjennomføres når endelig leverandørvalg er foretatt som en del av godkjennelsesprosessen i forhold til DBE godkjenning av anlegget.

2 Innledning

Industrikraft Møre AS planlegger å bygge et industrikraftverk i tilknytning til Hustadmarmor AS sin virksomhet i Elnesvågen i Fræna kommune. Anlegget skal baseres på bruk av gass fra Ormen Lange. I den forbindelse vil det bli bygget en gassrørledning fra ilandføringsanlegget for Ormen Lange på Nyhamna inn til Hustadmarmor AS sin tomt i Elnesvågen. Anlegget er utredet for fremtidig CO₂-håndtering, men dette må komme som et separat tiltak å la Mongstad. Det er i dag en rekke uavklarte spørsmål både med hensyn til økonomi og teknologiske løsninger når det gjelder CO₂-håndtering. Likevel er det klart at CO₂-håndtering fordrer en betydelig økonomisk medvirkning fra myndighetene.

Bakgrunnen for Industrikraft Møre AS sine planer er den anstrengte kraftbalansen i Møre og Romsdal. Behovet for ny kraft er stort og økende, og det er derfor lagt opp til en rask fremdrift i prosjektet. Industrikraftverket er planlagt med en installert effekt på opptil 450 MW. Installert effekt kan også bli mindre. Ved full drift utgjør dette en årlig brutto produksjon av elektrisk kraft på ca. 3,7 TWh. Dette tilsvarer 3 % av dagens totale kraftproduksjon i Norge. Alle miljø-, risiko-, støy- og utslippsrelaterte studier i konsekvensutredningen tar utgangspunkt i et kraftverk i 400 MW-klassen.

Industrikraft Møre AS er tiltakshaver for industrikraftverket. I melding om oppstart av dette tiltaket er gassrøret med som en integrert del av tiltaket. Det er imidlertid Naturgass Møre AS som på vegne av Industrikraft Møre AS utreder gassrøret og som vil stå som eier og driver av dette. Gassrøret er derfor inkludert i denne konsekvensutredningen for Industrikraft Møre AS, og søker konsesjon sammen med industrikraftverket. Det er Naturgass Møre AS som vil være tiltakshaver for anlegg og drift av gassrøret.

Utviklingsprosjektet omfatter følgende tre delprosjekter:

1. Ny gassrørledning fra Nyhamna til Fræna
2. Industrikraftverk ved Håset i Elnesvågen
3. Nødvendige tilkoblinger til eksisterende elnett

Delprosjekt 1 blir konsesjonssøkt av Naturgass Møre AS, mens delprosjektene 2 og 3 blir konsesjonssøkt av Industrikraft Møre AS.

Industrikraftprosjektet ble meldt til Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) 21. desember 2005. I tilknytning til meldingen avholdt NVE et folkemøte den 23. januar 2006 i Fræna kommunehus. 11. august 2006 mottok Industrikraft Møre AS det endelige utredningsprogrammet fra NVE. NVE vil også stå for den videre behandlingen av konsekvensutredningen for industrikraftprosjektet.

I konsekvensutredningen benyttes begrepet industrikraftverk. Med dette menes et kraftverk basert på gass, konstruert, bygget og drevet slik at den industrielle produksjonen/aktiviteten på Håset/Elnesvågen har felles innsatsfaktorer og/eller aktiviteter med kraftverket.

2.1 Lovverkets krav til konsekvensutredninger

Forskrift om konsekvensutredning i henhold til plan- og bygningsloven, fastsatt ved Kronprinsreg.res. 1. april 2005 med hjemmel i plan- og bygningslov 14. juni 1985 nr. 77 § 33-5, fastslår at visse typer anlegg, angitt i vedlegg I i forskriften, alltid skal meldes og konsekvensutredes. Bygging av gasskraft utover 150 MW faller inn under bestemmelsen i vedlegg I. Industrikraft Møre AS sitt planlagte anlegg skal dermed meldes og konsekvensutredes i henhold til plan- og bygningslovens bestemmelser.

Lovens § 33-5 bestemmer at en konsekvensutredning skal gjennomføres på grunnlag av et fastsatt plan- og/eller utredningsprogram. Utredningsprogrammet er utarbeidet av NVE og er vedlagt denne konsekvensutredningen.

2.2 Formålet med konsekvensutredningen

Forskriften om konsekvensutredning stadfester at formålet med konsekvensutredningen er; *"...å sikre at hensynet til miljø, naturressurser og samfunn blir tatt i betraktning under forberedelsen av planer eller tiltak, og når det tas stilling til om, og eventuelt på hvilke vilkår, planer eller tiltak kan gjennomføres."* Konsekvensutredningen skal sikre at forhold knyttet til miljø, samfunn og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på lik linje med tekniske, økonomiske og sikkerhetsmessige forhold.

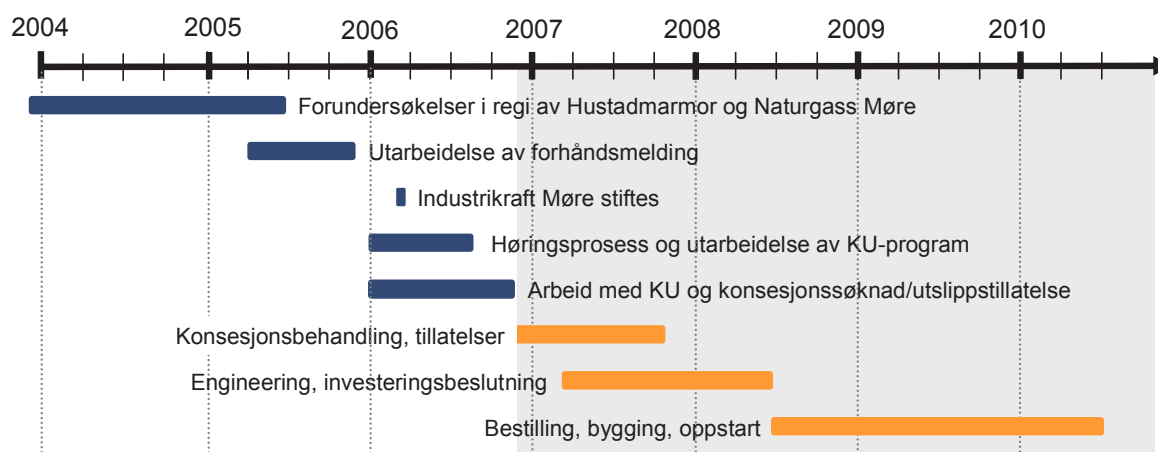
Konsekvensutredningen skal være med på å belyse spørsmål som er relevante både for den interne og den eksterne beslutningsprosessen. Samtidig skal den sikre offentligheten informasjon om prosjektet og gi omgivelsene grunnlag til å påvirke utformingen av prosjektet.

Konsekvensutredningen vil dekke nødvendig utredningsbehov i forhold til både plan- og bygningsloven, forurensingsloven, lov om brann- og eksplosjonsvern, kommunehelseloven, naturgassloven og energiloven.

2.3 Tidsplan

Konsesjonssøknad, konsekvensutredningen og søknad om utslippstillatelser sendes inn til myndighetene 1. desember 2006.

En eventuell investeringsbeslutning vil fattes når resultatet av konsesjonsbehandlingen foreligger, med sikte på at anlegget vil kunne ferdigstilles høsten 2010.



Figur 2-1: Tidsplan for Industrikraft Møre AS sitt industrikraftprosjekt

2.4 Nødvendige tillatelser

Tabellen under gir en oversikt over de viktigste tillatelsene som må innhentes fra myndigheter og andre aktører i løpet av planprosessen.

Tabell 2-1: Oversikt over de viktigste tillatelsene knyttet til utbyggingen

Lovverk	Søknad/tillatelse	Myndighet / annen aktør
Energiloven	Anleggskonsesjon	NVE
Forurensningsloven	Utslippstillatelse	SFT
Lov om brann- og eksplosjonsvern m.m	Godkjenning av anlegget	DSB
Havne- og farvannsloven	Godkjenning av rørinstallasjon på havbunnen	Kystverket
Havne- og farvannsloven	Godkjenning av nye installasjoner på havbunnen i tilknytning til utslipp av kjølevann	Kystverket
Oreigningsloven	Ekspropriasjonstillatelse	NVE
Naturgassloven	Konsesjon på bygging og drift av gassrør	NVE
Plan- og bygningsloven	Behandles i henhold til	NVE og Fræna kommune

2.5 Om Industrikraft Møre AS

Industrikraft Møre AS er et industrikraftselskap som eies av Istad Kraft AS, Tafjord Kraftproduksjon AS og Hustadmarmor AS med 1/3 hver. Selskapet ble formelt stiftet 28. februar 2006, men Hustadmarmor AS har jobbet med industrikraftplanene siden 2003. Industrikraft Møre AS har som mål å realisere et industrikraftkraftverk i tilknytning til Hustadmarmor AS sin virksomhet i Elnesvågen i Fræna kommune, nær ilandføringsstedet for gass fra "Ormen Lange" på Nyhamna.

Under følger en kort beskrivelse av de tre eierselskapene:

Tafjord Kraftproduksjon AS er et heleid selskap av Tafjord Kraft AS som er et energikonsern med hovedkontor i Ålesund kommune. Tafjord Kraft konsernet er i dag engasjert innen kraftproduksjon, salg og distribusjon av elektrisk kraft, energigjenvinning fra avfall og fjernvarmedistribusjon samt bredbånd leveranser i Møre og Romsdal. Tafjord Kraft konsernet er den største lokale kraftprodusenten på Nordvestlandet og hadde i 2005 en omsetning på 724 millioner kroner, og et resultat før skatt på 210 millioner kroner. Konsernet har ca. 240 ansatte. Tafjord Kraft AS eies av Ålesund kommune med 50,1 %, BKK AS med 43,1 %, Norddal kommune med 4,3 % og Ørskog kommune med 2,5 %.

Istad Kraft AS er et heleid selskap av Istad AS som er et industrikonsern lokalisert i Molde med hovedparten av sin virksomhet innenfor kraftbransjen. Konsernet er i dag engasjert i produksjon, salg og distribusjon av elektrisk kraft. Selskapet utfører også installasjons-, vedlikeholds- og entreprenørvirksomhet på land og offshore, samt distribusjon av naturgass. Konsernet hadde i 2005 en omsetning på 716 millioner kr og et resultat før skatt på 56,4 millioner kr. Selskapet har totalt ca 400 ansatte. Istad AS eies av Molde kommune med 41 %, Moldekraft AS 10 % og Trondheim Energiverk AS med 49 %.

Hustadmarmor AS er verdens ledende foredler av kalsiumkarbonat, CaCO_3 (flytende marmor) for internasjonal papirindustri. Produktet benyttes som fyllstoff og bstrykningspigmenter i moderne papir og erstatter i stor grad cellulose, hvor energibehovet er fem ganger så høyt. Av den totale årsproduksjonen på ca 3 millioner tonn går 99 % til eksport ved bruk av spesialbygde kjemikalitankere av høyeste klasse. Hustadmarmor AS er et norsk aksjeselskap og inngår som den største enheten til det sveitsiske konsernet Omya AG som har over 100 verk spredt over store deler av verden. Hustadmarmor AS eies 21 % av det lokale selskapet Hustadkalk AS og 79 % av Omya AG. Hustadmarmor AS har i dag 160 ansatte og 14 lærlinger. Omsetningen i 2005 var på 1 646 millioner kr og bedriften hadde et resultat før skatt på 260 millioner kr.

2.6 Om Naturgass Møre AS

Naturgass Møre AS utreder gassrøret på vegne av Industrikraft Møre AS og vil stå som eier og driver av dette. Naturgass Møre AS vil også være tiltakshaver for anlegg og drift av gassrøret.

Naturgass Møre AS er et lokalt selskap med Nordvestlandet som satsingsområde. Selskapet er eid av: Tafjord Kraft AS, Istad AS, Nordmøre Energiverk AS, Tussa Kraft AS, Gassnor AS, Møre og Romsdal Fylke, Haram kommune, Aukra kommune og Ålesund kommune.

Naturgass Møre AS driver med omsetning, distribusjon og foredling av naturgass, samt arbeider for utvikling av naturgasstilknyttet virksomhet i regionen. Målsetningen er å være det sentrale selskapet i regionen for omsetning av

naturgass til industriell bruk, transportformål, varme- og elektrisitetsproduksjon og på sikt til privat bruk. En viktig oppgave for Naturgass Møre AS, i et område med økende underskudd på elkraft, er å legge til rette for at naturgass kan benyttes som supplerende energiforsyning i fylket.

Hittil har selskapet distribuert naturgass i form av nedkjølt, flytende naturgass (Liquefied Natural Gas, LNG) til sine kunder i regionen. I forbindelse med planene om et industrikraftverk og LNG-fabrikk i Fræna arbeider Naturgass Møre AS nå med etablering av en høytrykks gassledning for ilandføring av Ormen Lange-gassen, fra Nyhamna til Fræna. Målsettingen er å bygge infrastruktur for langsiktige gassressurser på en trygg og lønnsom måte for både bedrift og samfunn.

3 Begrunnelse for tiltaket

Den anstrengte kraftsituasjonen i Møre og Romsdal er en trussel for opprettholdelse og utvidelse av industrien i området og åpner derfor for interessante muligheter knyttet til ny kraftproduksjon i området. I tillegg er det et potensial for å skape industrielle synergier mellom et kraftverket og eksisterende industri i området, blant annet Hustadmarmor AS, TINE Midt-Norge Elnesvågen og Naturgass Møre AS. I tillegg gjør muligheten for å etablere en bytteavtale gass/kraft og muligheten for å tilby reservekraftløsninger prosjektet interessant.

3.1 Bygging av industrikraftverk

Kraftunderskuddet i Møre og Romsdal er i dag 4 TWh, økende til nærmere 6 TWh ved oppstarten av gassilandføringsanlegget for Ormen Lange på Nyhamna i oktober 2007. Statnett SF, som er systemoperatør for sentralnettet og ansvarlig for den momentane balansen i det norske kraftsystemet, har uttalt følgende om situasjonen; *”Vi har lenge advart mot at dagens kraftsystem ikke kan betjene behovet for kraft i Midt-Norge om få år”,* og videre; *”Kraftmangelen må løses gjennom en kombinasjon av nye overføringslinjer og økt kraftproduksjon. Vi får ikke mer kraft av å bygge flere krafledninger, da flyttes bare problemet. Vår klare anbefaling har derfor vært at kraftproduksjonen i Midt-Norge bør økes i årene som kommer for å styrke forsyningssikkerheten”*².

Når det gjelder lokaliseringen for ny lokal kraftproduksjon i Midt-Norge, har Statnett SF uttalt at et kraftverk i Fræna vil være *”...den mest gunstige løsningen”*.³ Statnett SF sine analyser og uttalelser underbygger Industrikraft Møre AS sin egen vurdering av kraftsituasjonen i Møre og Romsdal.

Industrikraft Møre AS sitt planlagte industrikraftverk planlegges for å ferdigstillelse i løpet av 2010 og er utredet for en installert effekt på opptil 450 MW. Industrikraftverket vil dermed kunne avhjelpe den anstrengte kraftsituasjonen betraktelig og føre til økt forsyningssikkerhet, reduserte nettap og et redusert/utsatt behov for nettrelaterte investeringer.

Et kraftverk på 450 MW er teknisk og økonomisk en naturlig størrelse og tilsvarer kapasitetsgrensen på aktuelle industrielle gassturbiner som finnes på markedet i dag. Kapasiteten på 450 MW kan både bygges opp med en industriturbin av samme type som Naturkraft AS bygger på Kårstø (**Hovedalternativ**), og settes sammen av flere mindre gassturbiner (**Trinnvis oppbygging**). Hvor mye av den omsøkte kapasiteten på 450 MW som vil bli bygget ut, og hvordan denne kapasiteten bygges opp, vil blant annet avhenge av:

- Hvorvidt Industrikraft Møre AS sitt industrikraftanlegg kan inngå i Statnett SF sin planlagte reservekraftportefølje. Industrikraft Møre AS er allerede prekvalifisert til å tilby Statnett SF langsiktig reservekraftkapasitet, ref. Statnett SF sin anbudsprekvalifisering 3. juli 2006.
- Hvor stor andel av de samfunnsøkonomiske gevinstene eventuell ny produksjon i området vil utløse (gjennom reduserte nettap, økt forsyningssikkerhet og redusert/utsatt behov for nettutbygging) som kan regnes inn i prosjektet gjennom for eksempel et såkalt negativt anleggsbidrag
- Hvorvidt det er mulig å få til en ”tollingavtale” på gass med Ormen Lange lisensen og omfanget av denne avtalen

² Hentet fra Statnett SFs nyhetsarkiv under tittelen ”Kraftsituasjonen i Midt-Norge må tas på alvor” fra 22.2.2006

³ Hentet fra Statnett SFs nyhetsarkiv under tittelen ”Kraftsituasjonen i Midt-Norge” fra 11.01.2006

- Hvilke krav myndighetene stiller til CO₂-fangst og hvorvidt industrikraftverket kan inngå i en verdikjede for CO₂
- Pris og kontraktsbetingelser for gass utover en eventuell "tollingavtale"

3.2 0-alternativet

"0-alternativet" er tatt med for å beskrive konsekvensene av at Industrikraft Møre AS sitt industrikraftverk ikke blir realisert. Det hefter nødvendigvis betydelig usikkerhet til en slik beskrivelse. Konsekvensene kan tenkes å være additive og ha multiplikatoreffekt, men de kan også være alternative. Det vil være et eksempel på det siste om industriuttaket i området direkte eller indirekte reduseres betydelig som følge av kraftsituasjonen. Noen av virksomhetene i området er så store kraftbrukere at nedleggelse vil bedre kraftsituasjonen umiddelbart, men til en meget høy kostnad. Eksempel på multiplikatoreffekt vil være at frykten for kraftmangel blokkerer ny virksomhet, som igjen vil ha ringvirkninger for eksisterende næringsvirksomhet og annen ny virksomhet.

Kostnadene ved "0-alternativet" kan grupperes i fire kategorier:

- 1 Økte avbruddskostnader hos kraftkundene. Det er sannsynlig at nåverdien av disse kostnadene langt overstiger investeringskostnadene ved nødvendig kraftutbygging.
- 2 Tapskostnader, som følger av at kraftunderskuddet må dekkes opp med kraft fra kilder som er dyrere og mindre miljøvennlige. Også her er det sannsynlig at nåverdien av tapene vil overstige investeringskostnadene ved nødvendig kraftutbygging. Tapene virker som en konkurransesvekkende faktor for all virksomhet i området og et fordyrende element for husholdningene.
- 3 Ekstra nettutbyggings- og nettforsterkningskostnader for å bedre forsyningssikkerheten. Disse kostnadene kan være betydelige, trolig i milliardklassen, men likevel lavere enn kostnadene i punkt 1 og 2.
- 4 De samfunnsmessige virkningene av at mangel på kraft begrenser mulighetene for lønnsom næringsvirksomhet. Disse kostnadene har vi ikke hatt grunnlag for å anslå. Utfallsrommet er meget stort og vanskelig etterprøvbart.

De mest nærliggende konsekvensene av at det ikke etableres kraftproduksjon i området vil på kort sikt være:

- Faren for kortere og lengre driftsavbrudd øker. Statnett SF har oppgitt at det iverksettes strakstiltak for å redusere sjansen for driftsavbrudd. Tiltakene oppgis å ha en kostnad på 500 millioner kroner⁴. Dette er et relativt lite beløp i forhold til kostnadene ved driftsavbrudd. Virksomheten i tilknytning til Ormen Lange oppgis å bli påført ekstrakostnader i størrelsesorden 100 millioner kroner per gang, selv ved meget korte avbrudd⁵. Hustadmarmor AS oppgir kostnaden til 1 million kroner per gang ved avbrudd over 15 minutter. Norsk Hydro Sunndal oppgir at full stans vil oppstå etter 2-4 timer til en kostnad på opp til 1000 millioner

⁴ Hentet fra Statnett SFs nyhetsarkiv under tittelen "Stor investering i kraftnettet i Midt-Norge" fra 30.6.2006

⁵ Tall hentet fra Møre og Romsdal Fylkeskommune

kroner⁶. Kostnadene i alminnelig forsyning vil være store, men vanskelig å anslå. NVE oppgir en kostnad på 7 kroner per kWh⁷.

- En uavklart kraftsituasjon vil selv på kort sikt hindre produksjonsutvidelser og nyetablering, med de ringvirkninger som er nevnt over. For eksisterende virksomhet vil det kunne være dramatisk om leverandører og kunder opplever det som en risiko å inngå avtaler med bedrifter i området.
- Informasjonskampanjer som iverksettes når kraftsituasjonen anses som kritisk har en direkte og indirekte kostnad, men også mulige gevinster i forhold til kundenes energiregning. Potensialet for enøk som avbøtende tiltak er imidlertid begrenset i området, siden alminnelig forsyning står for en relativt liten andel av forbruket, og industrien på kort sikt har et begrenset enøkpotensial.
- Når forsyningssikkerheten vurderes å kunne bli for lav, iverksetter Statnett SF ordningen med eget prisområde. Midt-Norge ble senest et eget prisområde mandag 20. november⁸. Siden det kun trengs en marginal prisdifferanse for at kraften skal "flyte" inn i underskuddsområdet, er det en mindre dramatisk konsekvens, i alle fall i forhold til tapskostnadene. Det siste har sammenheng med at en i slike situasjoner må vente at det generelle kraftprisnivået i markedet er høyt, og det slår ekstra sterkt ut der tapskostnadene er høye. Dersom innføringen av prisområde ikke er tilstrekkelig til å gjenopprette kraftbalansen, slik at krafttterspørselen dekkes, vil man kunne få en meget bratt priskurve med betydelige prisdifferanser i forhold til resten av markedet.

Når det gjelder prosjekter som kan avlaste situasjonen på lang sikt, er det naturlig å nevne følgende:

- Statnett SF har meldt en 420 V linje fra Fardal til Ørskog. Denne forbindelsen vil kunne avlaste situasjonen i Møre og Romsdal noe. Linjen er planlagt å stå ferdig i 2011. Statnett SF understreker at denne linjen i utgangspunktet vil være et positivt supplement til eventuell ny lokal produksjon.
- Statoil ASA og Norske Shell AS har uttalt at de vil kunne ta en investeringsbeslutning for byggingen av et 860 MW gasskraftverk på Tjeldbergodden i slutten av 2008. Beslutningen vil bli truffet etter gjennomføring av analyse vedrørende mulighetene for bruk av CO2 som trykkstøtte på feltene Draugen og eventuelt Heidrun. Dette anlegget vil kunne stå ferdig i 2010/11 og vil avlaste den anstrengte kraftsituasjonen betraktelig. Anlegget forutsetter bygging av ny høyspentforbindelse fra Tjeldbergodden til tilknytningspunkt i sentralnettet.
- Industrikraft Midt-Norge AS har i dag konsesjon på et 800 MW gasskraftverk uten CO2-håndtering. Ulike forhold har gjort at Industrikraft Midt-Norge AS per i dag ikke har anvendt denne konsesjonen. 4. oktober 2006 lanserte Industrikraft Midt-Norge AS et nytt konsept for anlegget på Skogn. Det nye konseptet består av et 400 MW kombinert gass- og biokraftverk. Et slikt kraftverk fordrer, i følge Industrikraft Midt-Norge AS, statlig støtte på 1.5-1,8 mrd kroner⁹. Dersom dette anlegget blir realisert vil også dette kunne bedre situasjonen noe, men i betydelig mindre grad enn for Tjeldbergodden. Dette skyldes både at planlagt

⁶ Hentet fra foredraget til Hydro Aluminium Sunndal på Molde Næringsforum (3.4.2006)

⁷ Basert på NVEs KILE-satser fra 01.01.2003 til 31.12.2006;
http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=5967

⁸ Se Statnett SFs nyhetsarkiv under tittelen "Midt-Norge eget markedsområde for strøm" fra 6.11.2006

⁹ Hentet fra Industrikraft Midt-Norge sine hjemmesider: www.industrikraft.no, under nyheter

kapasitet er mindre og at lokaliseringen er dårligere med tanke på forsyningssituasjonen i Møre og Romsdal.

- Industrinedleggelse som resultat av svak forsyningssikkerhet og høye regionale kraftpriser vil kunne frigjøre kraft og dermed avhjelpe situasjonen. En slik løsning vil likevel være paradoks i lys av at det nettopp er ønsket industrioppbygging på Sunndalsøra og gassilandføringsanlegget til Ormen Lange som i stor grad har ført til den anstrengte kraftsituasjonen en ser i Møre og Romsdal i dag.

Industrikraft Møre AS mener at det vil være behov for det planlagte industrikraftverket i Fræna også dersom Statnett SF bygger en ny linje fra Fardal til Ørskog og/eller dersom Statoil ASA eller Industrikraft Midt-Norge AS velger å realisere sine kraftverksplaner. Industrikraft Møre AS sin mulighet for innmating i enden av sentralnettet og med stort omliggende forbruk er så vel fysisk som samfunnsmessig en god løsning.

4 Lokalisering og områdebeskrivelse

4.1 Alternative lokaliseringer

Primær lokalisering er planlagt ved en utvidelse av industriområdet hos Hustadmarmor AS. I tillegg er følgende tre lokaliseringer blitt vurdert:

- Vestavika (Harøysundet Næringspark) lenger vest i Fræna kommune
- Nyhamna i Aukra kommune, nær gassilandføringsterminalen for Ormen Lange
- Elnesvågen, like ved den nye transformatorstasjonen bak Klempertåsen

De objektive kriteriene som er blitt brukt ved valg av lokalisering er:

- Muligheter for industrielle synergier
- Muligheten for tilrettelegging for ytterligere bruk av gass lokalt
- Hensynet til logistikk (kai, samlast, vei, avstander)
- Hensynet til virkninger av utslipp og støy på nærområdene

4.2 Vurdering av lokalisering på Nyhamna og i Vestavika (Harøysundet Næringspark)

Ved lokalisering på Gossen i tilknytning til Nyhamna ville én fordel være at man sparer kostnadene knyttet til legging av gassrør til fastlandet. Dersom en vesentlig del av den innfangede CO₂ fra industrikraftverket hadde hatt sin anvendelse innen regulering av gasskvalitet (innblanding av CO₂ i eksportgassen), ville lokalisering i tilknytning til Nyhamna også ha vært en fordel for denne lokaliseringen. Aktørene på Nyhamna har imidlertid gitt uttrykk for at de ser på denne anvendelsen av CO₂ som uaktuell og lite ønskelig, jf. avsnitt 5.4. Dermed faller dette argumentet for lokalisering på Gossen bort.

Ulempene ved lokalisering på Nyhamna ville primært være at man ville miste de industrielle synergiene med eksisterende og planlagt virksomhet i Elnesvågen. I tillegg ville man miste de mulighetene som en "ilandføring" av rørgass til fastlandet ville representere for fremtidig bruk av rørgass i området.

Ved lokalisering i Vestavika (Harøysundet Næringspark) ville de primære fordelene være at anlegget kunne fungere som en katalysator for etablering av annen energibasert industri i Næringsparken, samt at man også i dette alternativet ville få "ilandføring" av rørgass til fastlandet. Ulempene ville primært være tapet av synergier med industrien i Elnesvågen. Lokalisering i Elnesvågen gir synergier med Harøysundet Næringspark ved at røret over sundet til fastlandet vil være felles for aktiviteten i Elnesvågen og Harøysundet.

4.3 Vurdering av lokalisering i Elnesvågen

Ved lokalisering i Elnesvågen vil de primære fordelene være verdien av "ilandføring" av gass til fastlandet, gode muligheter for synergier med etablert og planlagt industriell virksomhet i tilknytning til Hustadmarmor AS sin virksomhet i Elnesvågen, nærhet til ny 420 kV transformatorstasjon i sentralnettet, samt tilgang på egnet tomt med gode skipningsforhold. De primære ulempene vil være høyere kostnader til fremføring av rørgass, samt enkelte tiltak som må iverksettes for å sikre at virksomheten oppfyller kravene knyttet til den geografiske nærheten av anlegget til etablerte boområder.

Lokalisering bak Klempertåsen ville ha som primære fordeler at avstanden til sentralnettet er kortere, og at det trolig er færre spørsmål knyttet til geografisk nærhet til etablerte boområder. De primære ulempene ville være knyttet til avstand til havn og redusert synergi med eksisterende virksomhet. Denne lokaliseringen ville også føre til en vesentlig økning i internt energiforbruk til pumping av kjølevann og behov for etablering av ny infrastruktur dersom et nytt industriområde skulle opparbeides, og til økte kostnader (grunnet avstand) ved transport av råstoff og produkter.

4.4 Begrunnelse for lokalisering

Lokalisering i tilknytning til Hustadmarmor AS sin virksomhet i Elnesvågen er valgt. Det avgjørende har vært kombinasjonen av samordning med eksisterende virksomhet (industrielle synergier), så vel i drift som i videre næringsutvikling, og tilrettelegging for ytterligere bruk av gass i området. For selskapene bak Industrikraft Møre AS, har kriteriet knyttet til tilrettelegging for ytterligere bruk av gass og argumentet om "ilandføring" av rørgass til fastlandet vært viktig. For alle tre selskapene har mulighetene for synergier med industrivirksomheten i Elnesvågen vært viktig. Konsekvensutredningen, herunder dialog med kommunen og annen næringsvirksomhet har ikke avdekket forhold som indikerer at den valgte lokaliseringen medfører store ulemper eller vil ha konsekvenser det ikke finnes avbøtende tiltak mot.

4.5 Definisjon av influensområde

4.5.1 Samfunnsmessige konsekvenser

Tiltaket vil gi økt skatteinngang til Fræna kommune. Tilgang på rørgass i Fræna kommune vil gi muligheter for fremtidig gassbasert virksomhet. Videre utbygging av rørgassdistribusjon fra Elnesvågen vil gi fremtidig utnyttelse av naturgass i Fræna og omliggende kommuner. Sist men ikke minst vil produksjonen av elektrisk kraft utgjøre et påkrevd tilskudd til forsyningssituasjonen i en region med et stort og økende kraftunderskudd.

4.5.2 Utslipp til luft

Det antatte influensområdet for utslipp til luft fra et industrikraftverk i Elnesvågen vil omfatte kommunene Fræna, Aukra, Molde, Gjemnes, Eide og Averøy.

4.5.3 Utslipp til sjø

Det dominerende utslippet til sjø er temperert kjølevann. Kjølevannet vil normalt ligge i temperaturområdet 13-16 grader, og vil ikke gi opphav til disdannelse eller uakseptable biologiske effekter i fjorden.

4.5.4 Støy

Beregninger av støy fra det planlagte tiltaket viser at boligbebyggelsen nord, sør og øst for planlagt lokalisering vil utsettes for støynivåer som ligger godt innenfor myndighetenes krav til støybelastning. Vest for planlagt lokalisering vil et fåtall bolighus påregnes utsatt for et høyere støynivå, på eller over myndighetenes krav. Dette vil kreve spesiell oppmerksomhet i gjennomføringen av tiltaket.

4.5.5 Eksisterende virksomhet i Elnesvågen

Kommunesenteret Elnesvågen i Fræna kommune har i overkant av 2 100 innbyggere, en rekke mindre virksomheter, skoler og boligområder, kommuneadministrasjon, handelsvirksomheter og de større industribedriftene Hustadmarmor AS, TINE Midt-Norge Elnesvågen og Moxy AS. Hustadmarmor AS og TINE Midt-Norge Elnesvågen ligger nær det planlagte industrikraftverket. Områdene vest for det planlagte kraftverket er jordbruksområder.



Figur 4-1: Bilde illustrerer industrikraftverket, CO2-fangstanlegg, PCC-fabrikk og LNG-fabrikk på det planlagte området

4.6 Skipstrafikk til og fra Elnesvågen

Hustadmarmor AS tar inn over 3 millioner tonn kalkstein per år og skiper ut igjen 3 millioner tonn flytende marmor. Råvarene kommer hovedsakelig fra virksomhetens kalkgruver i Brønnøy, og mottakerne av produktene er hovedsakelig papirfabrikker i Nord-Europa. I gjennomsnitt er der i overkant av ett skipsanløp per dag med båter på 10-17 tusen tonn.

4.7 Natur og miljøforhold.

Tiltaket plasseres vest for det nåværende industriområdet til Hustadmarmor AS i Elnesvågen. Dette området er i dag regulert til industri-/lagerformål i gjeldende reguleringsplan. Aktivitet i forbindelse med utbygging og drift vil foregå inne på industriområdet. Det vil være behov for endringer i reguleringsplaner i forhold til tiltaket.

Elnesvågen ligger på nordsiden av Frænfjorden i Fræna kommune i Møre og Romsdal. Landskapet veksler mellom kystnære flater, kuperte åsrygger og fjell opp mot 1000 meter over havet mot øst. Klimaet er utpreget oseanisk med høye vintertemperaturer og relativt lave sommertemperaturer. Gjennomsnittstemperatur i januar er 0 grader Celsius og i juli 13-14 grader Celsius. Årsnedbøren ligger rundt 1200 millimeter. Nedbøren kommer ofte hyppig og lufta inneholder ofte høy luftfuktighet. Berggrunnen i området er dominert av sure bergarter (hovedsakelig gneiser) som gir opphav til fattige vegetasjonstyper. Mindre areal med svakt rikere bergarter (glimmergneiss) og rik kalkstein finnes rett nord for Elnesvågen og på Averøya med innslag av rik vegetasjon.

Området ligger på overgangen mellom det skogbare området ved kysten og kystskogbeltet innenfor. Området tilhører sørlig barskogsone i sterkt oseanisk seksjon. Influensområdet strekker seg også østover inn i midtre barskogsone i klart oseanisk seksjon og til fjellområder i lavalpin sone. Influensområdet domineres i ytre strøk av bratte strandberg, rolige strandenger, kystlyngheier med dominans av røsslyng og nedbørsmyrer. De ytre deler mangler stort sett skog, noe som hovedsakelig skyldes menneskelig aktivitet gjennom hogst, lyngbrenning, slått og beite. Jordbrukslandskap er således vidt utbredt. Barskog med innslag av mer eller mindre varmekjære løvskogsbestander finnes noe lenger fra kysten med mosaikk av bratte bakkemyrer og epifyttrike, oseaniske skoger. Innslaget av oseaniske arter med krav til høy fuktighet, lang vekstsesong og relativt høye vinter og sommertemperaturer er høyt, som for eksempel storfrytle, kystbjønnskjegg, bjønnekam og rome.

4.7.1 Viktige naturtyper og vernede områder

Innenfor influensområdet finnes flere vernede områder og et stort antall registrerte viktige naturtyper for biologisk mangfold. Dette er nærmere omtalt og illustrert i kapittel 9. De vernede områdene er hovedsakelig naturreservater, mens naturtypene er registrert som viktige områder i kommunenes naturtypekartlegging. Mange av disse områdene inneholder rike vegetasjonstyper, kulturlandskap, havstrandsvegetasjon eller er viktige hekkeområder, rasteplasser og beiteområder for fugl knyttet til kystlandskapet. Dette er naturtyper med høye tålegrenser for nitrogenavsetning. De viktigste naturtyper med tanke på nitrogenavsetning er imidlertid næringsfattige typer som nedbørmyr (terrengdekkende myrer, intakte ombrotrofe lavlandsmyrer og atlantiske høgmyrer), fattige skoger, kystlyngheier, fattig fjellvegetasjon og næringsfattige vann. Alle disse naturtypene finnes innen influensområdet. Særlig har området et sterkt innslag av nedbørmyrer der for eksempel naturreservatet Gule-Stavikmyrane, rett nord for Elnesvågen, dekker store areal av planmyr og atlantisk høgmyr. Influensområdet inneholder også flere rødlistede arter.



Figur 4-2: Nedbørsmyrer (atlantiske høgmyrer og planmyrer) i myrreservatet Gule-Stavikmyrane.

4.7.2 Lokal luftkvalitet

Den eksisterende luftforurensningssituasjonen i området rundt Elnesvågen er influert av langtransportert luftforurensning, skipstrafikk og annen lokal luftforurensning. Det eksisterer ikke representative målinger av luftkvalitet i området i dag. Nærmeste stasjon er Kårvatn i Surnadal kommune, der var årsmiddelkonsentrasjon av NO_2 $0,21 \mu\text{g}/\text{m}^3$ i 2004. Samme år var maksimal timemiddel av NO_2 $1,91 \mu\text{g}/\text{m}^3$. NO_2 innholdet i luften ved Elnesvågen vil trolig være noe høyere enn dette på grunn av skipstrafikk, industri og noen lokale utslipp, men langt lavere enn luftkvalitetskriteriet, som er strengeste grenseverdi.

4.7.3 Nitrogenavsetning

På grunnlag av eksisterende data fra bakgrunnsstasjoner er den gjennomsnittlige totale nitrogenavsetning (tørr- og våtavsetning) omkring Elnesvågen estimert til ca $350 - 500 \text{ mg N} / \text{m}^2$ per år. Avsetningen kan periodevis være både høyere og lavere enn dette.

4.7.4 Dagens gjødslingseffekt på vegetasjon

Bakgrunnsnivået for total nitrogenavsetning i influensområdet fra et gasskraftverk i Elnesvågen ligger på ca $350-500 \text{ mg N}/\text{m}^2$ per år, med de høyeste verdiene rett nord for gasskraftverket. De gjennomsnittlige bakgrunnsverdiene ligger under tålegrensene for naturtypene, og de ulike naturtypene skulle således ikke være påvirket av dagens bakgrunnsnivå.

4.8 Kulturminner

Området for bygging der industrikraftverket er tenkt bygd er i dag regulert til industri-/lagerområde. Hele området er ferdig undersøkt av arkeologer og frigitt av kulturminnemyndighetene.

4.9 Områdets planstatus

Byggingen av industrikraftverket vil skje innenfor områder som er regulert til industri-/lagerformål i gjeldende reguleringsplan. Aktivitet i forbindelse med utbygging og drift vil foregå inne på industriområdet. Det vil være behov for endringer i reguleringsplaner i forhold til tiltaket. Parallelt med etablering av industrikraftverket vurderes det å etablere annen gassbasert virksomhet på området. Hustadmarmor AS vurderer etablering av et anlegg for produksjon av syntetisk kalsiumkarbonat (PCC), som planlegges å nyttiggjøre deler av CO₂-utslippene fra kraftverket, og planer for etablering av et tørkeanlegg som kan nyttiggjøre varme fra kraftverket er også under vurdering. Naturgass Møre AS vurderer lokalisering av en LNG-fabrikk til området. Disse planene følger sine egne planprosesser, og er ikke forutsetninger for at industrikraftverket blir etablert. Derimot vil etablering av industrikraftverket være en forutsetning for realisering av disse planene.

5 Utbyggingsplaner – Industrikraftverket

5.1 Beskrivelse av anlegg og prosess

Det omsøkte industrikraftverket er et kombinert syklus (Combined Cycle) anlegg med katalytisk NO_x rensing, tilrettelagt for CO₂-håndtering. Planlagt CO₂-håndtering er basert på postcombustion fangst (absorpsjon) av CO₂ med aminer. Innfanget CO₂ planlegges komprimert / kondensert og tørket før transport. Transport planlegges i første omgang utført ved hjelp av skip til en egnet mottaksstasjon.

Industrikraft Møre AS er partner i Aker Kværner ASA sitt ”Just Catch” prosjekt, og ser dette som en aktuell teknologi for benyttelse i prosjektet. ”Just Catch” er ennå ikke slutført, med den usikkerhet dette medfører i teknisk beskrivelse og økonomiske estimater. Derfor er også andre teknologileverandører aktuelle.

De siste årene er mange gasskraftprosjekter blitt lansert i Norge uten at dette har resultert i leveranser av kraftverk. Som et resultat av dette er det i dag krevende å innhente presise og bindende tekniske- og kostnadsmessige data fra gassturbinleverandørene før konsesjonssøknad er levert. Forhandlinger med leverandører vil dermed måtte foregå i parallell med behandlingen av konsesjonssøknaden. Det medfører at konsesjonssøknaden og konsekvensutredningen har måttet utformes på en slik måte at de tar høyde for løsninger fra flere aktuelle leverandører.

Industrikraftverkets størrelse er dimensjonert til opptil 450 MW. Denne dimensjonen er i utgangspunktet valgt for å dekke to distinkte behov for kraft:

- Et kraftbehov på i størrelsesorden 250 MW på terminalen for gass fra Ormen Lange feltet på Nyhamna i Aukra.
- Et kraftbehov på i størrelsesorden 150 MW i form av reservekraft. Dialog med Statnett SF har klargjort at Statnett ser på lokalisering av reservekraft i Elnesvågen som svært god, og at de vil kunne være interessert i deltakelse i etablering av en reservekraftkapasitet i samarbeid med Industrikraft Møre AS, forutsatt at Statnett SFs rammebetingelser tillater et slikt engasjement, og at Industrikraft Møre AS kan tilby en konkurransedyktig løsning

Rammebetingelsene rundt hvilke typer reservekraftprosjekter Statnett SF vil kunne engasjere seg i er imidlertid ikke endelig fastsatt ennå. Dette gjør at man i prosjektet må håndtere usikkerhet rundt dimensjoneringen av kraftverket: Dersom Statnett SF ikke vil kunne engasjere seg i Industrikraft Møre AS sitt prosjekt, vil et alternativ være å begrense prosjektet til etablering av et kraftverk i 250 MW-klassen med henblikk på forsyning av kraftbehovet på Nyhamna. Et annet alternativ vil være å etablere en ordinær markedsavtale med mulige leverandører av gass, med tanke på å realisere et anlegg opp til 450 MW.

Dersom Statnett SFs rammebetingelser tillater Statnett å engasjere seg i et anlegg med én turbin som skal betjene både kraftbehovet på Nyhamna og Statnett SF sitt behov for reservekraft, vil det foretrukne utbyggingsalternativet være ett anlegg i 400 MW-klassen. Tre alternative leverandører er her identifisert, med ytelser i området 420 – 450 MW og virkningsgrad mellom 58 og 59 %. Et slikt anlegg vil i utgangspunktet drives på full kapasitet med årlig brukstid tilsvarende det årlige kraftbehovet på Nyhamna. Reservekraftkapasiteten til anlegget fremkommer gjennom

ledig årlig brukstid, som kan benyttes i de situasjoner der Statnett finner det nødvendig ut i fra sine kriterier for drift av reservekraftverk. Dette alternativet kalles i det følgende for **Hovedalternativet**.

Dersom Statnett SF sine rammebetingelser krever at deres reservekraftanlegg må være fysisk separert fra anlegget som forsyner Nyhamna, vil den foretrukne løsningen være et separat anlegg basert på flere mindre gassturbiner i parallell i enkel eller kombinert syklus. I enkel syklus (Simple Cycle) - d.v.s. uten varmegjenvinning fra eksosgassene fra turbinene, vil anleggets virkningsgrad være rundt 40 %, og investeringskostnadene pr. installert kW vil ikke skille seg vesentlig fra Hovedalternativet. Reservekraftverket vil i dette tilfelle ikke kunne tilrettelegges for CO₂-håndtering, fordi røykgasstemperaturen ut av turbinene vil være altfor høy til at røykgassen kan fases inn på et aminrenseanlegg, men anlegget vil ha en stor grad av mobilitet slik at det kan flyttes til en annen lokalitet i løpet av begrenset tid. I kombinert syklus – d.v.s. med varmegjenvinning fra eksosgassene og ytterligere kraftproduksjon i en tilknyttet dampturbin, vil anleggets virkningsgrad kunne økes til opp mot 51 – 53 %. Men her vil investeringskostnadene per installert kW bli vesentlig høyere enn i enkel syklus. For et reservekraftverk som pr. definisjon i hovedsak skal stå som en ubrukt reserve vil det her måtte gjøres en avveining mellom økte kostnader og redusert miljøbelastning. Reservekraftverket vil i kombinert syklus kunne tilrettelegges for CO₂-håndtering, da røykgassene ut av anlegget vil ha lav nok temperatur. Det må imidlertid påregnes at tilrettelegging for CO₂-håndtering medfører at katalytisk NO_x-rensing må installeres, med de kostnader det vil medføre. Mobiliteten til et reservekraftverk som konfigureres i kombinert syklus, med katalytisk NO_x-rensing og tilrettelegging for CO₂-håndtering, vil være svært redusert i forhold til et anlegg som konfigureres i enkel syklus.

Reservekraftverket vil dersom det blir realisert som et separat anlegg bli konsesjonssøkt i en separat konsesjonssøknad for reservekraftverk og vil derfor ikke bli nærmere omtalt her.

Industrikraft Møre AS søker derfor subsidært om konsesjon til etablering av et industrikraftverk i 250 MW-klassen, tilrettelagt for CO₂-håndtering. Virkningsgraden for et slikt anlegg vil være noe redusert i forhold til Hovedalternativet; 51-53 % kan forventes når det går for full kapasitet. Dette alternativet kalles i det følgende for **Trinnvis utbygging** (basert på en antagelse om at reservekraftverket på 150 MW p.g.a. den lokale kraftsituasjonen kan komme til å bli realisert før 250 MW-blokken.)

5.2 Gasskraftteknologi

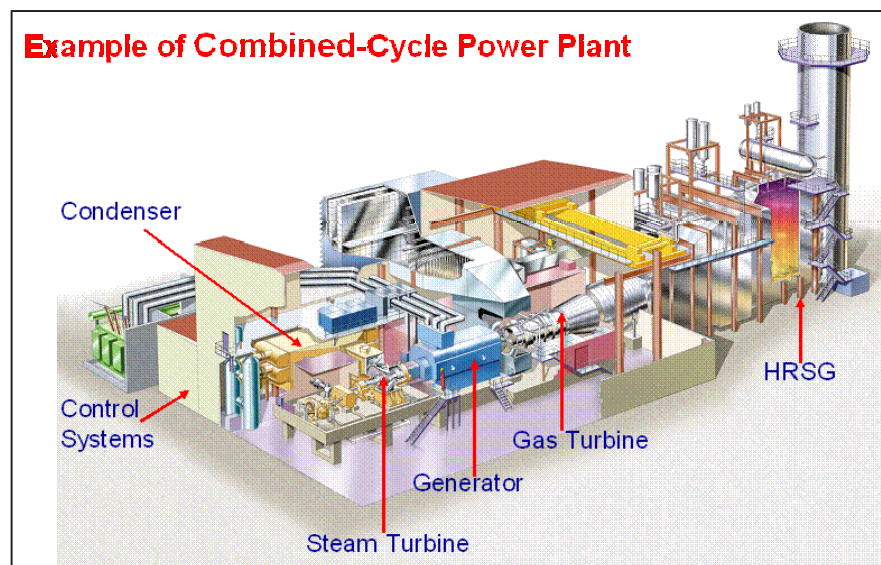
5.2.1 Hovedalternativet

Her er teknisk spesifikasjon og forventet leveringstid innhentet fra tre alternative leverandører. Data for størrelse, virkningsgrad og leveringstid er gjengitt i følgende tabell. Dataene for effekt og virkningsgrad er eksklusive energi til CO₂-fangst og kompresjon / kondensasjon, og eksklusive energi som går med til pumping av kjølevann.

Tabell 5-1: Viser spesifikasjonene på tre konkrete anlegg (Hovedalternativ) fra tre ulike leverandører

	Leverandør 1	Leverandør 2	Leverandør 3
Effekt	433,6 MW	449 MW	419 MW
Termisk virkningsgrad	58,4 %	58,8 %	58,2 %
Leveringstid	26 måneder	-	27 måneder

Det finnes andre løsninger enn dem som er gitt i tabellen ovenfor, med 1 – 2 % høyere virkningsgrad, men disse har enda høyere effekt og vurderes således til å være for store for Industrikraft Møre AS sitt formål.



Figur 5-1: Illustrasjon av et kombinert syklus industrikraftverk (kilde: Alstom)

Alle de tre aktuelle løsningene består av en gassturbin, en kjele for varmegjenvinning og dampproduksjon fra energien i eksosgassen fra gassturbin, samt en dampturbin for kraftproduksjon ved ekspansjon av produsert damp. Dette er illustrert i figuren over. Dampturbin og gassturbin kan være koblet til samme generator, eller de kan være koblet til hver sin generator. Kun en av løsningene leveres med muligheter for ekstraksjon av lavtrykksdamp fra dampturbinen – de to andre leverandørene oppgir at deres anlegg er optimalisert for full ekspansjon av all damp. Dette har konsekvenser for valget av dampgenereringsløsning i CO₂-fangstanlegget og omtales nærmere der.

5.2.2 Trinnvis utbygging

Også her er tre alternative løsninger identifisert. Data for størrelse, virkningsgrad og leveringstid er gjengitt i følgende tabell. Dataene for effekt og virkningsgrad er eksklusive energi til CO₂-fangst og kompresjon / kondensasjon, og eksklusive energi som går med til pumping av kjølevann.

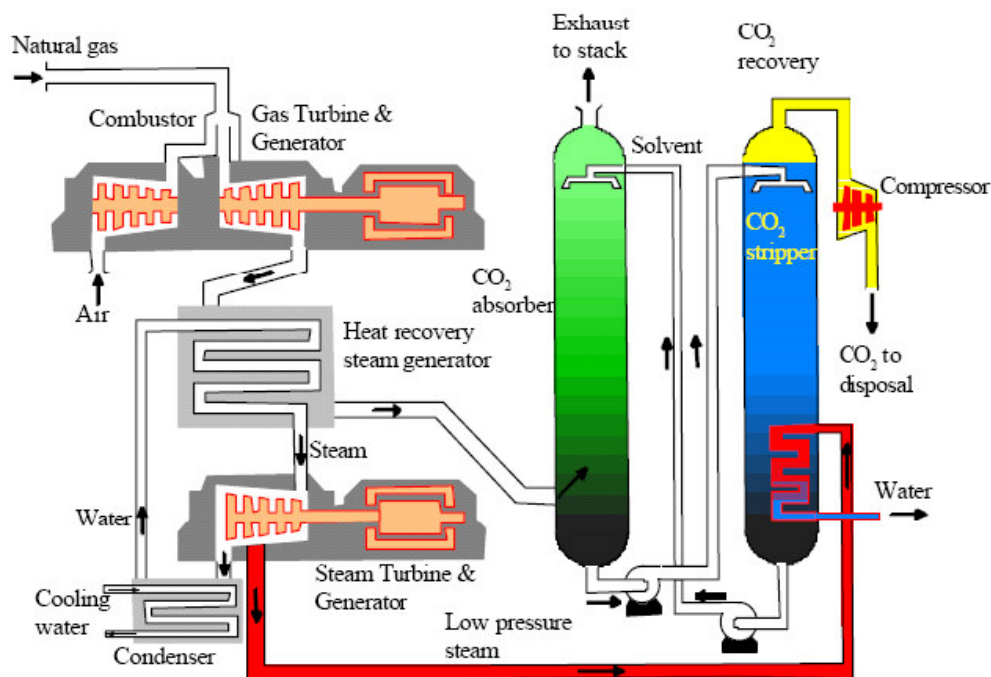
Tabell 5-2: Viser spesifikasjonene på tre konkrete anlegg (Trinnvis utbygging) fra tre ulike leverandører

	Løsning 1	Løsning 2	Løsning 3
Effekt	259,8 MW	234,4 MW	228,7
Termisk virkningsgrad	52,8 %	52,8 %	51,2
Leveringstid	26 måneder	-	18 -22 måneder

To av løsningene består her av en gassturbin, dampkjele og en dampturbin. Den tredje løsningen består av to gassturbiner, to dampkjeler og en felles dampturbin. Her har alle løsningene muligheter for ekstraksjon av lavtrykksdamp fra dampturbinen.

5.3 CO₂-fangst

Det planlegges å kunne ta i bruk et fangstanlegg for CO₂ basert på absorpsjon med aminer. Denne typen renseteknologi går under betegnelsen ”postcombustion CO₂-fangst”, som betyr at avgassene renses etter forbrenning og kraftgenerering i turbinene. På kort sikt vurderes denne typen teknologi å være den som er nærmest realisering på kommersielle vilkår. I et postcombustion fangstanlegg basert på absorpsjon sendes nedkjølte avgasser fra kraftverket inn i en *absorber*, der avgassene vaskes med et absorpsjonsmiddel i væskeform. Absorpsjonsmiddelet trekker selektivt CO₂ ut fra avgassen og tar den opp i væskefasen, mens andre komponenter i avgassene (hovedsakelig nitrogen og oksygen) passerer uhindret gjennom absorberen. Absorpsjonsvæske mettet med oppløst CO₂ transporteres deretter over til en *desorber*. I desorberen varmes absorpsjonsvæsken opp slik at oppløst CO₂ frigjøres og slippes ut i tilnærmet ren form som gass. Absorpsjonsvæsken der CO₂ er frigjort resirkuleres så til absorberen, der ny CO₂ nå kan absorberes. Etter at den tilnærmet rene CO₂en har forlatt desorberen, går den gjennom et tørketrinn, der vanndamp fjernes, og komprimeres til et trykk som egner seg for transport. Figur 5-2 under illustrerer denne prosessen, med energitilførsel til desorberen i form av lavtrykksdamp som ekstraheres fra dampturbinens lavtrykksdel.



Figur 5-2: Illustrasjon av et CO₂-fangstanlegg (kilde: Sintef)

Moderne absorpsjonsanlegg for CO₂-fangst fra kilder med lavt CO₂-innhold og atmosfæretrykk drives som regel med vandige aminløsninger som absorpsjonsmiddel. Flere alternative, kommersielle amin-løsninger finnes, deriblant Fluors Econamine prosess og Mitsubishi's KS-1. I Norge driver Aker Kværner ASA et utstrakt utviklingsarbeid på dette feltet, og forventes å kunne være blant de kommersielle leverandørene som er aktuelle i dette prosjektet. Optimal rensegrad ansees generelt å ligge rundt 85 %; øker den vesentlig utover dette vil energiforbruket i prosessen stige uforholdsmessig mye.

5.3.1 Fluors CO₂-fangstteknologi

Fluors Econamine prosess er basert på en 30 % (vektprosent) monoetanolamin (MEA) med tilsetningsstoffer for korrosjonsinhibering og reduksjon av amin-degradering. I oksygenrik atmosfære, som man vil ha i eksosgassene fra et gasskraftverk, vil aminer som MEA over tid oksideres og danne avfallsprodukter i form av varmestabile salter som må fjernes fra prosessen før de bygges opp til for høye konsentrasjoner. Tapene av aminer i prosessen vil i hovedsak skyldes degradering. Tapet av aminer forårsaket av at aminkonsentrasjonen i rensert røykgass fra absorberer kan forventes å ligge på rundt to ppm er neglisjerbart i forhold til degraderingstapene. Fluor oppgir selv¹⁰ at de totale amin-tapene som kan forventes i deres prosess vil ligge på rundt 1,6 kg amin pr. tonn CO₂ innfanget, og de oppgir et dampforbruk på rundt 4,2 GJ (1,15 MWh) pr. tonn CO₂ innfanget.

5.3.2 Mitsubishis CO₂-fangstteknologi

Mitsubishis aminprosess er basert på andre aminer – såkalte sterisk hindrede aminer, som er mindre korrosive enn MEA i forhold til standard karbonstål, gir 10 – 20 % lavere energiforbruk enn Econamine prosessen, og reduserer dannelsen av avfallsprodukter med en faktor på rundt tre. Disse aminene er proprietære – bruken av dem er rettighetsbeskyttet, og en ikke ubetydelig lisensavgift kreves for å få retten til å benytte dem.

Degraderingen av aminer er følsom for tilstedeværelsen av nitrogen- og svovel- oksider. I gasskraftsammenheng der svovelinnholdet i gassen er lavt vil det være innholdet av NO_x i røykgassen som vil være mest betydningsfullt.

5.3.3 Aker Kværners CO₂-fangstteknologi

Aker Kværner ASA har gjennom sitt "Just Catch" prosjekt tatt initiativ til å få etablert CO₂-fangstteknologi som gir signifikante kostnadsreduksjoner for CO₂-fangst i forhold til dagens kommersielt tilgjengelige teknologi. Tabell 5-3 viser ambisjonene i prosjektet:

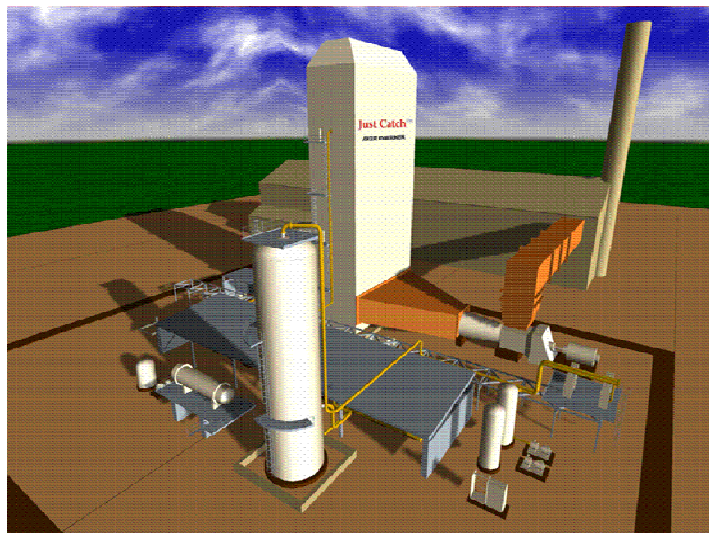
Tabell 5-3: Viser Aker Kværners forventede kostnadsforbedringer (kilde: Aker Kværner)

	Referansecase	Forbedret case	Endring (%)
Investeringskostnad (MNOK)	1003,0	469.0	- 53
Driftskostnad (MNOK/år)	200,7	135,5	- 32
Kostnad per tonn CO ₂ produsert (NOK)	310	184	- 41
Produsert CO ₂ (tonn/år)	947 800	962 300	+ 2

¹⁰ Dan G. Chapel, Carl L. Mariz og John Ernest: "Recovery of CO₂ from Flue Gases: Commercial Trends", Canadian Society of Chemical Engineers Annual Meeting, Saskatoon, Canada, Oct. 4 – 6, 1999.

Kostnadsreduksjonene i den nye teknologien planlegges oppnådd gjennom optimalisering av prosessen, reduksjon av kompleksitet og redundans, samt bruk av energieffektive absorberter. Det er ennå for tidlig å konkludere med i hvilken grad prosjektets ambisjoner vil kunne realiseres.

”Just Catch”-teknologien planlegges realisert med tilstrekkelig kapasitet innen en prosesslinje til at et gasskraftverk i 400 MW-klassen kan betjenes, med en rensegrad på 83 %.



Figur 5-3: Viser en illustrasjon av Aker Kværners ”Just Catch” anlegg

Realisering av fangstanlegget innen en prosesslinje vil ha store kostnadmessige implikasjoner. Dette illustreres gjennom sammenligning med estimerte kostnadsdata hentet fra Energiverk Mongstad (EVM) sin konsekvensutredning: Fluor har i 2005 for EVM prosjektert og kostnadsberegnet et 2-linjers prosessanlegg som prosesserer omtrent like store mengder som et 400 MW gasskraftverk med tilsvarende CO₂-konsentrasjon. Kostnadsestimatet for dette anlegget er oppgitt til 2,3 mrd. kr. Man kan anslå at klargjøringen for transport (tøking og kompresjon opp til 200 bar) utgjør i størrelsesorden 200 – 300 millioner kroner av dette.

Kostnadsambisjonene for ”Just Catch” og for ”Referansecase” referert ovenfor gjelder kun selve renseanlegget. Følgende kostnader må legges til for å få et komplett bilde av totale byggekostnader for et anlegg som produserer innfanget CO₂ klargjort for lagring og transport:

- Kostnader til opparbeiding av tomt
- Kostnader til klargjøring for transport (dvs. kompresjon og tøking)
- Kostnader til energisentral / dampforsyning
- Uforutsett og usikkerhet

Følgende tabell er en indikativ illustrasjon på hvordan disse faktorene slår ut for forskjellige størrelser av et CO₂-fangstanlegg. Beregningene er Industrikraft Møre AS sine, basert på oppgitt pris for ”Referansecase” (1 million tonn CO₂ per år) for selve prosessanlegget og egne grovestimater for de øvrige kostnadselementene.

Tabell 5-4

Tonn CO2	1 000 000	750 000	500 000	250 000	100 000
Pris renseanlegg, mill. kr	1 000	825	630	397	215
Pris kompresjon	250	188	125	63	25
Pris tomt og opparbeidelse	200	200	200	200	200
Energisentral	250	206	157	99	54
SUM	1 700	1 419	1 112	759	494
Uforutsett og usikkerhet (10%)	170	142	111	76	49
Estimat total byggesum	1 870	1 561	1 224	834	544
Pris / kapasitet	1,87	2,08	2,45	3,34	5,44
Størrelsesfaktor	100 %	111 %	131 %	178 %	291 %

Tabell 5-5 viser hvordan disse kostnadsestimatene slår ut på kapitalkostnad¹¹ pr. tonn innfanget CO2. Her er også ”Just Catch” sine egne kostnadsambisjoner for egen teknologi tatt med.

Tabell 5-5

Tonn CO2	1 000 000	750 000	500 000	250 000	100 000
Total byggesum					
"Referansecase"	1 870	1 561	1 224	834	544
Kapitalkost pr. tonn CO2, kr	177	196	231	315	513
Total byggesum "Just Catch"	1 286	1 079	856	603	418
Kapitalkost pr. tonn CO2, kr	121	136	162	228	394

For et anlegg på 1 million tonn innfanget CO2 per år vil kostnadsreduksjonen som ”Just Catch” har ambisjoner om å oppnå utgjøre ca. 50 kroner per tonn.

Driftskostnadene for anlegget vil bestå av følgende elementer:

- Bemanning og vedlikehold
- Kjemikaliekostnader
- Energikostnader, damp
- Energikostnader, kraft

Sistnevnte er kraft til drift av røykgassvifte og CO2-kompressor. Her er forventet kraftforbruk beregnet til 20 MW for et fullskala, 1 million tonn per år anlegg. Kraftprisen settes her til 400 kroner per MWh. Energikostnadene til damp kan beregnes på basis av et dampforbruk på 1 MWh per tonn innfanget CO2. Dersom en gassfyrt kjelsentral etableres for å produsere denne dampen, vil gassforbruket pr. tonn innfanget CO2 rundt regnet bli 100 Sm³ naturgass per tonn CO2. Gassprisen er her satt til kr. 1,50 per Sm³. Kjemikaliekostnadene vil avhenge av hvilke kjemikalier som velges. Her tas det utgangspunkt i et kjemikalieforbruk på 30 millioner kroner per år for et 1 million tonns anlegg. Bemanning og vedlikehold er på dette stadiet svært usikre elementer, men anslås her til 50 millioner kroner

¹¹ Basert på 20 års økonomisk levetid og 7 % teknisk kalkulasjonsrente

per år for et 1 million tonns anlegg, fallende lineært til 10 millioner kroner for et 100 000 tonns anlegg. Dette gir følgende overslag over base case driftskostnader:

Tabell 5-6

Tonn CO2	1 000 000	750 000	500 000	250 000	100 000
Kraftkostnad, mill. kr. pr. år	64	48	32	16	6
Dampkostnad	150	113	75	38	15
Kjemikaliekostnad	30	23	15	8	3
Bemannings og vedlikehold	50	40	30	20	10
SUM, mill. kr. pr. år	294	223	152	81	34
Driftskostnad pr. tonn CO2, kr.	294	297	304	324	344

Det sees at de dominerende kostnadselementene her er energikostnadene, spesielt kostnadene til knyttet til naturgassforbruket i dampproduksjon. Dette skyldes den høye bindingsenergien mellom aminer og CO₂, som må brytes i desorbereren. Nye aminer er for øvrig for tiden under utprøving i EU-prosjektet Castor, med målsetting om å redusere dampbehovet til 2,5 GJ per tonn innfanget CO₂¹². Dette representerer en reduksjon på 30 % i forhold til dagens nivå. Dersom dette reduserte dampforbruket legges til grunn, og man samtidig legger til grunn lavere priser for kraft og for gass, henholdsvis 300 kroner per MWh og 1 kroner per Sm³, får man følgende "lavpris-scenario" for driftsutgifter:

Tabell 5-7

Tonn CO2	1 000 000	750 000	500 000	250 000	100 000
SUM, mill. kr. pr. år	198	151	104	57	25
Driftskostnad pr. tonn CO2	198	201	208	228	248

Følgende tabell oppsummerer to scenarier for kostnader for CO₂-fangstanlegg: Det ene er basert på dagens referansekostnader for investeringer pluss dagens base case driftskostnader. Det andre er basert på kapitalkostnader i henhold til ambisjonene i "Just Catch" prosjektet pluss lavkost-scenariet for driftskostnader.

Tabell 5-8

Sammenstilling av kapital- og driftskostnader					
Tonn CO2	1 000 000	750 000	500 000	250 000	100 000
Referansecase, kr. pr. tonn CO2	471	494	535	639	857
Just Catch + lavpris-scenario	319	337	370	456	642

Dette betyr at et anlegg som skal betjene et gasskraftverk i 400 MW-klassen kan forvente å få kostnader for CO₂-fangst i prisintervallet 320 – 470 kroner per tonn, mens et anlegg som skal betjene et gasskraftverk i 250 MW klassen kan forvente å få kostnader for CO₂-fangst i prisintervallet 350 – 520 kroner per tonn. Da er alle kostnader inkludert, og innfanget CO₂ er klargjort for lagring og transport. Med dagens priser på kraft og naturgass er det sannsynlig at prisene vil ligge i øvre halvdel av de indikerte intervallene.

¹² Referanse: Muntlig kommunikasjon med Prof. Hallvard Svendsen, NTNU.

Et gasskraftverk i 400 MW-klassen kan forvente å få sin virkningsgrad redusert fra 58 – 59 % uten CO₂-fangst, til 48 – 49 % med CO₂-fangst, dersom damp til CO₂-fangst ekstraheres fra anleggets dampturbin. I det ovenstående er det ikke denne konfigurasjonen som er analysert, men en konfigurasjon der dampen forsynes fra en ekstern dampsentral, forutsetningsvis gassfyrt. Et gasskraftverk med virkningsgrad på 58 – 59 % vil produsere 335 – 340 gram CO₂ per kWh kraft produsert. Dersom 85 % av dette fanges inn til en kostnad på 400 kroner per tonn, representerer det en kostnad på 11 – 12 øre per produsert kWh. Gitt den langsiktige kraftprisen på NordPool, ca 35 øre/kWh¹³, utgjør disse CO₂-kostnadene en betydelig andel av kraftprisen.

Til sammenlikning vil kraft, i den grad det lokale underskuddet i Møre og Romsdal må dekkes opp igjennom import fra andre land, komme fra marginal kullkraftproduksjon på Kontinentet. Slike kullkraftverk slipper ut rundt 1 kg. CO₂ pr. produsert kWh kraft¹⁴. Dersom langsiktig kvotepris for CO₂ er 20 €/tonn, vil produsentens CO₂-kostnader beløpe seg til 16 øre/kWh produsert kraft når denne regnes som marginal produksjon¹⁵. I tillegg vil overføringen av kraft fra Kontinentet til Møre og Romsdal medføre et overføringstap. Legger vi til grunn et gjennomsnittlig sentralnettstap på 10 % og en langsiktig, gjennomsnittlige kraftpris på 35 øre/kWh utgjør dette et tap på over 3,5 øre/kWh importert. Summen av overføringstap og kvotekostnader ved ”importalternativet” er m.a.o. høyere enn kostnadene ved lokal CO₂-fangst. Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv fremstår dermed CO₂-fangst som et rimeligere alternativ til import av marginal kraftproduksjon fra Kontinentet. Bedriftsøkonomisk er det i dag likevel ikke mulig for det enkelte kraftverk å bære merkostnadene ved CO₂-fangst. Realisering av kraftproduksjon med CO₂-fangst vil derfor kreve en betydelig offentlig medvirkning.

5.4 Transport og lagring av CO₂

Industrikraft Møre AS beskrev i sin forhåndsmelding fire alternative anvendelser av CO₂, som det i konsekvensutredningsprogrammet er bedt om at det redegjøres nærmere for:

1. CO₂ til produksjon av syntetisk kalk, PCC.
2. CO₂ til regulering av gasskvalitet ut fra Nyhamna.
3. CO₂ til EOR, med transport ved hjelp av rør eller skip.
4. CO₂ til deponering, med transport ved hjelp av rør eller skip.

5.4.1 CO₂ til produksjon av syntetisk kalk, PCC

CO₂ til produksjon av PCC er et alternativ som forutsetter stabil tilgang på CO₂. Produksjon av PCC er ikke primært interessant som et miljøtiltak, men som en industriell anvendelse av råvarer som vil kunne bli tilgjengelig dersom et kraftverk med CO₂-fangst etableres. Det vil ikke i denne omgang bli søkt om etablering av PCC-produksjon som en del av kraftverkets virksomhet, da PCC anlegget vil etableres i regi av Hustadmarmor AS og vil således ha en annen tiltakshaver enn Industrikraft Møre AS. PCC-produksjon blir derfor ikke gitt en full konsekvensmessig utredning i denne omgang. En nærmere beskrivelse av PCC-produksjon er imidlertid lagt til kapittel 6.

Når PCC ikke primært er interessant som et miljøtiltak, er det fordi råstoffet for prosessen er kalsiumoksyd, CaO, som produseres ved brenning av kalsiumkarbonat, CaCO₃, hvor CO₂ frigjøres. Vi får derfor kun en regional

¹³ Hentet fra Nordpools hjemmesider 21.11.2006

¹⁴ Basert på teoretisk CO₂ innhold på ca 400 g/kWh og en virkningsgrad på 40 %

¹⁵ Marginal produksjon vil ikke inngå i produsentens frikvoter. Marginalproduksjon har derfor fulle kvotekostnader. (Dersom etterspørselen tilsier at marginalprodusenten ikke produserer, kan han selge sine kvoter.)

omfordeling av utslippene. Dersom kalsiumoksyd importeres, vil PCC-produksjon virke positivt på den norske CO₂-balansen, men ikke i et globalt perspektiv. Tilsvarende problemstilling, men med motsatt fortegn, har man når Norge produserer energikrevende produkter som for eksempel aluminium og gass, som i produksjonen belaster norsk CO₂-balanse, men som i global sammenheng ikke uten videre er negativt.

CO₂ som er bundet i kalsiumkarbonat kan betraktes å inngå i naturens egen CO₂-syklus. Ved kompostering av papiret og ordinær forbrenning vil CO₂ forbli bundet til kalsiumkarbonatet. Dersom kalsiumkarbonat brennes ved høye temperaturer, over 890 grader Celsius, vil CO₂ bli frigjort. Det kan skje i enkelte typer forbrenningsanlegg.

5.4.2 CO₂ til regulering av gasskvalitet ut fra Nyhamna

Det har vært en dialog mellom representanter for Ormen Lange lisensen og Industrikraft Møre AS om CO₂ til regulering av gasskvalitet ut fra Nyhamna. Utgangspunktet for denne muligheten er at Ormen Lange gassen har et lavt CO₂-innhold i forhold til hva som tillates/kreves i markedet. Et samarbeid med Ormen Lange lisensen ville være en forutsetning for å kunne forfølge denne muligheten.

Bruk av gassen fra Ormen Lange forårsaker et globalt CO₂-utslipp på over 40 millioner tonn per år, tilsvarende ca $\frac{3}{4}$ av dagens norske utslipp. Gass er likevel ansett å være mindre forurensende enn alternativene. Den energimengden som går med til å pumpe gassen gjennom Langeled tilsvarer ca. 0,7 % av den totale årlige gassmengden i Ormen Lange og tilsvarende av utslippet. Det er denne mengden som utgjør et problem i forhold til Norges Kyoto-forpliktelser.

I den dialogen og avklaringen som har funnet sted har Ormen Lange lisensen fremholdt følgende:

- Spesifikasjon i forhold til gasskvalitet sikres i dag gjennom en blanding av gass fra ulike felt på Sleipner
- I Easington, som er landingssted i UK, er det bygget et nitrogenanlegg for mulig innblanding av nitrogen i naturgassen, i den grad en ikke skulle få tilstrekkelig innblanding fra andre leveransefelt ved for eksempel nedetid.

Ut fra ovennevnte vurderer ikke lisensen i denne omgang det som nødvendig med en CO₂-innblanding i eksportgassen for å møte spesifikasjonskravene til naturgassen. Lisensen vurderer det heller ikke som en riktig løsning. En konsekvensvurdering av denne anvendelsen er derfor ikke videreført.

5.4.3 CO₂ til EOR eller deponering ved hjelp av rør eller skip

Hovedmengden av den CO₂ som samles opp i et fangstanlegg i Elnesvågen vil derfor måtte finne sin anvendelse innen økt oljeutvinning (Enhanced Oil Recovery, EOR) eller innen deponering. Industrikraft Møre AS nevnte i sin forhåndsmelding at deponeringsalternativ var anvist av Norsk Hydro i havet ca. 60 kilometer vest for kraftverket. Industrikraft Møre AS har fått opplyst at det er identifisert flere muligheter for lagring av CO₂ i undergrunnen, med Egga og Rogn sandsteinene som to av de tilsynelatende beste lokaliseringene. Det foreligger en rekke muligheter i en avstand på 60 – 100 kilometer, men det understrekes at det er nødvendig med et videre arbeid for kvalifisere lokalisering og lagringsvolum. I lys av siste års utvikling innen planer for CO₂-anvendelser i Norge, er det Industrikraft Møre AS sin vurdering at deponering er en løsning som må avveies mot andre alternativer som er fremkommet. Her refereres det for øvrig til det arbeid og de analyser som Gassco har gjort knyttet til tilrettelegging

for en verdikjede for CO₂ på oppdrag fra Regjeringen. Det vises også til Lavutslippsutvalget som anser fangst og deponering som en aktuell løsning.

Statoil ASA og Shell Norge AS har lansert sitt CO₂ til EOR prosjekt på Tjeldbergodden/Draugen/Heidrun. På Kårstø planlegges det etablert CO₂-fangst fra 2009, og på Mongstad blir et pilot anlegg for CO₂-fangst etablert med oppstart i 2010. Det vil her være naturlig å søke å etablere en løsning for transport og lagring som er samordnet med ett eller flere av disse prosjektene. CO₂-verdikjeden på Tjeldbergodden ligger geografisk nær nok til at en transportløsning basert på rør vil kunne være realistisk, men det er knyttet usikkerhet til om kjeden vil bli realisert. Investeringsbeslutning vil ikke bli fattet før mot slutten av 2008. På Mongstad er det derimot allerede besluttet å etablere et CO₂-fangstanlegg på 100 000 tonn fra 2010, og dette vil komme til å trenge en løsning for transport og lagring. På dette tidspunktet er det derfor mest realistisk å planlegge med samordning av løsning for CO₂-lagring og transport med Mongstad-prosjektet, eller med Kårstø prosjektet. I begge disse tilfellene er den geografiske avstanden for stor til at en rørløsning vil være praktisk. Industrikraft Møre AS planlegger derfor per dato med tanke på en transportløsning basert på skipstransport. Samtidig holdes mulighetene åpne for at en rørløsning kan bli aktuell dersom EOR-prosjektet på Tjeldbergodden blir besluttet realisert.

To alternative prinsipielt forskjellige løsninger finnes for skipstransport:

1. Transport av CO₂ nedkjølt, i væskeform.
2. Transport av trykksatt CO₂ ved omgivelsestemperatur

Transport av trykksatt gass med skip er tidligere blitt utredet av rederiet OA Knudsen for transport av komprimert naturgass (CNG) ved 200 bar. Innen Aker Kværners "Just Catch" prosjekt er denne transportmåten nå blitt relansert som et alternativ. Her komprimeres gassen til 80 bar, og transporteres i gassform. Denne transportformen vil for et kraftverk i 400 MW-klassen med 85 % innfangning av CO₂ kreve to transportskip med transportkapasitet på 7 000 tonn CO₂ hver. Infrastrukturen ved transport-terminalene vil være vesentlig mindre kostbar enn om CO₂ skulle transporteres i væskeform. Den ville også være mer energieffektiv (energiforbruket til kondensering og refordampning elimineres), og den ville kunne muliggjøre offshore avlasting uten annet tilleggsutstyr enn en booster-pumpe om bord på skipet. Dersom denne typen skip blir realisert, vil den være den foretrukne transportformen for Industrikraft Møre AS.

Alternativt vil transport av nedkjølt CO₂ i væskeform være en egnet løsning. Denne krever imidlertid såpass store investeringer i infrastruktur ved utskipningshavn og mottakssentral at det kan bli økonomisk vanskelig å forsvare å starte med en løsning basert på skip og deretter etablere en rørløsning.

5.5 NO_x-rensing

Industrikraft Møre AS sitt industrikraftverk er planlagt med lav-NO_x brennere der garantert konsentrasjon av NO_x ut fra gassturbin varierer mellom leverandørene mellom 15 og 25 parts per million (ppm), etterfulgt av katalytisk NO_x rensing med injeksjon av ammoniakk og garantert ut-konsentrasjon av NO_x på 5 ppm. Ammoniakkutslippet fra NO_x-renseanlegget oppgis til maksimalt 5 ppm. Aker Kværner angir representativ konsentrasjon av NO_x både inn til og ut av CO₂-fangstanleggets absorber til 2 ppm.

5.6 Eiendomsforhold

Industrikraftverket vil bli eid av Industrikraft Møre AS. Rørledning fra Aukra til Elnesvågen vil bli eid av Naturgass Møre AS. Eiendomsforholdet til CO₂-fangstanlegg og installasjoner for klargjøring og lagring av CO₂, samt eiendomsforholdet til skip for utskiping av CO₂ ligger ikke primært innenfor Industrikraft Møre AS sitt interesseområde. Det påregnes her at det offentlige vil måtte ta på seg vesentlige eierandeler i en egnet form for at det skal bli økonomisk mulig å realisere disse anleggene. Det påregnes derfor at installasjonene som kreves for innfangning av CO₂ vil etableres som et separat selskap, der Industrikraft Møre AS vil ha en begrenset eierandel. Hustadmarmor AS eier i dag tomten der industrikraftverket planlegges bygget. Tomten vil klargjøres for bygging av industrikraftverket.

5.7 Investeringer og driftskostnader

Investeringer og kostnadene til drift av et kraftverk og et eventuelt CO₂-fangst/transportsystem, vil variere avhenge av hvilken løsning og leverandør som til slutt blir valgt. Tallene som blir presentert i det følgende omhandler Hovedalternativet på 450 MW og baserer seg på tall oppgitt fra turbinleverandører, Aker-Kværner ASA, Norsk Hydro ASA og Norske Shell AS, SFT og Point Carbon AS.

Investeringene knyttet til kraftverket er beregnet til om lag 2 milliarder kroner, beregnet med en nøyaktighet på +/- 30 %. Denne summen gjelder for et nøkkelferdig standardkraftverk.

Investeringer til ytterligere NO_x-rensing (utover 25 ppm) er forventet å være på samme nivå som på Kårstø, det vil si til omlag 100 millioner kroner.

Investeringen knyttet til klargjøring for uttak av gass på ilandføringsanlegget på Aukra forutsettes utført av lisensen på Nyhamna, i tråd med Stortingets forutsetninger i forbindelse med vedtaket om utbygging av Ormen Lange.

Investeringer i gassrørledningen vil utgjøre om lag 81 millioner kroner, hvorav 54 millioner kroner stammer fra sjørøret og 27 millioner kroner fra landrøret. Ved uttakspunktet i Fræna vil det være behov for nødavstengingsventil, trykkreduksjonsstasjon og pigg sende-/mottakersluse. Dette er beregnet til å koste om lag 10 millioner kroner.

Driftskostnadene omfatter lønnskostnader, faste driftskostnader og vedlikeholdskostnader både for industrikraftverket og gassrørledningen. Årlige driftskostnader er anslått til om lag 110 millioner kroner.

Dersom Industrikraft Møre AS får utslippstillatelse uten CO₂-fangst, vil det påløpe kostnader knyttet til CO₂-kvotekjøp. Gitt dagens kvotetildeling fra SFT på 95 % frikvoter, vil kvotekostnaden for CO₂ beløpe seg til om lag 10 millioner kroner (gitt langsiktig kvotepris €20 = 160 NOK).

Hvilke kvotekjøpskostnader som eventuelt vil påløpe ved CO₂-fangst er i dag uklart, da dette vil være gjenstand for forhandlinger mellom tiltakshaver og Staten jf. forhandlingene mellom Statoil ASA og Staten i forbindelse med Energiverk Mongstad.

Investeringer knyttet til et CO₂-fangstanlegg i 400 MW-klassen er av "The CO₂ Capture Project", der blant annet Statoil ASA, Norsk Hydro ASA, Norske Shell AS og BP Ltd. er deltakere, beregnet til om lag 1 milliard kroner. Aker Kværner har i sitt CO₂-fangst program "Just Catch" (der Industrikraft Møre AS er partner) som mål å halvere denne kostnaden til om lag 500 millioner kroner, beregnet med en nøyaktighet på +/- 40 %. Dette omfatter kun fangstanlegget. I tillegg kommer tomteforberedelser, samt utstyr til å tørke og komprimere CO₂en for transport. Et fangstanlegg i tilknytning til Industrikraft Møre AS sitt industrianlegg kan derfor tenkes å ligge på mellom 1,5-2 milliarder kroner.

Driftskostnadene knyttet til CO₂-fangst omfatter lønnskostnader, faste driftskostnader og vedlikeholdskostnader, samt kostnader knyttet til absorbenter og energi. Årlige driftskostnader er anslått til om lag 150-200 millioner kroner beregnet med en nøyaktighet på +/- 40 %.

Dersom Statoil ASA og Norsk Shell AS får etablert en verdikjede for CO₂ i tilknytning til Draugen er det teknisk sett ikke noe i veien for at CO₂ fra et eventuelt fangstanlegg ved Industrikraft Møre AS sitt industrikraftverk, vil kunne knyttes til denne verdikjede for CO₂ via rør eller skip. Kostnadene knyttet til dette er foreløpig ikke kjent.

Kostnader knyttet til fjerning av anleggene og restverdien er i beregningene over satt lik 0.

Tabell 5-9: Oppsummering investeringer og driftskostnader

	Investeringskostnader, millioner kroner	Driftskostnader, millioner kroner
Industrikraftverket, 450 MW	2 000	
NO_x-rensing utover 25 ppm	100	
Gassrør	91	
Industrikraftverk og gassrør		110
CO₂-kvotekostnader ved dagens regime (2005-2007)		10
CO₂-fangst iflg. "The CO₂ Capture Project"	1000	
CO₂-fangst - "Just Catch"-målsetning	500	
Totale CO₂-kostnader frem til transport	1500-2000	
CO₂ driftskostnader		150-200

5.8 Gassavtale

Industrikraft Møre AS har innledet samtaler med Ormen Lange lisensen om gassavtale i tilknytning til prosjektet. Det ligger til rette for at avtalen delvis vil kunne være en såkalt "tollingavtale" (leieprosesseringsavtale) etter samme mønster som avtalen mellom Troll lisensen og Energiverk Mongstad. En slik avtale innebærer at lisensen gir gassen til Industrikraft Møre AS i bytte mot kraft. Forhandlingsparametrene er omformingsavgiften ("tolling-fee"), samt tekniske aspekter som energiutbytte og oppetid.

Tollingvolumet vil reflektere energibehovet til Ormen Lange lisensen, som i utgangspunktet vil bli på i størrelsesorden 250 MW.

En av fordelene ved en gassavtale etter et slikt mønster er at man tar bort en betydelig del av usikkerheten rundt prissvingningene på kraft og gass, som begge er produkter med stor volatilitet. Markedsmessig er det ikke urimelig å anta at det over tid og på lang sikt vil være en sammenheng mellom prisene på gass i det europeiske gass- og kraftmarkedet. For gassprodusentene forholder det seg dessuten slik at det rent fysisk går med en bestemt mengde energi til å pumpe gassen fra feltene til markedet. Et alternativ til bruk av kraft kunne være å bruke gassen direkte i gassdrevne pumper. Gjennom en tollingavtale reflekteres de fysiske sammenhengene mellom gassproduksjon og energibehov for å få gassen frem til markedet mer direkte.

Den delen av anlegget som eventuelt skal drives som et reservekraftverk vil i utgangspunktet inngå en separat avtale med Ormen Lange lisensen eller lisensens eiere om kjøp av gass. Reservekraftverket vil i utgangspunktet kjøres i henhold til forutsetningene for svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS), som innebærer at kraftverket kun skal kjøres dersom det er mer en 50 % sannsynlighet for rasjonering.

Dersom det ikke blir aktuelt å etablere et reservekraftanlegg i tilknytning til Industrikraft Møre AS, vil det bli forsøkt etablert en tilleggsavtale gjennom en ordinær markedsavtale med mulige leverandører av gass, med tanke på å realisere et anlegg opp til 450 MW.

5.9 Skatter og avgifter

Industrikraft Møre AS vil måtte betale følgende skatter:

- Ordinær bedriftsbeskatning til staten med 28 %
- Eiendomsskatt til Fræna kommune

5.10 Innsatsfaktorer

5.10.1 Naturgass

I Hovedalternativet (kraftverkets størrelse inntil 450 MW) er selve kraftverkets naturgassforbruk beregnet til inntil 1,85 MSm³/dag, tilsvarende inntil 635 MSm³/år, forutsatt naturgass med nedre brennverdi (LOV) på 36 MJ/Sm³. En eksternt fyrt dampsentral for generering av damp til tilhørende CO₂-fangstanlegg vil i tillegg ha et naturgassforbruk på ca. 100 MSm³/år. Ved Trinnvis utbygging (kraftverkets størrelse inntil 250 MW) er selve kraftverkets naturgassforbruk beregnet til inntil 1,18 MSm³/dag, tilsvarende inntil 410 MSm³/år. Eksternt fyrt dampsentral i tilhørende CO₂-fangstanlegg vil i tillegg ha et naturgassforbruk på ca. 65 MSm³/år.

5.10.2 Kjølevann

Hovedalternativets kjølevannsbehov vil være ca. 30 000 m³/time. Ved Trinnvis utbygging vil kjølevannsbehovet være ca. 20 000 m³/time. Det vil bli benyttet sjøvann hentet fra nytt inntak fra Frænfjorden.

5.10.3 Ferskvann

Kraftverk og dampsentral trenger ferskvann til dampproduksjon. Dampkretsene er lukkede kretser, så ferskvannsbehovet begrenser seg til tilsats av matevann. Ferskvannet behandles i eget demineraliseringsanlegg.

I Hovedalternativet vil ferskvannsbehovet være anslagsvis 15 m³/time, ved Trinnvis utbygging vil behovet være ca. 10 m³/time.

5.10.4 Damp

CO₂-fangstanlegget vil ha behov for ca. 1,5 tonn lavtrykksdamp per tonn innfanget CO₂. Dette vil utgjøre ca. 1,5 millioner tonn lavtrykksdamp på årsbasis i Hovedalternativet, alternativt ca. 1 millioner tonn damp ved Trinnvis utbygging.

5.10.5 Elektrisk kraft

Vifter, motorer og pumper internt i kraftverket vil ha et internt kraftforbruk på rundt tre prosent av produsert kraftmengde. CO₂-fangstanlegget vil ha et kraftbehov på rundt 20 MW til røykgassvifte og CO₂-kompressorer i Hovedalternativet, og rundt 15 MW ved Trinnvis utbygging.

5.10.6 Ammoniakk

Kraftverkets katalytiske de-Nox anlegg vil ha behov for ammoniakk. Forventet forbruk er i Hovedalternativet ca. 300 tonn pr. år, alternativt ca. 200 tonn pr. år ved Trinnvis utbygging.

5.11 Produkter

5.11.1 Elektrisk kraft

I Hovedalternativet vil maksimal produksjon av elektrisk kraft være 450 MW dersom største løsning blir valgt, med eksternt fyrt dampsentral. Til fratrekk fra dette kommer ca. 3 % i internt kraftforbruk i kraftverket, samt ca. 20 MW i elektrisk kraftforbruk i CO₂-fangsanlegg. Dersom den leverandøren blir valgt som leverer kraftverk med mulighet for ekstraksjon av lavtrykksdamp fra dampturbinen, vil slik ekstraksjon medføre en reduksjon i kraftproduksjonen på ytterligere ca. 25 MW. Dette medfører at netto kraftproduksjon i Hovedalternativet vil ligge i intervallet 392 – 417 MW. Med en forventet brukstid på 8 300 timer per år gir dette en årlig kraftproduksjon i intervallet 3 250 – 3 460 TWh.

Ved Trinnvis utbygging vil netto kraftproduksjon ligge i intervallet 220 – 235 MW, avhengig av leverandørvalg og valgt løsning for produksjon av damp til CO₂-fangstanlegget, tilsvarende en årlig kraftproduksjon i området 1,8 – 2,0 TWh.

5.11.2 CO₂

Det forutsettes her en CO₂ oppsamlingsgrad på minimum 83 %. I Hovedalternativet vil da maksimalt 1,2 millioner tonn ren CO₂ produseres per år, herav ca. 0,2 millioner tonn fra CO₂-fangstanleggets eksternt fyrte dampsentral. Velges alternativet med ekstraksjon av lavtrykksdamp fra dampturbin istedenfor eksternt fyrte dampsentral vil ca. 1 million tonn ren CO₂ produseres per år. Ved Trinnvis utbygging vil maksimalt 0,8 million tonn ren CO₂ produseres, herav ca. 0,1 million tonn fra CO₂-fangstanleggets eksternt fyrte dampsentral. Velges alternativet med ekstraksjon av lavtrykksdamp fra dampturbin istedenfor eksternt fyrte dampsentral vil maksimalt 0,7 million tonn ren CO₂ produseres per år.

5.11.3 Temperert kjølevann

Kjølevannet vil gjennom prosessen få en temperaturstigning på rundt syv grader. Med forventede innløpstemperaturer hovedsaklig mellom seks og ni grader gir dette forventede utløpstemperaturer mellom 13 og 16 grader Celsius.

5.12 Utslipp

5.12.1 Avgasser

Tabell 5-9 viser forventede utslipp i form av konsentrasjon og årlige utslippsmengder for nitrogenoksider, ammoniakk, monoetanolamin og svoveldoksid for et gasskraftverk i 400 MW-klassen.

Tabell 5-10: Utslipp (kilde: Aker Kværner ASA)

Parameter	Enhet	Kvantum	
		Uten CO ₂ -fangst	Med CO ₂ -fangst
Utslipp NO _x	t/år	67	67
	ppmv	2 ¹⁶	2 ¹⁶
Utslipp NH ₃	t/år	62	62
	ppmv	5	5
Utslipp MEA	t/år	0	133
	ppmv	0	3
Utslipp SO ₂	t/år	4,7	4,7
	ppmv	0,1	0,1

Utslipp av flyktige organiske komponenter (VOC – i hovedsak metan) kan anslås til 20 mg per kWh produsert. Dette gir et VOC utslipp på anslagsvis 70 tonn pr. år i Hovedalternativet.

5.12.2 Prosessavløpsvann

¹⁶ Det forventes garantier fra leverandør for NO_x utslipp på under fem ppm. Driftsmessige verdier forventes på et nivå ned mot to ppm.

Det er ingen vannproduserende prosesser knyttet til produksjonen av el-kraft i kraftverket. Avløpsvann vil likevel oppstå på to måter:

- Dreneringsvann fra områder med fast dekke
- Nedblåsningsvann fra damp-kondensat systemet – dvs. vann som oppstår fordi en viss vannmengde erstattes med rent vann for å unngå akkumulering av mineraler.

Ingen av disse vannstrømmene er i utgangspunktet olje/hydrokarbon forurensset. Det vil etableres egne oppsamlingssystemer for søl/spill der dette kan inntreffe (smøreolje fra tyngre roterende utstyr eller liknende). Normalt vil overflatevann fra kraftverksområdet (drenering av regnvann) være rent nok til å ledes direkte til sjø. For det tilfelle at dreneringsvann ikke er rent nok for direkte utslipp til sjø (> 5 ppm olje) vil kraftverket få egne systemer for oppsamling av alt forurensset avløpsvann. Monitorering og overvåking av oppsamlingskummer/summer sikrer at dette skjer når nødvendig. Oljeholdig avløpsvann vil i slike tilfeller passere en oljeutskiller, og deretter ledes til sjø sammen med kjølevann. Nedblåsningsvann fra kraftverket vil utgjøre ca $15 \text{ m}^3/\text{time}$ i Hovedalternativet, og ca. 10 m^3 per time ved Trinnvis utbygging. Nedblåsningsvannet vil inneholde mindre mengder kjemikalier.

Ved rengjøring av utstyr og trykktanker i forbindelse med revisjonsstans samles alt forurensset vann i egne tanker, og transporteres deretter til godkjent renseanlegg.

5.12.3 Sanitærløpsvann

Sanitærløpsvannet planlegges tilkobles kommunalt nett, og planlegges dimensjonert for 20 personekvivalenter.

5.12.4 Temperert kjølevann

Inntil $30\,000 \text{ m}^3$ temperert kjølevann pr time vil bli sluppet ut til sjø gjennom et nytt utslippsarrangement. Utslippspunktet vil bli på ca. 20 meters dyp, som nærmere beskrevet i Kapittel 10. Kjølevannet forventes normalt å ha en temperatur på $13 - 16$ grader Celsius.

5.13 Støy

I forbindelse med anleggsarbeidene vil det bli støy fra anleggsmaskiner, lastebiler og sprengningsarbeider. De viktigste støykildene i driftsfasen vil være luftinntak, eksosutløp, dampturbin og gassturbiner.

5.14 Avfall

I anleggsfasen vil de viktigste typene avfall være:

- Rester av bygningsmaterialer
- Emballasje
- Mulig oljesøl fra lager- og riggområder

I driftsfasen vil de viktigste typene avfall være:

- Degraderingsprodukter fra amin-rensprosessen

- Spesialavfall fra vedlikeholdsprosesser
- Papir og kontoravfall, emballasje
- Olje fra oljeutskillere

Alt avfall vil bli tatt hånd om og håndtert på forskriftsmessig måte. Det finnes gode muligheter for mottak av avfall i regionen. Degraderingsprodukter fra aminrenseprosessen forventes i et betydelig omfang. Dagens kommersielt tilgjengelige prosesser angir fra 0,5 til 1,6 kilo avfall per tonn innfanget CO₂, så dette avfallsvolumet vil kunne komme opp i hele 1600 tonn avfall (tørr basis) per år. Disse degraderingsproduktene er kategorisert som spesialavfall.

5.15 Virkningsgrad

Anleggets virkningsgrad vil kunne beregnes på forskjellige måter, avhengig av om man velger å betrakte CO₂-fangstanlegget som en integrert del av kraftverket eller som et frittstående prosessanlegg som kraftverket leverer damp og elektrisk kraft til, og avhengig av om CO₂-fangstanleggets dampbehov blir forsynt ved hjelp av ekstern gassfyrtdampsentral eller om lavtrykkdamp ekstraheres fra kraftverkets dampturbin.

5.15.1 Kraftverket som selvstendig enhet, med ekstern gassfyrtdampsentral for CO₂-fangstanlegg

I Hovedalternativet vil kraftverket få en virkningsgrad på 58 – 59 %, eksklusiv internt kraftforbruk til pumper, vifter, etc. (foreksempel til pumping av kjølevann). Internt kraftforbruk i anlegget anslås til tre prosent av generert kraftmengde, og dette vil gi et fradrag på rundt to prosentpoeng i virkningsgrad. Ved Trinnvis utbygging vil tilsvarende virkningsgrad være 51 – 53 %, eksklusiv internt forbruk i kraftverket.

5.15.2 Kraftverket som selvstendig enhet, med ekstraksjon av lavtrykkdamp

I Hovedalternativet vil her 100 MW mettet damp ekstraheres fra anlegget ved et trykk på 3 – 4 bar. Reduksjonen i kraftproduksjon dette medfører, vil være rundt 25 MW. Prosentvis reduserer dette den elektriske virkningsgraden fra 58 – 59 % til rundt 55 %, eksklusiv internt kraftforbruk i selve kraftverket. Anleggets energituttelse vil imidlertid øke med rundt 75 MW i forhold til kraftproduksjon uten ekstraksjon av lavtrykkdamp. Prosentvis representerer dette en økning i energituttelsesgraden fra 58 – 59 % til rundt 68 %, eksklusiv internt kraftforbruk i selve kraftverket.

5.15.3 Integrert betraktning

I Hovedalternativet vil elektrisk virkningsgrad reduseres med om lag 15 %, som tilsvarer en reduksjon fra 58 – 59 % til 49 – 50 %. Ved Trinnvis utbygging vil man få tilnærmet samme prosentuelle reduksjon, fra 51 – 53 % til 44 – 46 %. Det kan imidlertid stilles spørsmål ved om den integrerte betraktningen av en energiprodukerende og en energikrevende prosess her er en relevant betraktningssåte. Konsekvensen ville i så fall være at integrasjon mellom et kraftverk og en ønsket industriprosess ville fremstå som noe negativt, rent virkningsgradsmessig.

6 Utbyggingsplaner – integrasjon med øvrig industri

6.1 Hustadmarmor AS

6.1.1 Varmesynergier knyttet til integrering med industrikraftverket

Hustadmarmor AS sin årlige produksjon er ca 3 millioner tonn kalsiumkarbonat, som brukes i papirindustrien. Råstoffet for prosessen er marmor, som knuses, males og mikroniseres i en lang rekke produksjonstrinn. Produksjonsprosessen inkluderer blant annet oppredning og utskilling av urenheter i råstoffet i vannbad og flotasjonsprosesser. Sluttproduktene kan ha en overflate på mer enn 15 m² per gram produkt. Varmeforbruket tilknyttet produksjonen er ca 200 MW i form av lavtemperatur varme. Denne varmen fremskaffes i dag ved utstrakt bruk av varmepumper.

Det alt vesentlige av Hustadmarmor AS sin produksjon transporteres i form av slurry med et vanninnhold på ca. 25 % på vektbasis. Egenvekten på produktene som skipes ut er ca 2. En transportmessig konsekvens av dette er at tankbåtene som transporterer produktene er fulle på vekt når de er halvfulle på volum. Det gjør at logistikk er et interessant tema for bedriften, jf avsnittet om logistikk under.

Både markedsmulighetene og hensynet til logistikk har medført at økt leveranse av tørre produkter derfor vurderes som et interessant alternativ for Hustadmarmor AS fremover.

Energibehovet til tørking er 0,7 kWh per kilo vann, som gir et maksimalt potensial ved dagens produksjon på ca 500 GWh. Behovet for energi til leveranse av tørre produkter vil utvikles gradvis over tid og spesielt øke ved planlagt utvidelse av totalproduksjonen. Innenfor det tidsperspektivet vi snakker om i forbindelse med Industrikraft Møre AS, er det beste anslaget at varmebehovet til dagens formål og fremtidig tørking vil ligge innenfor en økt totalramme på 50 - 100 MW, dvs. inntil 50 % økning av dagens varmebehov.

Det planlagte industrikraftverket vil produsere store mengder varme. Noe av denne varmen kan brukes til å dekke deler av Hustadmarmor AS sitt varmebehov gjennom en hel eller delvis integrasjon med det planlagte kraftverket. Ved behov for varme med høyere temperaturer, vil det trolig være mer lønnsomt å bruke gass direkte.

6.1.2 CO₂ til PCC – synergier knyttet til integrering med industrikraftverk

Innenfor OMYA-konsernet produseres det kalsiumkarbonat i ulike kvaliteter og etter ulike metoder. Hustadmarmor AS sin produksjonsprosess baserer seg på knusing, maling og mikronisering. En alternativ metode, som gir kalsiumkarbonat med andre fysiske egenskaper, betegnes som PCC (Precipitated Calcium Carbonate). Med andre fysiske egenskaper gir PCC papirprodusentene andre frihetsgrader i sin produksjon. PCC-produksjon foregår i dag ved andre fabrikker i konsernet, mens produksjonsutvidelser kan tenkes lagt til Hustadmarmor AS.

PCC tar utgangspunkt i brent kalk, kalsiumoksyd (CaO). Fremstilling av kalsiumoksyd frigjør CO₂, som tilbakeføres til produktet for å få PCC. Det planlagte industrikraftverket kan være kilde for den CO₂ man tilbakefører til produktet. Kalsiumoksyd vil bli kjøpt i markedet, og vil således ikke gi lokale CO₂-utslipp. I volum snakker en om anlegg i moduler som hver vil kreve 100 000 tonn CO₂.

Skulle man velge å brenne kalken lokalt, vil man med stor sannsynlighet velge en prosess hvor den frigjorte CO₂ i prosessen dekker CO₂-behovet. Hustadmarmor AS har tatt høyde for dette alternativet og har fått tildelt utslippskvote for 160 000 tonn CO₂ per år i tildelingsperioden som går til 31.12.2007. Uklarhet om valgalternativene, herunder muligheten for CO₂ fra et industrikraftverk, har medført at en mulig PCC-fabrikk foreløpig ikke er sluttbehandlet som prosjekt i OMYA-konsernet. Utslippskvoten vil derfor ikke kunne benyttes i den foreliggende tildelingsperioden.

For at denne type synergier skal kunne utnyttes, er det påkrevd med stabil tilgang på CO₂. Kan slik stabil tilgang garanteres fra eksterne kilder, vil PCC-prosjektet kunne vurderes før kraftverket er ferdigstilt og eventuelt etablert som en sikker og stabil CO₂-kilde. Dersom CO₂-leveranse ikke kan sikres på forhånd, vil prosjektbeslutningen måtte utstå til kraftverket kan oppfylle leveringskravene.

Når det gjelder PCC i miljømessig perspektiv, vises det til omtalen i avsnitt 5.4.

6.1.3 Logistikk

For næringsutvikling spiller logistikk normalt en stor rolle. Elnesvågen er en av Norges største havner med hensyn til tonnasje. Hustadmarmor AS har mer enn ett skipsanløp per dag i gjennomsnitt og betjener de fleste områder i nordlige del av Kontinentet og Nord-Europa. Samlast og samseiling med andre produkter finner sted i stor grad, men det finnes ledig kapasitet. Skipene går i stor grad i ballast til Elnesvågen. En vesentlig del av metanolproduksjonen på Tjeldbergodden transporteres med de samme skipene. Gassproduksjonen på Nyhamna vil få flere millioner tonn kondensat som et biprodukt, som også er velegnet for transport med disse skipene.

Tilgang på skip og adekvate kaianlegg gir konkurransefortrinn for annen eller utvidet produksjon i området. Det arbeides intenst med utvikling av nye skipstyper, som kan frakte ulike typer last, eksempelvis kombinasjon av stykkgoods og flytende og fast bulkgoods. I tillegg satses det på større skip, som utvider markedet til også å omfatte Nord-Amerika.

Kalsiumkarbonat er et aktuelt jordforbedringsmiddel. Restmateriale fra Hustadmarmor AS sin produksjon brukes i en viss utstrekning lokalt, men transportkostnadene har begrenset den geografiske utbredelsen. Det vil kunne være en aktuell problemstilling å øke markedets utbredelse ved samordnende logistikkopplegg og ved å tilføre produktet tilleggsegenskaper.

Industrikraft Møre AS ser på de gode transportmulighetene inn til og ut fra området som en viktig parameter når langsiktige, industrielle synergier skal utvikles.

6.2 TINE Midt-Norge Elnesvågen

6.2.1 Varmesynergier knyttet til integrering med industrikraftverket

TINE Midt-Norge Elnesvågen er lokalisert like ved Hustadmarmor AS med et betydelig anlegg for produksjon av ost. Anlegget produserer størstedelen av rund Jarlsberg i Norge. En viktig lokaliseringsfaktor er den store, lokale melkeproduksjonen. TINE Midt-Norge Elnesvågen har i dag et kraftbehov på 7-8 GWh og et varmebehov på ca 11 GWh. TINE Midt-Norge Elnesvågen vil derfor kunne tenkes å være en kunde for spillvarme og rørgass. TINE Midt-Norge Elnesvågen har investert i et reservekraftanlegg, som vil kunne bygges ut til et kraftvarmeanlegg.

TINE Midt-Norge Elnesvågen har allerede tatt i bruk naturgass i stedet for olje i sin produksjon og har planer for flere bruksområder for naturgass. Naturgassen blir nå levert i form av LNG som oppbevares i en vertikal tank på TINE Midt-Norge Elnesvågen sitt område. Fra denne tanken blir LNG fordampet til gassform og distribuert til fabrikklokalene ved TINE Midt-Norge Elnesvågen i et lavtrykksrør. Det er også lagt lavtrykksrør fra denne tanken gjennom Elnesvågen sentrum. Fra denne ledningen er det planlagt å starte leveranser til kommunale og fylkeskommunale bygninger i løpet av høsten 2006. Med en høytrykks gassledning til et industrikraftverk ved Hustadmarmor AS vil det lokale lavtrykksnettet i Elnesvågen, samt TINE Midt-Norge Elnesvågen, bli tilknyttet rørgassen. Lavtrykksledningen kan senere videreføres til Molde. Avstanden fra industrikraftverket til TINE Midt-Norge Elnesvågen vil være 1-2 kilometer.

6.3 Naturgass Møre AS

6.3.1 Gasstilgang - synergier knyttet til integrering med industrikraftverket

En høytrykks gassrørledning til et industrikraftverk ved Hustadmarmor AS vil muliggjøre etablering av et LNG produksjonsanlegg i Fræna. Naturgass Møre AS planlegger et slikt anlegg, og anser området ved Hustadmarmor AS som aktuell lokasjon dersom høytrykks-gass blir gjort tilgjengelig her. Området egner seg for LNG-produksjon også pga. logistikkmessige forhold, distribusjon av drivstoff til båter som anløper Hustadmarmor AS, samt muligheten for gjenbruk av returgass fra produksjonsanlegget i industrikraftverket eller nærliggende industri. En LNG-fabrikk vil ha overskuddsgass, som kan anvendes for kraft- eller varmeformål.

En høytrykksledning fra Nyhamna til Fræna vil også gi mulighet for å legge et rørnett fra landfallet til industriområdet på Harøysund. Dette rørnettet kan enten legges fra en ventilstasjon på Tornes, eller fra trykkreduksjonsstasjon ved industrikraftverket. Energi- og kostnadsanalyser vil bli lagt til grunn for endelig valg av systemdesign.

Naturgass Møre AS har i sine strategiske planer inkludert lokal forsyning av rørgass i Fræna og Molde, med mulighet for å inkludere andre kommuner. I Elnesvågen er det i noen grad lagt til rette for lokal gassforsyning. Realisering av industrikraftverket, som vil utløse rør fra Nyhamna, betraktes av Naturgass Møre AS som en forutsetning for å realisere ytterligere rørgassforsyning i området.

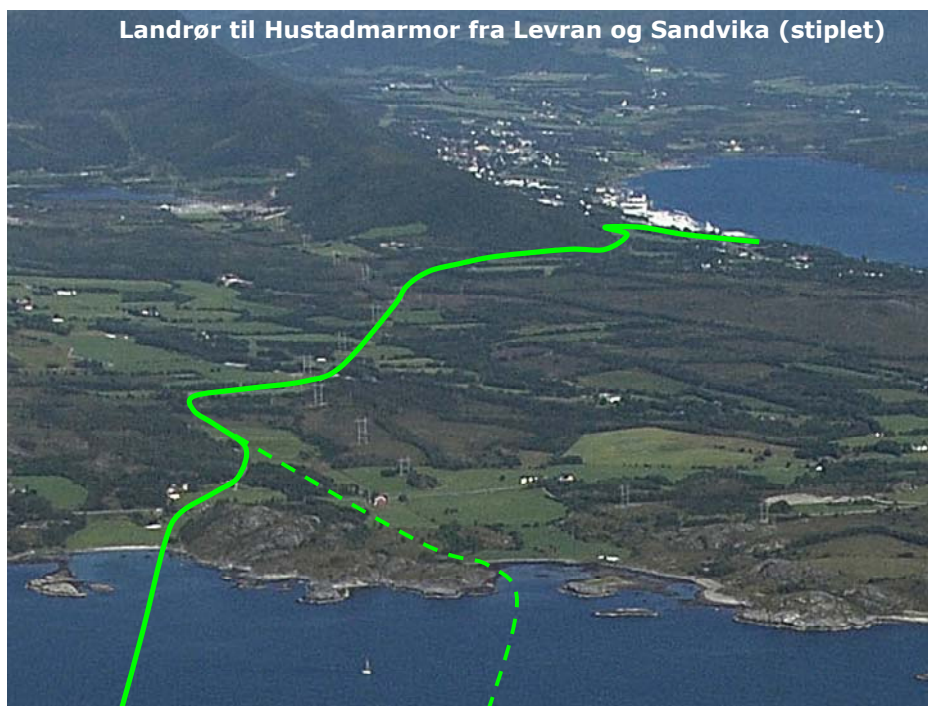
6.3.2 Varme - synergier knyttet til integrering med industrikraftverket

Ved utløpet av høytrykksrøret ved industrikraftverket vil det være nødvendig å varme gassen før bruk. Dette gjelder spesielt ved trykkreduksjon for innmating i lavtrykksledningen, men vil sannsynligvis også være nødvendig for innmating i industrikraftverket (avhengig av utløpstemperaturen på gassen i høytrykksrøret). Slik varme kan tas fra spillvarme fra industrikraftverket, i stedet for alternativt å måtte brenne gass for temperaturregulering. En vil også vurdere nærmere synergier mellom industrikraftverket og det planlagte LNG produksjonsanlegget til Naturgass Møre AS.

7 Utbyggingsplaner - Gassrørledning og tilgang på gass

Det må etableres en høytrykks gassledning fra Nyhamna til Elnesvågen for forsyning til industrikraftverket ved Hustadmarmor AS. Det er kartlagt flere mulige traséer for denne rørledningen. Det ble tidlig klart at de to mest aktuelle traséene var:

- en kort sjøledning fra Nyhamna, over fjorden og til Tornes-området i Fræna. Deretter landleddning videre til Håset/Hustadmarmor AS
- en lang sjøledning i fjorden fra Nyhamna og helt fram til Håset/Hustadmarmor AS



Figur 7-1: Trasé for høytrykks-gassledning fra Levran og Sandvika (stiplet) til Hustadmarmor AS i Fræna.

Kystverket ga i møte med Naturgass Møre AS 6. juli 2006 uttrykk for at de anbefaler den gassrørtraséene som gir kortest mulig fjordkryssing. Begrunnelsen for dette var blant annet at en lang sjøledning inn til Håset ville medføre kryssing av eksisterende og planlagte rør og kabler i fjorden. I tillegg går denne traséen nær etablerte oppankringsområder. Kystverket vil komme til å motsette seg dette, og anbefalte derfor at de korteste fjordkryssingsalternativene blir valgt. De korte sjørørtraséene mot Levran og Sandvika medfører ikke kryssing av etablert eller planlagt infrastruktur i fjorden.

På bakgrunn av dette ble det konkludert med at den foretrukne løsningen vil være en kort sjøledning til Fræna og landleddning videre til Hustadmarmor AS. Det er identifisert to mulige landfallsalternativer på Frænasiden, ved

henholdsvis Levran og Sandvika, som vist i Figur 7-1. Startpunktet for begge er det samme, det vil si gjennom føringsrøret som allerede er installert på Nyhamna.

Fra landfallet i Fræna fortsetter et høytrykksrør over land for leveranser av naturgass til industrikraftverket ved Hustadmarmor AS og andre brukere i nærheten. T-kobling/ventilstasjon muliggjør senere tilknytning av et gassrør til industriområdet Harøysund Næringspark i Vestavika.

7.1 Tilknytning til gassterminalen for Ormen Lange

Gassen i rørledningen til Fræna er planlagt å skulle tas fra eksportgassen på Nyhamna. Nødvendige installasjoner i den forbindelse på Nyhamna er fiskal målestasjon, trykkreguleringsventil, nødavstengingsventil, samt piggluse. Disse installasjonene forutsettes utført av lisensen på Nyhamna, i tråd med Stortingsvedtaket om utbygging av Ormen Lange. Ved uttakspunktet i Fræna er det behov for tilsvarende nødavstengingsventil, trykkreduksjonsstasjon og piggl sende-/mottakersluse. Det forutsettes tilgang på retur-/fakkelssystem.

Rørsystemet starter ved tilknytning til et forberedt tilknytningspunkt med tilhørende ventiler på Nyhamna. Fra Nyhamna går røret (10 ¾") ut gjennom et allerede installert 500 meter langt foringsrør og kommer ut av dette på ca. 25 meter vanddyp. Herfra følger røret langs de mindre Langeled rør og kabler til det når et dyp på ca. 200 meter hvorefter det dreier av sørover i Harøyfjorden og når sin største dybde på ca. 220 meter før det dreier østover og stiger mot landfall sør i Strandhaugbukta ved Levran.

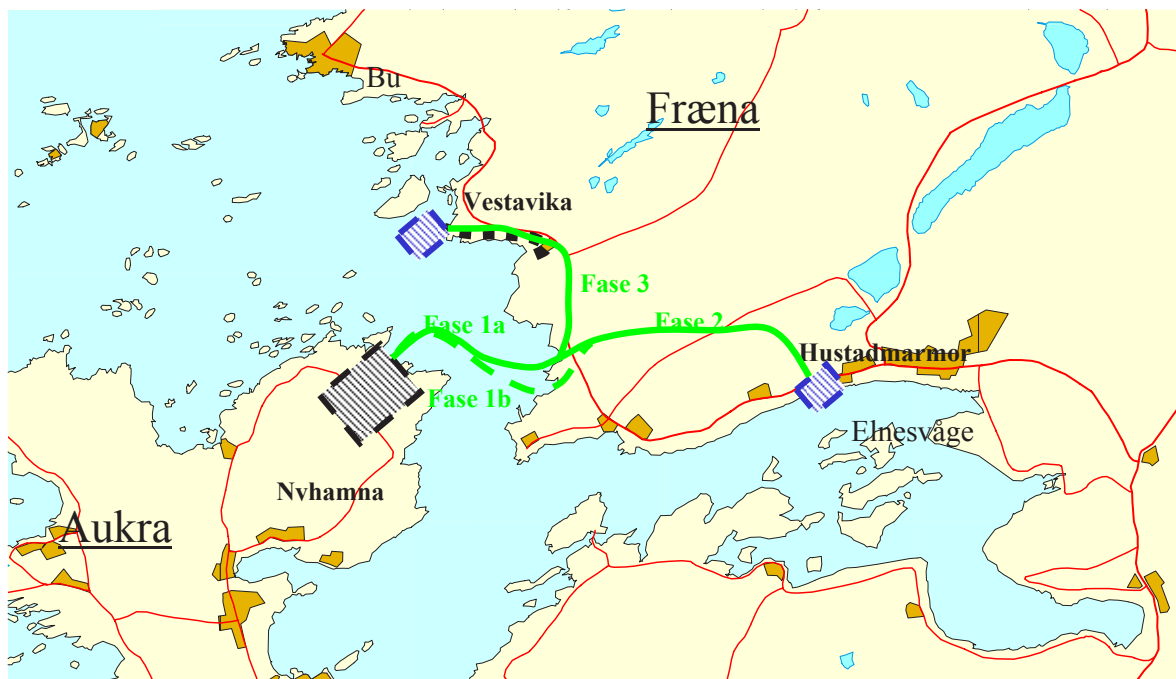
Importledningene fra feltet består av 2 stykk 30" stålrør. Sør for denne ligger 42" eksportrøret Langeled som er verdens lengste gasseksportledning i sjø. Disse kommer inn og går ut der det på bildet under er merket "Rørledningsstrase" i Figur 7-2. Rørene går gjennom en 500 meter tunnel/trekkerør.



Figur 7-2: Oversikt over Nyhamna. Rørtrasé for inntrekkingsrør er vist i midten av bildet (kilde: Norsk Hydro ASA)

7.2 Rørtraséer

Valg av gassrørtraséer er gjort blant annet med bakgrunn i innspill fra Kystverket om kortest mulig sjøledning, muligheter for gassforsyning til Vestavika (i henhold til krav i utredningsprogram), og gassforsyning til industrikraftverket og annen industri ved Håset i Elnesvågen. Det blir tilrettelagt for senere tilknytning av gassledninger både til industriområdet i Vestavika, framtidig LNG-fabrikk i området, samt tilknytning til industrikraftverket ved Håset med videre framtidig gassledning til Molde. Figur 7-3 viser en oversikt over hele rørledningssystemet.



Figur 7-3: Oversikt over det planlagte gassrørledningssystemet.

Utbyggingen av høytrykksledningen er delt i tre faser:

Fase 1:

Sjøledning fra Nyhamna til Levran (Fase 1a) eller Sandvika (Fase 1b).

Fase 2:

Høytrykks landleddning fra Levran/Sandvika til Håset/Hustadmarmor-området, med trykkregulerings- og målestasjon, og temperaturreguleringsfasiliteter.

Fase 3:

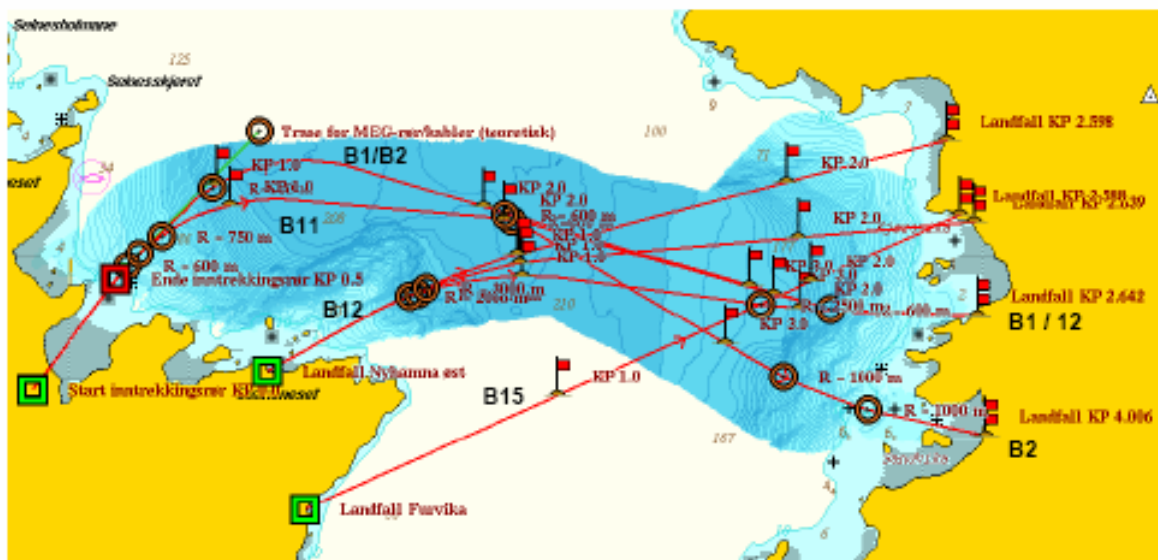
Lav- eller høytrykks gassrør fra Levran / Sandvika til Vestavika.

De ulike rørledningsfasene kan etableres uavhengig av hverandre og kan bli utbygd på forskjellig tidspunkt. Gjennomføringen av Fase 1, sjøledning fra Nyhamna til Levran/Sandvika, er imidlertid avhengig av forhold ved Nyhamna, som nevnt i Kapittel 7.1.

I det følgende gis en beskrivelse av de forskjellige rørtraséene.

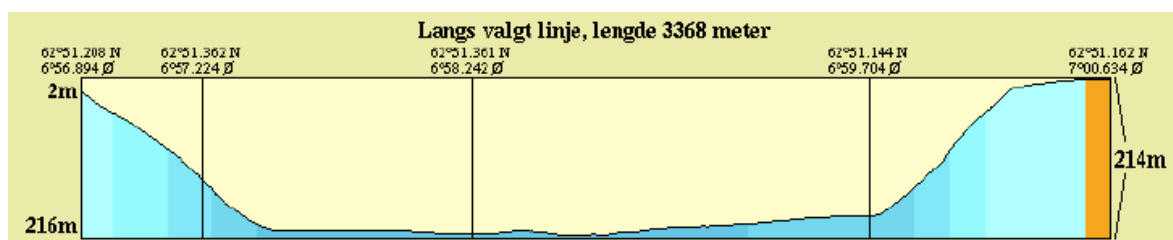
7.2.1 Fase 1a: Sjøtrasé Nyhamna - Levran

Sjøbunnskartlegging for traséene fra Nyhamna til Levran og Sandvika ble utført av Sjøservice september 2006 (kilde: Sjøservice, 2006). Figur 7-4 viser resultater fra sjøbunnskartleggingen mellom Nyhamna og Levran / Sandvika. Aktuelle traséer for fjordkryssingen er vist i figuren, hvor landfallet merket B1/12 er Levran og landfallet B2 er Sandvika. Sjørørets lengde er ca. 4 kilometer for begge alternativene.



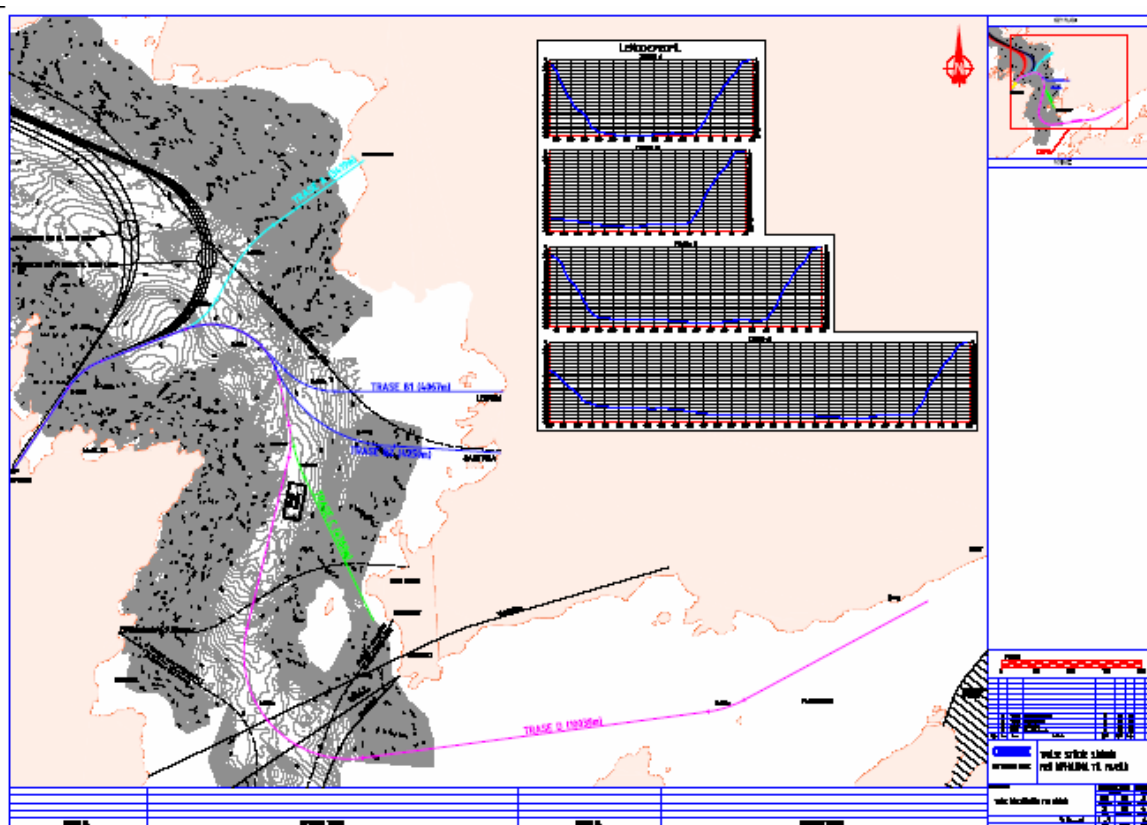
Figur 7-4: Resultat fra sjøbunnskartlegging september 2006 (Sjøservice, 2006). Mulige gassrørtraséer er inntegnet (Lysenør, 2006). Landfallet merket B1/12 er Levran og landfallet B2 er Sandvika.

Et forslag til trasé fra Nyhamna til Levran er vist i Figur 7-5. Traseen begynner på 25 meter dyp ved KP0.5, ved utløpet av trekkerøret, og følger tett inntil gassrørene fra feltet ned mot ca 70-80 meter dyp, hvorefter man følger en naturlig renne ned mot flat fjordbunn på 200 meter. Det er ikke observert for bart berg i dette området. Deretter følger man fjorden østover på ca. 210 meters dyp, før man fra 190 meter dyp følger en naturlig renne opp mot Levran.



Figur 7-5: Foreslått trasé fra Nyhamna til Levran (Sjøservice, 2006)

Landfallet fra Nyhamna er i prinsippet en trasé som følger Ormen Lange MEG og Umbilicals. MEG-A, MEG-B og UMB-A er nå installert. Figur 7-6 viser Ormen Lange MEG og Umbilicals slik de er installert. UMB-B installeres våren 2007. Det er ikke mye plass fra Ormen-rørene i landfallet og inn mot steinfremspring omlag 900 m fra enden på foringsrør (casing), dvs. 1,4 kilometer fra overgang sjørør/landrør. Dette vurderes likevel som den beste traséen. På grunn av traseendringene for smårør og kabler for Ormen Lange må traseen for gassrøret til Fræna sannsynligvis justeres i skråningen opp til Nyhamna og et stykke ut i fjorden, se Figur 7-7. Sannsynligvis vil denne traséen kreve små, om noe, mengder med steindumping for å beskytte eksisterende rør når gassrøret til Fræna legges. Stabilitet av steinfyllinger er imidlertid kritisk i dette området. Sjøbunnen i selve fjorden er flat og har en vanddybde på ca. 220 meter. Totallengden på sjørøret er beregnet til 4 kilometer.



Figur 7-6: Figuren viser Ormen Lange MEG og Umbilicals slik de er installert, og forslag til rørtrasé til Levran og Sandvika. UMB-B installeres våren 2007.

Bilde fra landfallsområdet ved Levran i Fræna er vist i Figur 7-7. Levran er en godt skjermet bukt i landbruksområde vest i Fræna kommune. Herfra er det utsikt rett over mot Nyhamna. Bukten er langgrunn. På grunn av teiner ble det ved sjøbunnskartleggingen ikke foretatt målinger lenger opp enn til ca. 3 meter dybde, vel 100 meter fra landtak.



Figur 7-7: Levran 15.09.06. Nyhamna skimtes til venstre i bildet. (Sjøservice, 2006).

Ved Levran er det to aktuelle ilandføringssteder, enten i sørlige ende av stranden, eller rett inn bukten og midt på stranden. Dette avhenger blant annet av hva som blir valgt som krysningspunkt over riksvegen. Nødvendig ventilstasjon, trykkregulerings- og målestasjon, vil bli lokalisert i et inngjerdet område.

7.2.2 Fase 1b: Sjøtrasé Nyhamna - Sandvika

Sandvika ligger litt lenger sør enn Levran og er også vestvendt og godt skjermet. På det smaleste i innløpet til bukten er det grunt og de innerste 300 meter er derfor ikke målt. Som navnet tilsier forstår man at bunnen stort sett består av sand og indre del av bukten anses meget godt egnet for legging av et rør. Sjøbunnskartleggingen september 2006 viser imidlertid at det ute i bukten, på ca. 100 meter dyp, er en 10 meter bratt fjellvegg. Det er derfor foreslått en mer sydlig trasé som vil komme opp over skjær ytterst i Sandvika og deretter gå 500 meter på grunt vann før den forlater sjø.

Ved Sandvika er det forholdsvis langgrunt. Det er anslagsvis 500 meter ut til 10 meter vanddyb. Et aktuelt landfallsområde er i bukten helt til venstre i bildet i Figur 7-8. Det synes å være flere muligheter i Sandvika for valg av landfallssteder. For traseen rett på land i SØ retning er det berglendt, noe som gjør det gunstig å bygge et vinsjfundament (fundamentert på fjell), men det må bygges ny vei helt fram til dette punktet. Det synes som om det eksisterer to adkomstveier inn i området hhv på hver side av det dyrkede arealet. Opprusting av veier er trolig påkrevet. En mer avbøyet trase inn mot et dyrket område innerst i bukta har noe enklere forhold på land. Innerst i bukta er det slett terreng med oppdyrkede marine sedimenter. Trolig er det grunnlendt terreng. Grøftetrase videre kan følge randsonen av det oppdyrkede arealet.



Figur 7-8: Sandvika, 15.09.06. Nyhamna skimtes til høyre i bildet (Sjøservice, 2006).

Lengde på dette trasé-alternativet er ca. 4 kilometer, og maksimal vanndybde er ca. 220 meter. Det er ingen eksisterende eller kjente rør/kabler som må krysses.

7.2.3 Fase 2: Landrør til Håset/Hustadmarmor-området

Det vil bli foretatt et valg av landfall etter ytterligere studier av sjøbunn og registreringer av området landfallene berører. Så langt framstår Levran som det mest aktuelle landfallsalternativet. Figur 7-9 viser aktuell landtrasé fra Levran til Hustadmarmor i Elnesvågen. Fra Levran går landrørtraséen sørøstover, krysser riksvei 664 og følger jordbruksveien østover opp Sandvikdalen. Videre nord av Langhaugan og østover til den først krysser fylkesvei 231 ved Bergtun og så Torneselven før den går opp over Grisholmyra til trasèens høyeste punkt, ca 40 meter over havet. Deretter langs Klempertåsen til Håset hvor den dreier nitti grader og igjen krysser riksvei 664 og når endepunktet ved Eidem og Hustadmarmor. Lengden på landrøret er ca. 5 kilometer, uansett landfall ved Levran eller Sandvika.

Fra dette gassrøret planlegges det en avgrening mot industriområdet i Vestavika, slik vist i oversiktskartet i Figur 7-10.



Figur 7-9: Skisse av aktuell landtrasé fra Levran til Elnesvågen. Kartet viser rørledning og sikkerhetssone for et høetrykks landrør. (Utarbeidet av Lysenor på oppdrag fra Naturgass Møre AS 2006).



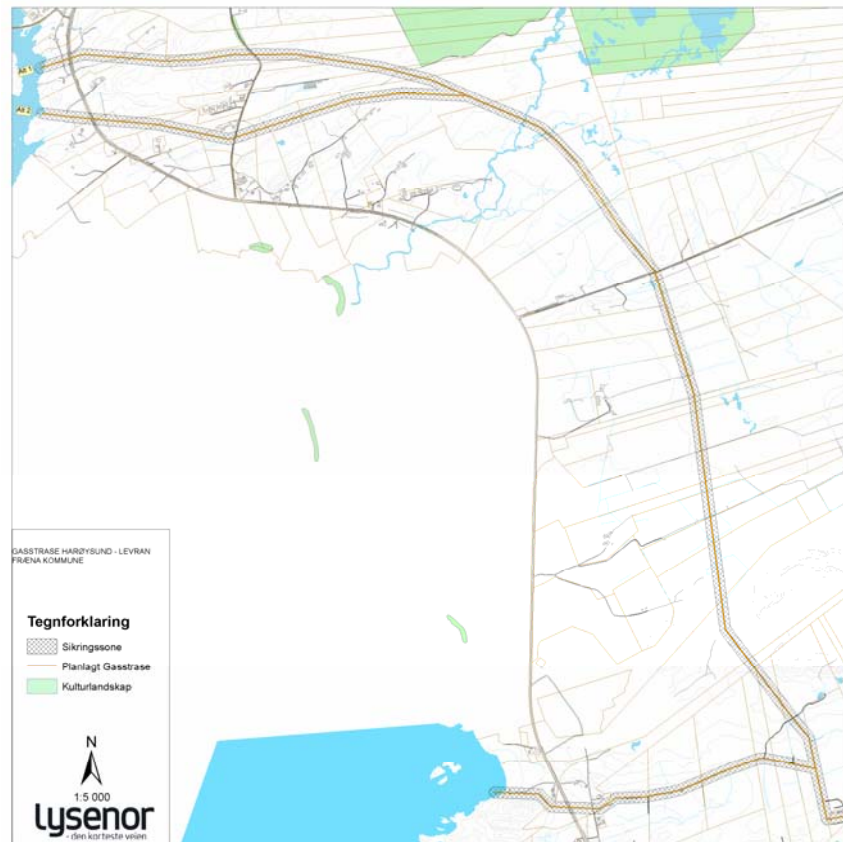
Figur 7-10: Kartet viser mulige trasé for høytrykks gassrør fra Levran til Elnesvågen, med avgrensning fra Tornes til Vestavika. (Utarbeidet av Lysenor på oppdrag fra Naturgass Møre AS 2006).

Proessen med å utarbeide en reguleringsplan for landtraséene og sikkerhetssone ved mottaksstasjoner er igangsatt. Viktige elementer i denne er:

- Fastlegge best mulig trasé for gassrøret.
- Utarbeide en plan for reguleringsarbeidet
- Sette i verk nødvendig informasjonsvirksomhet til berørte parter
- Utarbeide nødvendige kart/skisser og beskrivelse av tiltaket
- Avklaring i forbindelse med arealer i sjø

7.2.4 Fase 3: Gassrør til Vestavika

For å sikre tilgang på naturgass til Vestavika og industriområdet i Vestavika planlegges det å legge T-kobling/ventilstasjon på Tornes. Dersom en LNG-fabrikk, eller annen energikrevende virksomhet etableres i Vestavika, vil rørnettet bli etablert som høytrykks ledningsnett. En mulig trasé er vist i Figur 7-11, hvor det er skissert to mulige trasévalg i Vestavika-området.



Figur 7-11: Aktuell trasé for høytrykks gassrør fra Tornes til Vestavika. (Utarbeidet av Lysenor på oppdrag fra Naturgass Møre AS 2006).

7.2.5 Fiskeriaktivitet

Ved Nyhamna er det strenge restriksjoner på ferdsel innenfor havneområdet. Ellers benyttes området mellom Nyhamna og Levran/Sandvika av flere lokale garnfiskere og langs land settes det i perioder av året ut et betydelig antall teiner. I følge samtaler med Møre og Romsdal Fiskarlag vil et gassrør i svært liten grad komme i konflikt med fiskeriaktivitet. Av erfaring anbefaler de at gassrøret så langt som mulig legges oppå havbunnen, uten nedspyling eller overdekning. Dersom nedspyling blir nødvendig viser ROV-bilder at dette er mulig for hele trasépartiet langs fjordbunnen og størsteparten av landfallene på begge sider av fjorden.

7.2.6 *Skipstrafikk og ankring*

Skipstrafikk i området kan deles inn i følgende kategorier:

a) Fiskefartøy og handelsfartøy på gjennomseiling i Julsundet

Disse vurderes ikke til komme i konflikt med røret

b) Fartøy som skal anløpe Nyhamna

Disse vil utgjøre en potensiell risiko som følge av nærhet til installasjonen, men er pålagt meget strenge restriksjoner og overvåkes nøye. Derfor liten risiko.

c) Fartøy som skal anløpe Harøysund eller Hustadmarmor AS i Elnesvågen

Disse vil normalt være å betrakte som fartøy under transitt, men i perioder vil det pga. stor trafikk i området være behov for oppankring. Kystverket har derfor dedikert et område i Frænfjorden for oppankring av større fartøy i tillegg til ankringsområdet like utenfor fabrikk.

I nærheten av Levran og Sandvika er det ingen større kaier eller noen form for maritim næringsvirksomhet av betydning. Videre er bunnen langgrunn helt til den stuper relativt bratt nedover et par hundre meter fra land. Det er derfor ingen god ankringsbunn for større fartøy og disse vurderes således til ikke å utgjøre noen risiko.

d) Lystbåter

Både ved Levran og Sandvika er det bukter godt skjermet for vind fra de fleste vindretninger som vil kunne benyttes til oppankring av mindre båter. Disse vurderes likevel til å være av minimal betydning for et gassrør, men tydelig skilting av ankringsforbud vil være anbefalt.

7.2.7 *Ekspropriasjon og forhåndstiltredelse*

Utbygger har som mål å inngå frivillige avtaler med de berørte grunneierne og rettighetshaverne. Likevel søkes det om tillatelse til ekspropriasjon av nødvendig grunn og rettigheter for å bygge og drive rørledningsanlegget i henhold til oreigningsloven av 23.10.59 § 2 punkt 19 og 45. Søknaden gjelder også all nødvendig ferdsel og transport.

For å kunne starte anleggsarbeidet så snart som mulig søkes det videre om at det fattes vedtak om forhåndstiltredelse etter oreigningslovens § 25.

7.2.8 *Kulturminner*

Fylkesarkeolog har deltatt på befaringer og informert om områder hvor det er bekreftet funn av kulturminner. Registrering av (mulige) kulturminner langs landrørtraséen vil bli kartlagt så snart traséen er fastsatt. På grunnlag av dette vil traséen bli justert for å unngå slike områder. I følge fylkesarkeologen vil dette sannsynligvis være uproblematisk.

7.3 Kapasitet, dimensjoner og andre hensyn som kommer inn

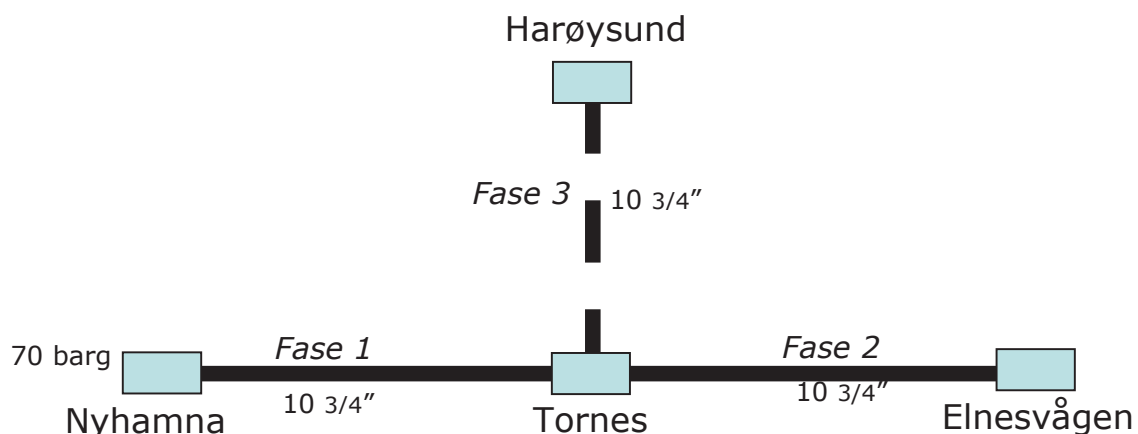
7.3.1 Systembeskrivelse

En forenklet skisse av rørsystemet er vist i Figur 7-12. Rørsystemet omfatter en høytrykksdel på ca. 9 kilometer fra Nyhamna til Hustadmarmor AS i Elnesvågen. På denne ledningen vil det bli installert et T-stykke/ventil for en rørledning til Vestavika. Også denne vil bli designet for høyt trykk. Lengden på denne traséen er ca. 5 kilometer. Dette gir mulighet for energikrevende virksomhet i Vestavika, men betinger en ventilstasjon ved Tornes og egen trykkreduksjonsstasjon i Vestavika for lokal distribusjon av lavtrykksgas.

Rørledningssystemet består av tilkoplingsventiler med tilknytning til fakkelsystemer, eksport målestasjon, sluse for sending av rørinspeksjonsverktøy (pigger) og nødavstengningsventil på Nyhamna, samt ca 9 kilometer 10 3/4" høytrykks stålrør fra Nyhamna til Eidem i Elnesvågen, hvorav ca 4 km utgjøres av sjørøret over Harøysund.

På Eidem (Hustadmarmor AS) anlegges mottaksanlegg med nødavstengningsventil, pigglusemottak og trykkreduksjonsstasjon, eventuelt med målestasjon. Trykkreduksjonsstasjonen inneholder anlegg for oppvarming av gassen under trykkreduksjonen samt tilsetning av luktstoff (odorisering). Det vil her være god tilgang på varme til oppvarming av gassen. Fra trykkreduksjonsstasjonen går lavtrykks plast PE-rør til lokal distribusjon i Elnesvågen.

Trykkreduksjonsstasjonene på Eidem utstyres med ventilasjonsstusser for kald ventilerings (utslipp) av innlagret gass ved behov.



Figur 7-12: Forenklet skisse av rørledningssystemet. Systemet designes for et driftstrykk på inntil ca. 200 bar, og med inntil 10 3/4" diameter på rørledningene.

7.3.2 Kapasitet

Ytre diameter av gassrøret er begrenset oppad av foringsrøret på Nyhamna. Trekkerøret er et 16" plastrør. For at inntrekkingen av gassrøret gjennom foringsrøret skal gå greit er maksimal ytre diameter på et gassrør derfor ca. 350 millimeter (ca. 13,8"). Kapasitetsberegninger for 12" rør er også utført, men dette alternativet er det senere gått bort fra på grunn av at det sannsynligvis ville medføre problemer med installasjon gjennom det preinstallerte inntrekkingsrøret ved Nyhamna. Årsaken til dette er ovalitet i trekkerøret som følge av overdekning, samt krumning i vertikalplanet. Lysåpningen i trekkerøret vil med andre ord sannsynligvis ikke være tilstrekkelig for et 12" rør. Mest sannsynlig vil røret derfor ha en diameter på 10 3/4" og et trykk i startfasen på 70 bar. Røret dimensjoneres for senere trykkoppgradering til i størrelsesorden 150 bar.

Det er utført simuleringer av maksimum gassrate for flere ulike rørdimensjoner og rørlengder. Tabell 7-1 viser resultatene for en 5 kilometer lang rørledning med ytre diameter på respektive 6 5/8", 8 5/8" og 10 3/4". Simuleringene er basert på oppgitte innløpsdata fra Hydro, dvs. 70 barg og 40 Celsius. Begrensende faktorer for kapasiteten i de ulike røralternativene er utløpstemperaturen og maksimal gasshastighet. Tabell 7-2 viser resultatene av tilsvarende simuleringer for en 10 kilometer lang rørledning.

Som det framgår av resultatene i Tabell 7-1 og 7-2 vil røret med minst diameter (6 5/8") ikke kunne levere nok gass for industrikraftverket (600 MSm³/år).

Dersom det skulle være behov for ytterligere kapasitetsøkning kan innløpstrykket økes. Tabell 7-3 og 7-4 viser tilsvarende kapasitetsberegninger som i Tabell 7-1 og 7-2, men med et innløpstrykk på 227 barg. Resultatene viser at dersom industrikraftverkets behov dobles til 1200 MSm³/år vil ikke 6 5/8"-røret ha stor nok kapasitet selv med 227 barg innløpstrykk.

Tabell 7.1: Tabellen viser anbefalt maksimumsrate for tre ulike rørledningsdimensjoner med en rørlengde på 5 kilometer. Alle resultatene er basert på et innløpstrykk på 70 barg og en innløpstemperatur på 40 Celsius. Det er antatt 8 300 timer per år. (Reinertsen, 2004).

Rørlengde 5 km – Innløpstrykk 70 barg					
Rør-diameter (tommer)	Utløps-trykk (barg)	Utløps-temperatur [C]	Anbefalt maks. rate [MSm ³ /d]	Anbefalt maks. rate [MSm ³ /år]	Maks./min. hastighet [m/s]
6 5/8 "	45	2	1,5	519	22/13
8 5/8"	42	4	4	1383	23/15
10 3/4"	34	6	5,5	1902	37/19

Tabell 7.2: Tabellen viser anbefalte maksimumsrate for tre ulike rørledningsdimensjoner med en rørlengde på 10 kilometer. Alle resultatene er basert på et innløpstrykk på 70 barg og en innløpstemperatur på 40 Celsius. Det er antatt 8 300 timer per år. (Reinertsen, 2004).

Rørlengde 10 km – Innløpstrykk 70 barg					
Rør-diameter (tommer)	Utløps-trykk (barg)	Utløps-temperatur [C]	Anbefalt maks. rate [MSm ³ /d]	Anbefalt maks. rate [MSm ³ /år]	Maks./min. hastighet [m/s]
6 5/8 "	40	1	1	346	12/8
8 5/8"	48	2	2	692	13/10
10 3/4"	45	1	3,5	1210	16/12

Tabell 7.3: Tabellen viser anbefalt maksimumsrate for tre ulike rørledningsdimensjoner med en rørlengde på 5 kilometer. Alle resultatene er basert på et innløpstrykk på 227 barg og en innløpstemperatur på 40 Celsius. Det er antatt 8 300 timer per år. (Reinertsen, 2004).

Rørlengde 5 km – Innløpstrykk 227 barg					
Rør-diameter (tommer)	Utløps-trykk (barg)	Utløps-temperatur [C]	Anbefalt maks. rate [MSm3/d]	Anbefalt maks. rate [MSm3/år]	Maks./min. hastighet [m/s]
6 5/8 ”	130	4	5	1729	17/13
8 5/8”	116	3	11	3804	24/16
10 3/4”	126	7	18	6225	25/18

Tabell 7.4: Tabellen viser anbefalte maksimumsrate for tre ulike rørledningsdimensjoner med en rørlengde på 10 kilometer. Alle resultatene er basert på et innløpstrykk på 227 barg og en innløpstemperatur på 40 Celsius. Det er antatt 8 300 timer per år. (Reinertsen, 2004).

Rørlengde 10 km – Innløpstrykk 227 barg					
Rør-diameter (tommer)	Utløps-trykk (barg)	Utløps-temperatur [C]	Anbefalt maks. rate [MSm3/d]	Anbefalt maks. rate [MSm3/år]	Maks./min. hastighet [m/s]
6 5/8 ”	170	2	3	1038	8/7
8 5/8”	147	2	7	2421	12/10
10 3/4”	124	1	13	4496	17/13

Arbeidet med rørledningsdelen av dette prosjektet vil fortsette, uavhengig av industrikraftplanene. Naturgass Møre AS vurderer å etablere et anlegg for produksjon av LNG i Fræna/Aukra/ Vestavika -området. I planleggingen av et slikt anlegg vil det også bli tatt høyde for at et gassforsyningsrør skal ha kapasitet til å dekke eventuelle framtidige behov hos andre virksomheter i området.

7.3.3 Rørdesign

Viktige parametere for rørdesign er oppsummert i Tabell 7-5. Under prosjekteringen av Ormen Lange ble minste lysåpning av inntrekkingsrøret konservativt vurdert til å være 290 mm. Sannsynligvis er den eksisterende lysåpningen vesentlig større enn konservativt anslåtte minimum. Største usikkerhet er knyttet til "ovalitet pga overdekning" og "ujevnt opplager pga vektelelementer". På grunn av usikkerheten knyttet til inntrekkingsrøret er det konkludert med at sjørørets ytre diameter er 10 3/4” eller mindre. I tillegg kommer overflatebehandling (coating).

Landrøret og sjørøret trenger ikke ha samme diameter. Det planlegges en måle- og trykkreduksjonsstasjon, samt piggesluser på Nyhamna og ved Håset. Endelig designtrykk vil bli fastsatt i detaljprosjekteringen, og vil være basert på hvilket tilkoblingspunkt som velges på Nyhamna. Valgt driftstrykk er 70 barg. Designtrykket vil bli vurdert opp mot neste kompressortrinn på Nyhamna (ca. 150 barg).

Tabell 7-5: Oversikt over viktige parametre for rørledningen. Parametrene kan bli justert i endelig systemdesign.

Parameter	Sjørør Nyhamna - Levran	Landrør Levran – Hustadm.	Landrør Levran - Harøysund
Dimensjonerende trykk	227 barg	227 barg	227 barg
Driftstrykk	Foreløpig antatt 70 bar	Samme	Samme
Gasstetthet	200 kg/m ³	200 kg/m ³	200 kg/m ³
Designkode	DNV OS-F101	Naturgassforskriften	Samme
Design temperatur	+50 / -15°C		
Trasélengde	4 km	5 km	5 km
Nominell ytre diameter	10 ¾" (273,1 mm)	10 ¾"	10 ¾"
Indre diameter	244,5 mm	244,5mm	244,5 mm
Veggykkelse	14,3 mm	14,3 mm	14,3 mm
Materialtype	API X52 (SML 360)	API X52 (SML 360)	API X52 (SML360)
Korrosjonsbeskyttelse	FBE + 3,5 mm PolyProp.	samme	Samme
Katodisk beskyttelse	AL anoder	Zn anodekabler	Zn anodekabler
Grøfting (anslått)	Delvis, som nødvendig	Hele traséen	Hele traséen
Steindumping (anslått)	Inntil ca 3 km (alt. grøftet)	Ikke planlagt	Ikke planlagt

7.4 Miljøkonsekvenser knyttet til røرنettet

7.4.1 Anleggstekniske forhold – sjørør

Ved Nyhamna trekkes røret inn gjennom et preinstallert trekkerør. Dette trekkerøret er ca. 500 meter langt. Fra utløpet av dette, ved ca. 25 meter dybde, legges røret på fjordbunnen. Fjordbunnen består av bløtbunn, med unntak av avgrensede områder med steinframspring. Røret legges på bløtbunnsområder så langt som mulig, slik at områder med overdekning ved steinfylling minimaliseres. Det vil så langt som mulig bli forsøkt å unngå grøfting og overdekning av sjørøret. Dette er i overensstemmelse med ønsker fra Møre og Romsdal Fiskarlag, med hensyn på mulig trål- eller garnbruk i området. (jf. møtereferat fra Ressursgruppe Frænfjorden, 18. oktober 2006)

For beskyttelse og for å hindre knekking pga. ekspansjon forårsaket av trykk og temperatur, kan det være nødvendig med en overdekning i størrelsesorden 0,5 meter. Dette oppnås vha. grøfting eller steindumping av røret.

Basert på frispenn-analysene er det antatt at det er nødvendig med forhåndslegte steinfyllinger /evt. spennkorreksjon like etter legging for spenn som overskrider 35 meter for 10 ¾"rørledning (Reinertsen, 2004). Dette kan være aktuelt i områdene i overgangen mellom fjordbunn og skråning ved landfallene. Forenklete beregninger viser at en minste overdekning på 0,5 meter over topp av rør er tilstrekkelige for å hindre at røret knekker oppover. Mer detaljerte analyser av frie spenn og nødvendig overdekning/nedspyling vil bli utført når optimal trasé er klarlagt.

7.4.2 *Anleggstekniske forhold – landfall*

Levran er regulert til friområde. Området er mest brukt om sommeren, men i følge Fræna kommune vil ikke aktiviteten her være til hinder for en gassrørledning.

Det eksisterer en atkomstvei ned til sørlige del av stranden ved Levran, i utkanten av det dyrkede arealet. Opprusting av vei er trolig påkrevd. Innerst i bukta er det slett terreng med oppdyrkede marine sedimenter. Trolig er det grunnlendt terreng. Grøftetrase videre kan følge randsonen av det oppdyrkede arealet.

Ved landfallene vil gassrøret bli lagt i grøft med min. 0,9 meter overdekning. Området rundt grøften vil så langt som mulig bli tilbakeført til opprinnelig tilstand etter rørlegging.

7.4.3 *Anleggstekniske forhold – landrør*

Både landrøret fra Levran til Håset og fra Tornes til Vestavika er ca. 5 kilometer lange. Traséen fra Levran til Håset berører i størrelsesorden 65 grunneiere. Sikkerhetssonen rundt landrøret er i utgangspunktet 25 meter på hver side av røret. Dette vil ikke være til hinder for landbruksaktivitet, men vil sette restriksjoner på utbygging av boligområder innenfor sikkerhetssonen.

Landrøret vil i så stor grad som mulig legges langs eksisterende skogsveger. Anleggsarbeidet vil medføre oppgradering av disse vegene, slik at områder kan disponeres for anlegg, transport og midlertidig lagring av masser og utstyr. I myrlendt terreng kan det bli nødvendig med fundamentering for å understøtte rørledningen. Dersom rørledningen må krysse områder med fjell med lite løsmasseoverdekning, vil det bli foretatt sprengning. Anleggsarbeidet vil berøre et ca 10 meter bredt belte langs traséen. Etter anleggsperioden vil terrenget i utgangspunktet bli tilbakeført til opprinnelig beskaffenhet. Det forventes ikke at legging og tilstedeværelse av rørledningen vil medføre vesentlige negative konsekvenser for naturmiljøet. Rørtraséen vil bli merket med varselskilt.

En eventuell rørledning for retur av CO₂ fra industrikraftverket til Nyhamna vil i følge Direktoratet for Samfunnssikkerhet og Beredskap (DSB) kunne legges parallelt med landrøret. Det er ikke fastsatt en bestemt avstand mellom disse rørene. Kravet er at rørene skal ha tilstrekkelig avstand til hverandre slik at de ikke er til hinder for vedlikeholdsarbeid på rørene. Rørene kan legges i samme, brede grøft, dersom dette skulle være ønskelig. Et parallellført CO₂-rør vil ikke medføre noen endring eller utvidelse av sikkerhetssonen rundt traséen.

7.4.4 *Avvikling*

Rørledningen designes for en levetid på 50 år. Det legges i utgangspunktet ikke opp til at rørledningen skal fjernes ved driftsopphør, men der rørledningen ligger på sjøbunnen vil fjerning være teknisk mulig, dersom det av hensyn til fiskeriinteressene eller andre særlig forhold skulle anses nødvendig.

7.4.5 Marine naturtyper langs de alternative traséene

Bunnforhold og marint liv i fjordbunn og ved landfallsområdene er kartlagt ved hjelp av filming utført med ROV (Sjøservice, 2006). Det filmede området på sjøbunnen varierer i dyp fra mellom 150 til 200 meter. Området er flatt og består for det meste av bløtbunn med noe innslag av stein. Dyrelivet er typisk for fjordbunner med bløtbunn. Denne bunntypen karakteriseres av typiske bløtbunnsorganismer som rødpølser (*Sticopus tremulus*), sjøkreps (*Sticopus tremulus*), mudderbunnsjøroser (*Bolocera tuedidae*) og ulike arter av sjøfjærer (*Funiculina quadrangularis* og *Pennatula phosphorea*). Assosierte arter til bløtbunnsfaunaen er ulike haiarter (svarthå, *Etmopterus spinax* og hågjel, *Galeus melastomus*), havmus (*Chimaera monstrosa*), lange (*Molva molva*), trollhummer (*Munida* sp.) og ulike svamparter som vokser på steinene i området.

Fem transekter med landtak er filmet, samt et kort transekt ved et garn. Dyrelivet for de ulike transektene er likt når man sammenligner bunntype og dyp.

Ingen av traséene vil komme i konflikt med biologiske strukturer som korallrev. Ingen koraller ble observert i området. Ut i fra bunnforhold og naturtype er det lite trolig at rørledninger i dette området vil komme i konflikt med korallrevsstrukturer. Rørledninger i dette området vil i liten grad påvirke det lokale marine liv. Resultatene av kartleggingen ble presentert for Ressursgruppe Frænfjorden 18. oktober 2006, og det var ingen innvendinger mot rapportens resultater eller konklusjoner. Resultatene er oppsummert i Appendiks 4.

Traséen for gassrøret vil bli forsøkt lagt slik at omfanget av sjøbunnspreparering og steindumping blir minst mulig, både av hensyn til miljø og økonomi. På grunnlag av kartlegging av det aktuelle området, og tidligere analyser av tilsvarende prosjekter, vurderes konsekvensene av rørleggingen å være lokale og i hovedsak ubetydelige (se f. eks. RKU for Norskehavet, 2003).

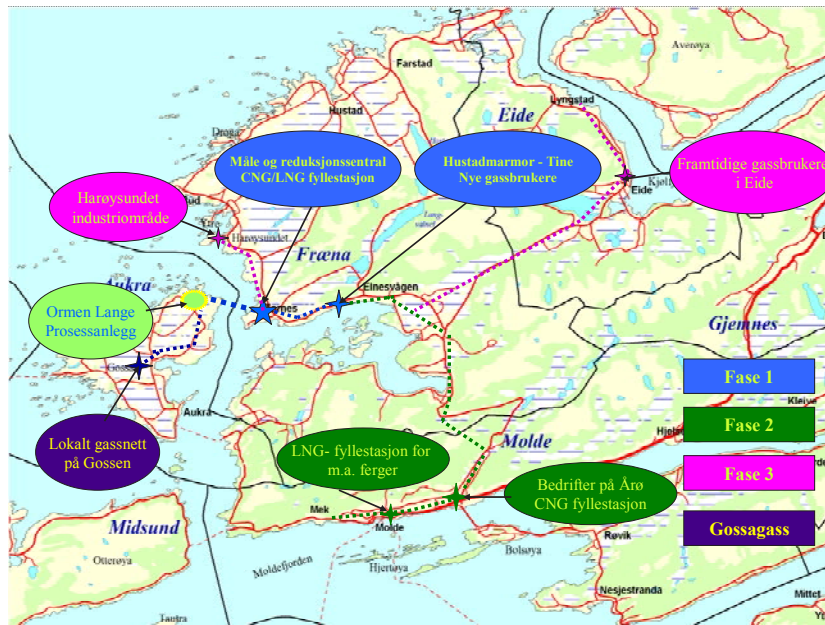
7.5 Gasstilførselens betydning for ytterligere bruk av gass i området

Tilførsel av rørgass til Fræna åpner muligheter for videre utbygging i ytre Romsdal. Naturgass er allerede tatt i bruk i form av LNG bl.a. ved TINE Midt-Norge Elnesvågen i Fræna. I tilknytning til dette anlegget er det også lagt et lavtrykksnett for alminnelig forsyning i Elnesvågen sentrum. I tillegg er det interesse for og forhandlinger om LNG-leveranser til flere større bedrifter i Molde-området. Det er allerede igangsatt bygging av lavtrykks distribusjonsnett flere steder i byen, og ytterligere utbygging vurderes etter hvert som flere store energibrukere i kommunen vil gå over til naturgass i stedet for oljefyring. Både på kommunalt og fylkeskommunalt nivå er det stor interesse for å ta i bruk naturgass. God tilførsel av naturgass vil kunne skape et fortrinn for både eksisterende og ny energikrevende industri i denne regionen. Naturgass som supplerende energiforsyning vil dermed kunne spille en rolle for å opprettholde og videreutvikle næringslivet i området. Dette er bl.a. beskrevet i lokale energiutredninger og i rapport utarbeidet av Marintek på oppdrag fra Enova SF, som gjengitt i det følgende.

7.5.1 Lokale energiutredninger

Potensialet for framtidig naturgassbruk i Møre og Romsdal er beskrevet i Istad Nett AS sine energiutredninger. For etablering av et rørnett fra Nyhamna er spesielt energiutredningene for Fræna og Molde interessante. Dagens aktiviteter i ytre Romsdal tilsier at gass er en energibærer som det kan konverteres til, både i industri, næringsbygg

og privatboliger. I Figur 7-13 er det skissert en mulig utvikling av distribusjonssystem for gass i Istad-området (kilde: Istad Nett AS, 2005). Dette kartet viser planene for et regionalt gassnettverk.



Figur 7-13: Mulig utvikling av distribusjonssystem for gass i Istadområdet.

Både Molde kommune og Fræna kommune arbeider aktivt for å identifisere aktuelle brukere av naturgass, både på bedrifts- og privatmarkedet. Ved anleggsarbeid blir behovet for gassrør vurdert, slik at rørledningsnett blir utbygd på en mest mulig kostnadseffektiv måte. Det er hittil vedtatt å legge gassrør til nytt boligfelt Årølia og til industriområdet på Årø. I Molde er det foreløpig lagt gassrørnett langs Frænaveien og i Lingedalen, og flere er planlagt. Gasstilførsel til disse vil skje fra lokale LNG-anlegg, før de evt. tilknyttes en rørledning fra Nyhamna via Elnesvågen. Også i Elnesvågen sentrum er det lagt et lavtrykksnett, som tas i bruk høsten 2006. I påvente av rørgass fra Nyhamna mates dette rørrettet foreløpig fra LNG-anlegget ved TINE Meierier Elnesvågen.

7.5.2 Rapport fra Marintek på oppdrag fra Enova SF

Marintek har på vegne av Enova SF nylig framlagt en rapport om framtidsbildet for norsk naturgassdistribusjon (Marintek, 2005). Rapporten evaluerer ulike måter å forsyne det norske naturgassmarkedet på. I følge rapporten vil det sannsynligvis være gunstigere å forsyne markedet i Møre og Romsdal og Midt-Norge med LNG produsert i området, i stedet for å frakte den fra andre steder i Norge eller Kontinentet. På bakgrunn av dette har Naturgass Møre AS gjennomført en studie for å vurdere dette nærmere. Prosjektets resultater understøtter Marinteks konklusjon, og tallfester besparelsene ved en slik lokal LNG-produksjon i Møre og Romsdal.

7.5.3 LNG-produksjon

Naturgass Møre AS vurderer å etablere et LNG-anlegg i Aukra eller Fræna, avhengig av hvor rørgass fra Ormen Lange-feltet blir gjort tilgjengelig, samt logistikkmessige forhold med hensyn til distribusjon av LNG. I dag henter

Naturgass Møre AS LNG fra Kollsnes i Øygarden utenfor Bergen. Gassen blir fraktet med tankskip fra Kollsnes til Naturgass Møre AS sitt mottaksanlegg på Sunndalsøra for videretransport med tankbiler til kundene rundt om i Møre og Romsdal.

7.6 Eierskap, kostnader og kostnadsfordeling

7.6.1 Ansvarsfordeling

Det er Industrikraft Møre AS som er tiltakshaver for industrikraftverket. I melding om oppstart av dette tiltaket er gassrøret med som en integrert del av tiltaket. Det er imidlertid Naturgass Møre AS som på vegne av Industrikraft Møre AS utreder gassrøret og som vil stå som eier og driver av dette. Gassrøret er derfor inkludert i konsekvensutredningen for Industrikraft Møre AS. Samtidig søkes det konsesjon for gassrøret etter naturgassforskriften, dersom det skulle bli aktuelt å gjennomføre dette som eget prosjekt, uavhengig av industrikraftverket.

7.6.2 Kostnader og kostnadsfordeling

Rørstudien som Reinertsen Engineering utførte for Naturgass Møre AS inkluderte også stipulerte kostnadsestimat for de ulike traséalternativene for ulike rørdimensjoner (Reinertsen, 2004). Kostnadsestimat ble gjort for kort sjøledning til Sandvika/Tornes og videreføring på land til Hustadmarmor AS ved Åsen/Løset. Tabell 7-6 viser resultatene av disse estimatene for en 10 ¾" rørledning. Eventuelle kostnadsbesparelser ved koordinering med Ormen Lange-utbygningen er ikke tatt med i disse beregningene. Kostnader ved mottaksstasjonen på Fræna (pigg mottakersluse etc.) er heller ikke tatt med. Dette vil trolig komme på i størrelsesorden 10 millioner kroner ved landfallet i Fræna. Kostnadsfordeling i prosjektet skjer i henhold til avtale mellom Industrikraft Møre AS og Naturgass Møre AS.

Tabell 7-6: Tabellen viser antatte kostnader for et 4 km sjørør fra Nyhamna til Sandvika og et landrør videre til Hustadmarmor AS. Estimaten er utført av Reinertsen Engineering (Reinertsen, 2004).

Beskrivelse	Kostnader (mill. NOK)
Sjørør Nyhamna – Sandvika	54
Landrør Sandvika – Hustadmarmor	27
Mottakssasjon Fræna	10

8 Utbyggingsplaner - Tilknytning til hovednettet

8.1 Beskrivelse av anlegget

Konsekvensutredningen er skrevet med tanke på søknad om følgende tillatelser:

1. Konesjon for bygging og drift av en 420 kV (alternativt 132 kV) kabelforbindelse fra industrikraftverket ved Hustadmarmor AS til Fræna transformatorstasjon samt en 132 kV kabelforbindelse mellom industrikraftverket og eksisterende 132 kV koblingsanlegg hos Hustadmarmor AS. Konesjon for nødvendige transformerings- og høyspennings koblingsanlegg.
2. Ekspropriasjonstillatelse i medhold av lov av 23. oktober 1959 nr. 3 (oreigningsloven). Ekspropriasjonstillatelsen skal omfatte følgende rettigheter: Erverving av alle nødvendige rettigheter for bygging og drift av 132 kV/420 kV forbindelse nevnt i pkt. 1, herunder også rettigheter for transport av materiell inn til traseen.
3. Tillatelse til å påbegynne byggingen av det omsøkte anlegg før eventuelt skjønn er holdt, i medhold av lov av 23. oktober 1959 nr. 3, § 25 (oreigningsloven).

Det tas i utgangspunktet sikte på å inngå frivillige avtaler med alle berørte grunneiere for fremføring av kabeltrase. Kabeltraseen er vurdert i forhold til følgende lovverk:

- Plan- og bygningsloven
- Lov om kulturminner
- Naturvernloven
- Lov om sikkerhet og helse
- Forurensningsloven

Samtidige søknader knyttet til tiltaket, men som det ikke redegjøres for i denne konsekvensutredningen er som følger:

- Statnett vil søke om anleggskonesjon for nytt 420 kV felt i Fræna transformatorstasjon
- Istad Nett AS vil søke om anleggskonesjon for et nytt 132 kV felt i Fræna transformatorstasjon
- Hustadmarmor AS vil søke om konsesjon for et nytt 132 kV felt i sitt koblingsanlegg

8.2 Vurdert, men ikke omsøkt anleggsløsning

Det er vurdert, men ikke omsøkt luftledninger på 132 kV og 420 kV mellom planlagt industrikraftverk og Fræna transformatorstasjon. En trase for luftledning på henholdsvis 132 kV og 420 kV vil begge få en trasebredde på ca.40 meter på grunn av at 132 kV ledningen også må bygges med stålmaster på grunn av dimensjoneringen.

En mulig trase for luftledninger vil være vest for planlagt kabeltrase og vil måtte gå over Klempertåsen. Lengden på en slik trase er vurdert til 2,5 kilometer.

En så kort luftledning vil medføre en kostbar løsning på grunn av at det må etableres overgang mellom luftledning og koblingsanlegg v.h.a. jordkabel i begge ender. For en luftledning på 420 kV inn mot Fræna transformatorstasjon, vil denne måtte krysse 420 kV linjen mellom Fræna og Nyhamna.

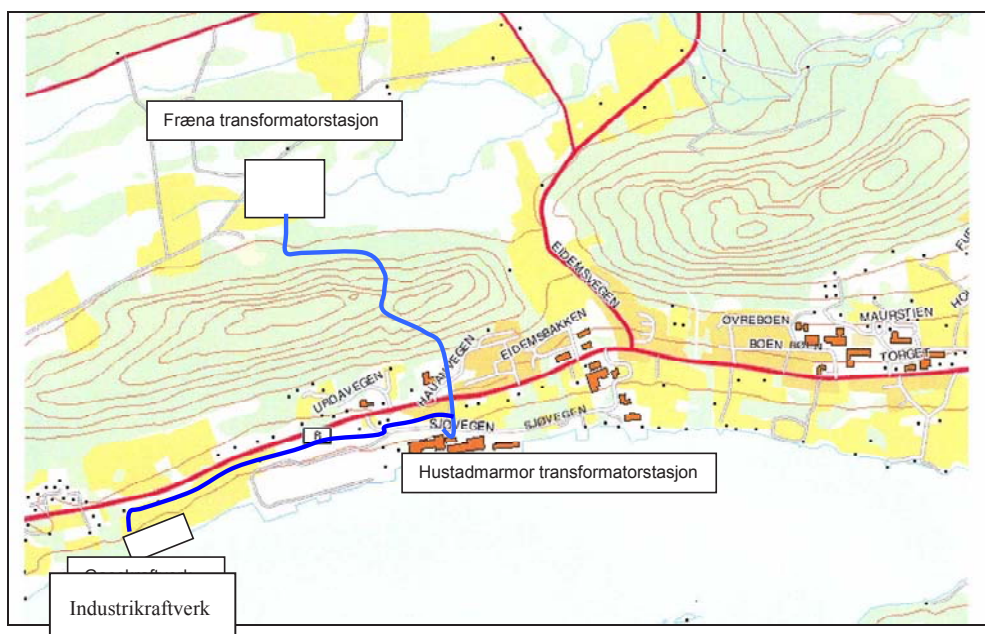
Andre momenter som er vurdert for valg av jordkabel framfor luftledning mellom industrikraftverket og Fræna transformatorstasjon:

- Det unngås å etablere et bredt og godt synlig ryddebelte over Klempertåsen og på framsida ned mot bebyggelsen
- En kabelføring vil båndlegge langt mindre areal enn en luftledning
- Planlagt kabelføring legges i tilknytning til allerede opparbeidet kabeltrase fra 1996/1997

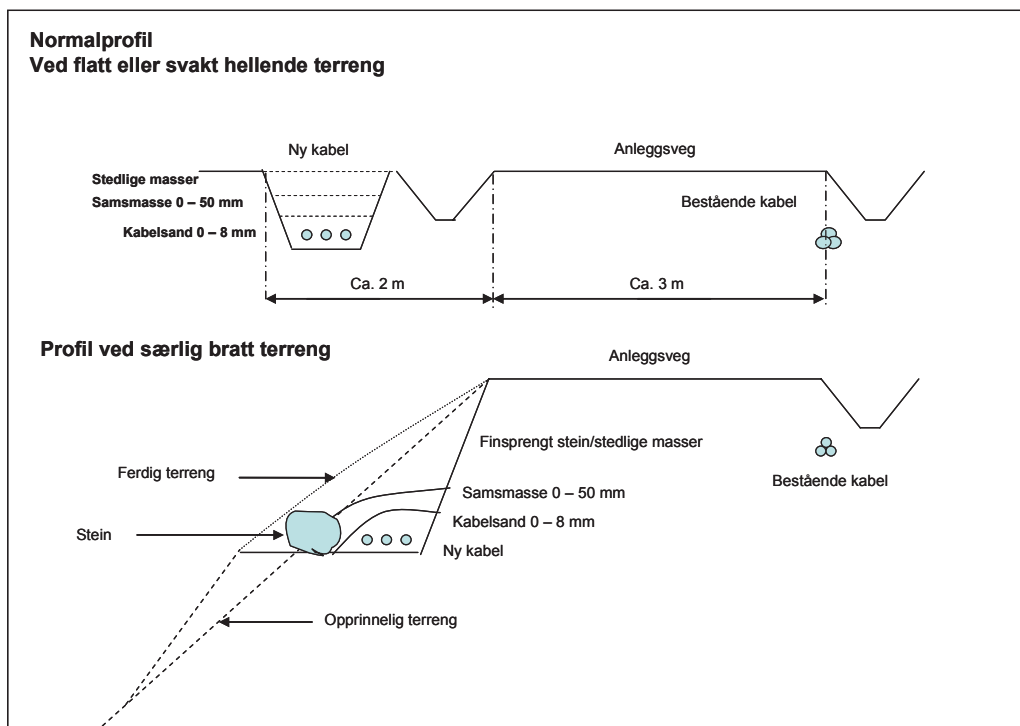
8.3 Anleggets beliggenhet

I Figur 8-1 er omsøkt kabeltrase tegnet inn med heltrukket blå linje. Kabeltraseen mellom Sjøvegen (Hustadmarmor AS) og Fræna transformatorstasjon er planlagt lagt i opparbeidet trase fra 1996/97. Den nye kabelen blir lagt i veiskulder ca. 2 meter fra veikant. Det vises til skisse av tverrprofil av kabeltrase i Figur 8-2. Traseen mellom Sjøvegen (Hustadmarmor AS) og industrikraftverket ligger i sin helhet på eiendommen til Hustadmarmor AS. Traseen vil følge opparbeidet vei på industriområdet til Hustadmarmor AS mellom Sjøvegen og planlagt industrikraftverk. For denne strekningen vises det til Figur 8-3.

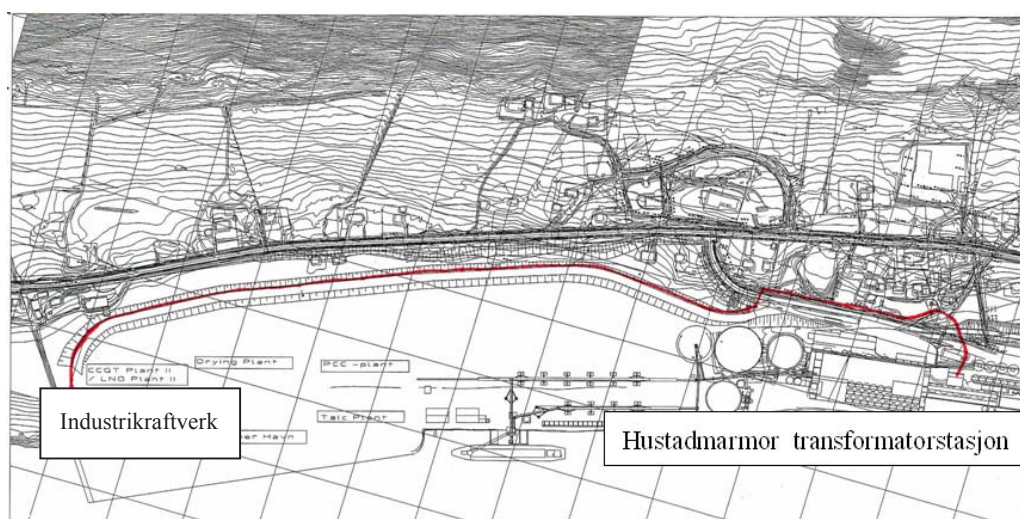
Dersom kryssing av riksveien skjer i eksisterende kulvert, vil det ikke være behov for innhenting av ny tillatelse fra Statens Vegvesen da tillatelse til kryssing av riksvei 662 ble gitt ved etablering av 132 kV kabel i 1997. Dette er også bekreftet i telefonsamtale den 02.11.06 med Stig Seljeseth i Statens Vegvesen, Region Midt. Dersom det likevel blir behov for en ny parallell kulvert, vil det bli søkt Statens Vegvesen om tillatelse til dette.



Figur 8-1: Inntegnet kabeltrase (blå streker) på kartskisse i målestokk 1:20000.



Figur 8-2: Tverrprofil av kabelgrøft i trase mellom Sjøvegen og Fræna transformatorstasjon.



Figur 8-3: Planlagt kabeltrase mellom Sjøvegen (Hustadmarmor AS) og planlagt industrikraftverk er vist med rød heltrukket linje.



Figur 8-4: Deler av opparbeidet kabeltrase fra 1996/97 sett fra vest mot Elnesvågen.

Fra Hustadmarmor AS til Fræna transformatorstasjon er det planlagt å benytte samme trasé som for bestående 132 kV kabel Fræna- Hustadmarmor 1. Trasélengder:

- IKM-HM, 132 kV kabel: ca. 1,40 km
- IKM-Fræna , 132 kV kabel: ca. 2,65 km
- IKM-Fræna, 420 kV kabel: ca. 2,8 km
- Fræna-HM 1 (bestående 132 kV kabel): 1,55 km
- Fræna-HM 2 (bestående 132 kV kabel): 2,05 km

8.3.1 Transportopplegg og bianlegg

Det vil ikke være behov for etablering av noe bianlegg under anleggsperioden. Kabeltromlene er planlagt tatt på land på kai hos Hustadmarmor AS eller på dypvannskai på Harøysund. Disse vil bli fraktet direkte ut til anleggssted før utlegging av kabel. Omfyllingsmasser til kabelgrøft blir fortrinnsvis hentet hos lokalt grustak. Massene blir inntransportert til traseen, slik at det ikke blir anleggstrafikk i Eidem boligfelt.

8.3.2 Regulering og andre offentlige planer

Gjeldende reguleringer og øvrige offentlige planer har vært en del av arbeidsgrunnlaget for forarbeidene for utarbeidelse av konsesjonssøknaden.

Fræna kommune

Omsøkt kabeltrase er i sin helhet innen Fræna kommune i Møre og Romsdal.

Fræna kommune har utarbeidet et turkart for Molde-Fræna hvor det framgår aktuelle tur –og friluftsområder. Deler av området som kabeltraseen berører er et lokalt tur- og friluftsområde.

Fræna kommune har også fått utarbeidet en rapport om ”Kartlegging av naturtyper i Fræna kommune”, som det vil være naturlig å bruke i vurderingen av konsekvenser (Bjordal, 2005).

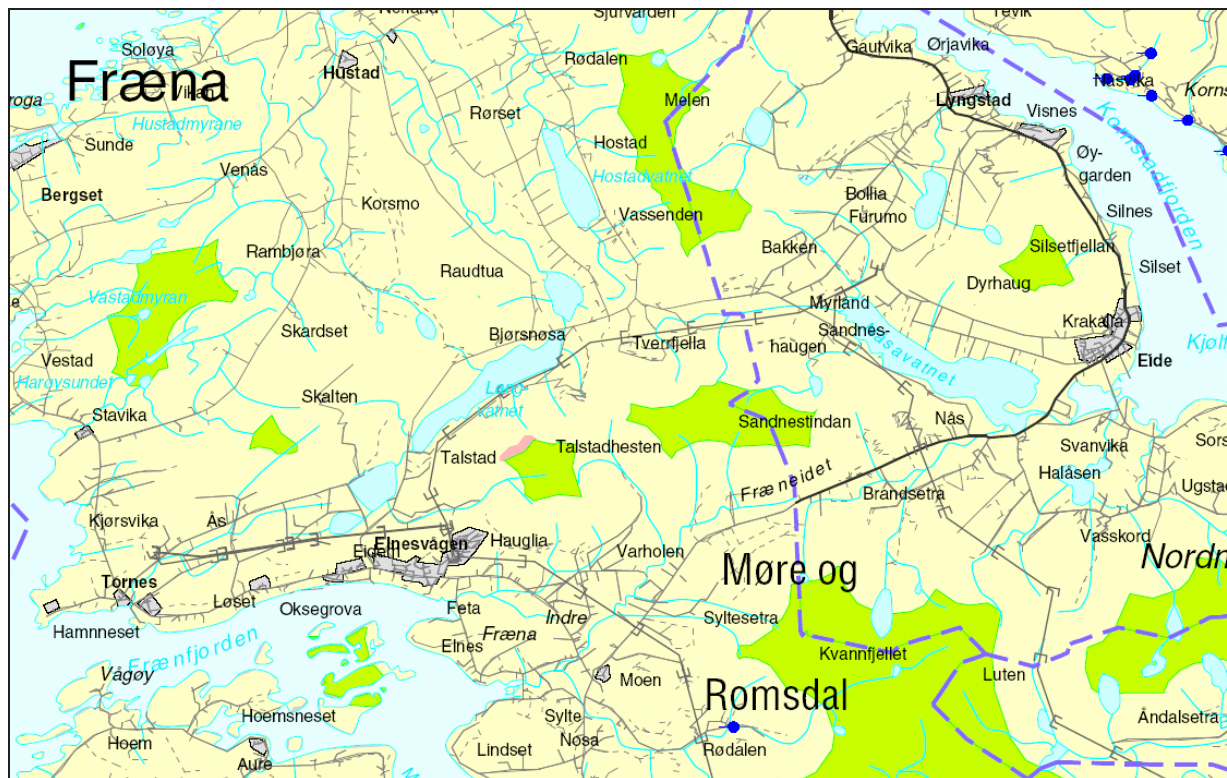
Området mellom enden av Hauanveien og Hauan nettstasjon er regulert til boligformål. Kabeltraseen kommer ikke i konflikt med området regulert til boligformål.

Møre og Romsdal Fylke

Møre og Romsdal Fylke har vedtatt følgende mål og retningslinjer for forvaltning av inngrepsfrie områder i Møre og Romsdal:

- Gjennom i størst mulig grad å opprettholde inngrepsfrie områder ønsker en i Møre og Romsdal å verne om det biologiske mangfold og sikre kommende generasjoner både deres rett til å oppleve uberørt natur og til selv å kunne ta avgjørelser vedrørende forvaltningen av disse områdene.
- Større inngrepsfrie områder skal forvaltes på en helhetlig måte, slik at ikke bit- for- bit inngrep over tid gjør det umulig å opprettholde tilstrekkelig med inngrepsfri natur i fylket.
- Ved identifisering og prioritering av inngrepsfrie område bør det legges særlig vekt på følgende kriterier:
 - Store og sammenhengende inngrepsfrie områder
 - Ubrutte korridorer fra fjord til fjell og sammenhengende inngrepsfrie strandstrekninger
 - Vernede vassdrag og andre vassdrag uten inngrep
 - Område av verdi for biologisk mangfold
 - Rekreasjonsområder nær større befolkningskonsentrasjoner
 - Regionale og nasjonale friluftsområder
- Som en del av arbeidet med å lage en fylkesdelplan for inngrepsfrie naturområde har Møre og Romsdal fylkeskommune utarbeidet et høringsutkast til denne planen. I høringsutkastet er vedlagt et kart som viser de inngrepsfrie områdene i fylket og som utifra regionale og nasjonale forhold bør gis særlig prioritet hva angår skjerming mot inngrep.

Det foreslåtte trasealternativet berører ikke inngrepsfrie naturområder i henhold til ”Fylkesdelplan for inngrepsfrie naturområde”. Dette er et høringsutkast utarbeidet av Møre og Romsdal Fylkeskommune i år 2000. Traseen berører ikke områder som er foreslått vernet, inngår ikke i verneplan som er under utarbeidelse og er ikke av kategorien ”særlig prioriterte skjermingsområde”. Dette er også sjekket mot kart over inngrepsfrie naturområder i Møre og Romsdal per januar 2003. Dette kartet er hentet fra hjemmesiden til Direktoratet for Naturforvaltning (www.dirnat.no) og utsnitt for aktuelt område i Fræna kommune er vist i Figur 8-5.



Figur 8-5: Oversikt over inngrepsfrie områder i Fræna kommune (kilde: www.dirnat.no).

Etter kontakt med Asbjørn Børset hos Fylkesmannens miljøvernavdeling i Møre og Romsdal, er også traseen sjekket ut mot www.naturbasen.no, som inneholder data om:

- Områder som er vernet, eller foreslått vernet, etter naturvernloven og viltloven
- Naturtyper og arter som er viktige for å opprettholde mangfoldet i naturen
- Arter som har spesiell betydning for jakt og annen høsting
- Kulturlandskap med viktige biologiske og/eller kulturhistoriske verdier
- Friluftslivsområder som er sikret for allmenn bruk ved at staten har kjøpt dem eller skaffet seg spesielle rettigheter i dem

Det er ikke funnet noen konfliktområder i forhold til opplysninger gitt i nevnte naturbase.

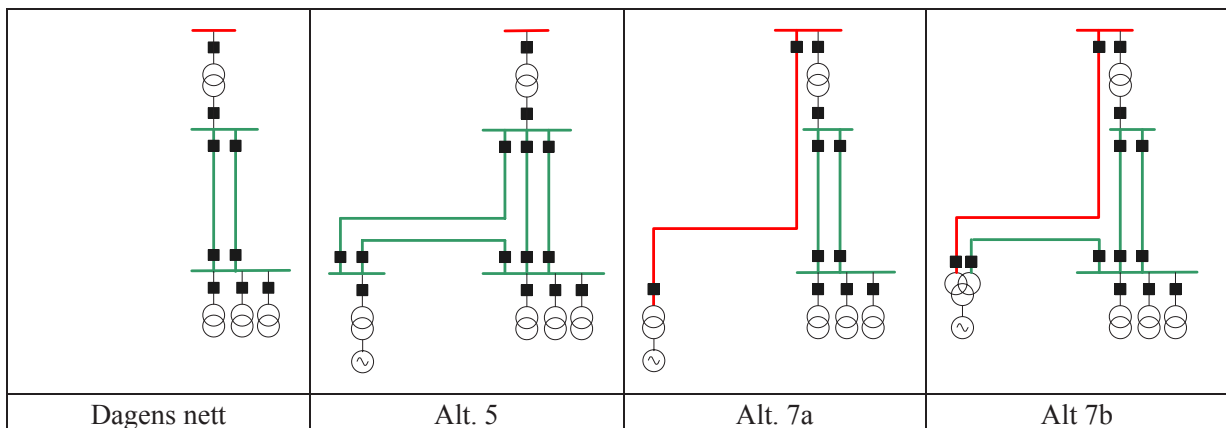
8.4 Systemmessig begrunnelse

8.4.1 Vurderte løsninger for nettilknytning

Figur 8-6 viser dagens nett mellom Hustadmarmor AS og Fræna transformatorstasjon sammen med aktuelle alternativ for nettilknytning av industrikraftverket. Det er skissert ett 132 kV alternativ (alt. 5), ett 420 kV alternativ (alt. 7a) og et kombinert alternativ (alt. 7b). For 132 kV alternativet kan det bli aktuelt med dublering av 420/132 kV,

300 MVA transformator i Fræna (ikke inntegnet) dersom det i tillegg til Industrikraft Møre AS blir omfattende utbygging av vindkraft i området, se Kapittel 8.4.4. Det forutsettes bruk av kabel for alle alternativ.

Industrikraft Møre AS har foreløpig ikke endelig besluttet løsning for nettilknytning. Valg av løsning vil imidlertid kun påvirke stasjonsinterne forhold og spenningsnivå for kabler som legges under bakken, og vil ikke ha betydning for allmennheten.



Figur 8-6: Aktuelle løsninger for tilknytning av industrikraftverk. Stasjoner: øverst = Fræna, nederst til venstre: industrikraftverk, nederst til høyre: Hustadmarmor AS. Bestykning av eventuelt koblingsanlegg for alt. 7a og 7b er ikke avklart

8.4.2 Innpasning i kraftsystemutredninger

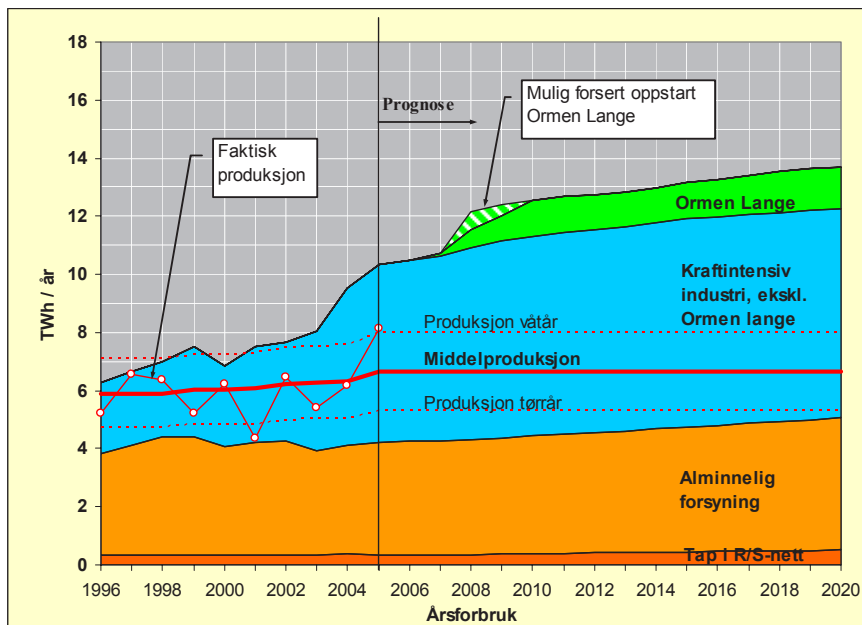
I "Regional kraftsystemutredning for Møre og Romsdal" datert mai 2006, er nett-tilknytning for et 400 MW alternativt 800 MW industrikraftverk omtalt i Kapittel 6.2.25. I utredningen er også industrikraftverket omtalt som et viktig bidrag for å redusere kraftunderskuddet i Møre og Romsdal og Midt-Norge.

I "Kraftsystemutredning for sentralnettet 2006-2025" er det nevnt planer for et kraftvek basert på gass på ca. 420 MW i Fræna. I utredningen er det stort fokus på kraftunderskudd og forsyningssikkerhet for Midt-Norge, og det foreligger en rekke planer for nettførsterkninger på kort og lang sikt. Forsterkningsbehovet avhenger bl.a. av omfang og plassering av ny produksjon. Statnett har valgt å studere fire ulike scenarier for last- og produksjonsutvikling, og har i to av disse studert virkningen av ett stort industrikraftverk i Midt-Norge, plassert på Tjeldbergodden. I en tidligere kraftsystemutredning (Stanett SF, 2004) blir Fræna/Nyhamna utpekt som nettmessig beste plassering for et industrikraftverk i Midt-Norge.

8.4.3 Konsekvenser for regional og sentralnettet

Møre og Romsdal fylke har en utpreget høy vekst i elektrisitetsforbruket. Den største veksten er innen kraftintensiv industri, som i dag består av virksomhetene Hydro Aluminium på Sunndalsøra, Hustadmarmor AS i Fræna og Statoil Tjeldbergodden. Kraftintensiv industri stod i 2005 for 61 % av forbruket, og hadde da hatt en vekst på til sammen 81 % fra 2002. Det er ventet forstøtt kraftig vekst, og Ormen Lange utbyggingen vil gi det største bidraget. Som følge av forbruksveksten har fylket gått fra god balanse mellom forbruk og produksjon for få år siden til et betydelig kraftunderskudd (3,8 TWh i 2006). Kraftunderskuddet vil fortsette å øke dersom det ikke etableres ny produksjon,

og bli på 5,9 og 7,0 TWh i henholdsvis 2010 og 2020, se Figur 8-7. Med mulig forsert oppkjøring av Ormen Lange vil underskuddet bli på ca. 5,5 TWh allerede i 2008.

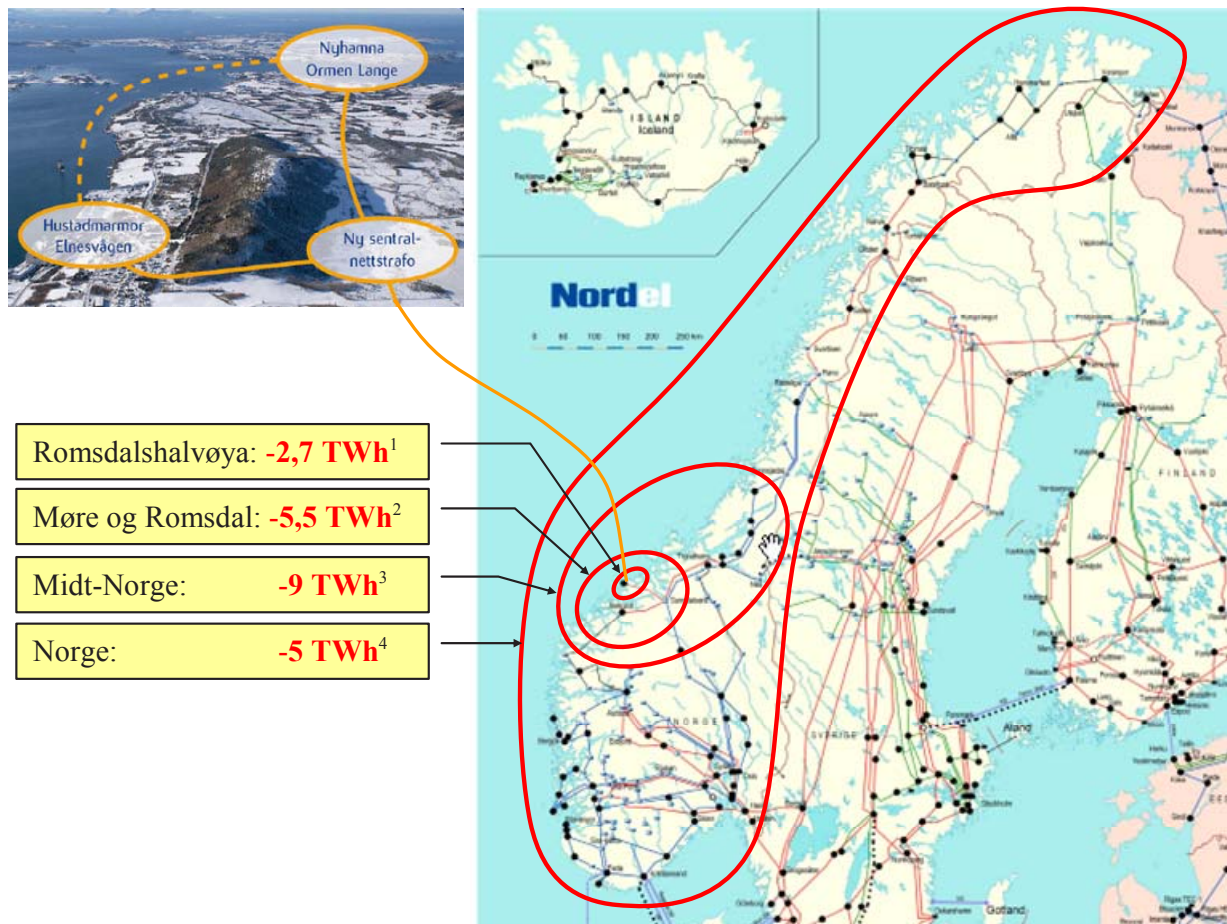


Figur 8-7: Historiske verdier (1996-2005) og prognoser for årsforbruk (energi) i Møre og Romsdal. Utkoblbart forbruk innen alminnelig forsyning (inkludert i figuren) har de siste årene utgjort 0,1-0,2 TWh. Prognosene er sammenlignet med eksisterende produksjonskapasitet.

Møre og Romsdal inngår i et større underskuddsområde hvor også Trøndelagsfylkene inngår. Dersom kraftunderskuddet i Møre og Romsdal skal dekkes opp med kraft utenfra vil denne derfor måtte transporteres over lange avstander og delvis gjennom import fra utlandet. Norge vil for stadium 2010 ha et importbehov på ca. 5 TWh ved normal nedbør.

For Romsdalshalvøya, vest for Istad er det i dag så godt som ingen produksjon (kun ca. 5 MW installert effekt). Med Ormen Lange og planlagte utvidelser ved Hustadmarmor AS vil overføringsbehovet inn til dette området bli på ca. 440 MW ved tunglast og 2,7 TWh/år (stadium 2010).

Industrikraft Møre AS vil bli tilknyttet Fræna transformatorstasjon like ved både Hustadmarmor AS og Ormen Lange (avstand via kraftnettene henholdsvis ca. 1,3 km og 12 km). Industrikraft Møre AS vil dermed redusere det ovenfor omtalte kraftunderskuddet både lokalt for Romsdalshalvøya, for Møre og Romsdal fylke, i en større region (Midt-Norge) og for hele landet, jf. Figur 8-8.



Figur 8-8: Områder med kraftunderskudd. Industrikraft Møre AS sitt planlagte industrikraftverk, vil redusere kraftunderskuddet i samtlige områder. Angitte verdier for kraftunderskudd er referert stadium 2010. Tap i regional- og sentralnettet, som bidrar til å øke underskuddet, er ikke inkludert. For Midt-Norge er det forutsatt 0 utbygging av ny produksjon. For Norge er det forutsatt 3 TWh vindkraft og 3 TWh gasskraft (Kårstø).

Ved at Industrikraft Møre AS sitt planlagte industrikraftverk reduserer kraftunderskuddet, reduseres overføringsbehovet i nettet, både innenfor og utenfor fylket. Reduksjonen vil skje for hele eller store deler av året, og den vil skje når overføringsbehovet er størst, dvs. nettet er mest presset. Dette medfører:

1. Reduserte overføringstap. Det er vanskelig å fastslå den årlige tapsbesparelsen. Marginaltapssatsene for sentralnettet, som Statnett beregner i tariffieringssammenheng, gir likevel en viss indikasjon. Istad transformatorstasjon, som fram til desember 2006 er nærmeste sentralnettspunkt til Fræna, har de siste årene hatt marginaltapssatser for uttak/innmating nær eller på 10/-10%, som er satt som takverdi¹⁷. Tapsbesparelsen kan dermed bli på inntil 10 % av innmatet effekt, men sannsynligvis noe lavere. Idriftsettelse av ny 420 kV ledning Viklandet-Fræna med 420/132 kV transformering i Fræna bidrar til å styrke nettet internt i Møre og Romsdal, og vil isolert sett redusere marginaltapene pga. reduserte tap på

¹⁷ De faktiske marginaltapene kan ha vært høyere.

strekningen Viklandet-Fræna. Økt overføring som følge av Ormen Lange vil imidlertid pålaste nettet og øke tapene, både på denne strekningen og videre utover i nettet. Det er foreløpig usikkert hvordan virkningen på marginaltapene blir samlet sett.

2. Økt forsyningssikkerhet.

- a. Romsdalshalvøya med bl.a. Hustadmarmor AS og Ormen Lange forsynes via bestående 132 kV nett og en ny 420 kV ledning Viklandet-Fræna-Nyhamna som idriftsettes desember 2006. Uten ny produksjon i området må størstedelen av lasten ved Ormen Lange frakobles ved utfall av 420 kV forbindelsen for unngå overlast i 132 kV nettet. Dette vil en kunne unngå med Industrikraft Møre AS.
- b. Statnett har de siste årene gjennomført omfattende utredninger av spennings og stabilitetsforholdene i Midt-Norge. Med økende overføringsbehov som følge av økende kraftunderskudd, har fare for spenningskollaps ved en rekke utfallssituasjoner blitt en betydelig utfordring. Som et kortsiktig tiltak skal Statnett av den grunn investere store beløp i spenningsstøttende enheter (kondensatorbatterier og SVC-anlegg). Industrikraft Møre AS bidrar til å avlaste nettet, og vil samtidig kunne bidra med kontinuerlig spenningsregulering. Det forventes derfor at industrikraftverket vil være gunstig for spenningsstabiliteten. Industrikraftverket vil dessuten komme i et område hvor det fra før ikke finnes enheter for kontinuerlig spenningsregulering av betydning. Nærmeste større produksjonsenheter er i Grytten og i Aura. En av Statnetts systemstudier viser at det vil være betydelige utfordringer mht. både lave og høye spenninger for Fræna og Nyhamna, uten spenningsregulerende enheter. I rapporten antydes det et en SVC kan være ønskelig for spenningsregulering. Et industrikraftverk i Fræna vil i stor grad kunne avhjelpe disse utfordringene.
- c. Lasten ved Hustadmarmor AS er følsom for spenningsdipper, som f.eks kan oppstå ved feil i nettet. Selv om varigheten kun er på 0,1 sekunder kan betydelige deler av lasten falle ut. Industrikraft Møre AS vil virke begrensende på spenningsdippenes størrelse og vil derved gjøre at færre feilhendelser medfører avbrudd hos Hustadmarmor AS. Tilsvarende vil også være gjeldende for Ormen Lange.

3. Redusert forsterkningsbehov for å dekke kraftunderskudd. Industrikraft Møre AS, eventuelt sammen med annen produksjon, vil kunne bidra til å utsette eller redusere behovet for nettforsterkninger. I dette inngår også en mulig begrensning av reinvesteringsbehovet i nettet. Statnett har imidlertid gjort det klart at realisering av Industrikraft Møre AS ikke vil påvirke planlagt etablering av ny 420 kV ledning Fardal-Ørskog, som sees på som et supplement.
4. Det er ikke behov for forsterkningstiltak som følge av industrikraftverket, med unntak av tilknytningsforbindelse(r) mellom Industrikraft Møre AS og Fræna/Hustadmarmor AS. Dette gjelder for alle aktuelle tilknytningsalternativ. Dersom det også etableres andre produksjonsanlegg i området, kan det imidlertid bli behov for visse forsterkningstiltak, se egne vurderinger i kapittel 8.4.4.

Alternativ 5 med 132 kV for tilknytning av industrikraftverket vil medføre betydelig økt jordfeilstrom (ca. 93 A) i 132 kV nettet (0 A for alt. 7a og 32 A for alternativ 7b). Fra 1997 til 2005 ble et stort spolejordet 132 kV nett fra Sør-Trøndelag til Sogn og Fjordane drevet samlet. I 2005 var imidlertid jordfeilstrommen blitt problematisk høy (ca. 1900 A) på grunn av utvidelser av nettet med bl.a. kabler, som er store bidragsyttere. Nettet ble da delt i to, til tross for at oppdelingen medførte redusert leveringspålitelighet, redusert overføringskapasitet og økte tap. Den nordlige delen, hvor Fræna inngår, fikk med oppdelingen en jordfeilstrom på ca. 1300 A. Økt jordfeilstrom pga. 132 kV nettilknytning for Industrikraft Møre AS vil sammen med andre mulige framtidige netttiltak kunne medføre behov for

ytterligere oppdeling av nettet eller andre tiltak. Samtidig vil det bli behov for å øke spolekapasiteten. Det blir i desember 2006 idriftsatt en spole på 300 A tilkoblet 420/132 kV transformatoren (T1) i Fræna. Denne er planlagt å kompensere for et jordfeilstørbidrag på ca. 190 A på Romsdalshalvøya, med et visst rom for utvidelser + ca. 20% overkapasitet. Spolen i Istad transformatorstasjon, som har dekket dette området hittil, er relativt gammel og er også tilknyttet en gammel transformator. Transformatoren vil sannsynligvis ikke vil bli fornyet. Med økt jordfeilstørm på 93 A vil dermed spolekapasiteten for Romsdalshalvøya være brukt opp, og det vil kunne bli behov en ny spole. Det er imidlertid ingen transformatorer i området som kan benyttes til dette formålet, dersom transformatoren i Istad fjernes og uten at 420/132 kV transformeringen i Fræna doubleres. Dette er forhold som taler for en 420 kV løsning, hvor jordfeilstømmen i 132 kV nettet ikke påvirkes (eller påvirkes i mindre grad for alt. 7b).

Forsterkning av nettet og utbygging av ny produksjon vil medføre økt maksimal kortslutningsytelse/-strøm for Fræna transformatorstasjon og omkringliggende/underliggende nett. Det anses imidlertid som lite sannsynlig at kortslutningsytelsen blir så høy at det blir behov for å bytte ut komponenter i eksisterende anlegg. Dersom nett- og produksjonsutbyggingen i området blir svært omfattende, vil kortslutningsforhold kunne favorisere 420 kV framfor 132 kV tilknytning for Industrikraft Møre AS.

8.4.4 Samordning andre planer for nett og produksjon

I det aktuelle området er det konsesjonssøkt følgende produksjonsutbygginger (det foreligger for øyeblikket ingen forhåndsmeldinger):

- Fræna vindkraftpark på 39-65 MW med planlagt nettilknytning via ny/eksisterende 132 kV ledning til Fræna transformatorstasjon (Statkraft, 2006).
- Havsul I offshore vindkraftpark på 350 MW med planlagt nettilknytning via to 132 kV ledninger¹⁸/kabler til Nyhamna transformatorstasjon (Havsul I, 2006).
- Havsul IV offshore vindkraftpark på 350 MW med planlagt nettilknytning via to kabler og en 132 kV dobbeltkursledning (Havsul IV, 2006). Som følge av vindkraftparken er det påvist behov for å forsterke 132 kV nettet mellom transformatorstasjonene Bolli og Fræna. Dette er tenkt utført ved sanering av bestående ledning fra 1967 og bygging av ny kraftig enkelt eller dobbeltkurs 132 kV ledning. Dette tiltaket er foreløpig ikke konsesjonssøkt.

I kraftsystemutredning for Møre og Romsdal er det i tillegg vist oversikt over flere produksjonsplaner i andre deler av fylket. Videre er det planer om følgende forsterkningstiltak i området:

- Ny 420 kV ledning/kabel Nyhamna-Ørskog (konsesjon gitt, til ankebehandling i OED, Statnett har utsatt investeringsbeslutning pga. manglende samfunnsøkonomisk lønnsomhet).
- Ny 420 kV ledning Ørskog-Fardal (forhåndsmeldt 2006, konsesjonssøkes tidlig 2007, planlagt idriftsatt 2011).
- Sanering av deler av det bestående 132 kV nettet ved utgått levetid kan bli aktuelt dersom tilfredsstillende reserve sikres gjennom utbygging på 420 kV nivå.

Industrikraft Møre AS (132 kV tilknytning) sammen med Fræna vindkraftpark og Havsul IV (full utbygging) vil medføre overlast på 420/132 kV transformator i Fræna (T1) ved full produksjon, både ved lettlast og tunglast. I

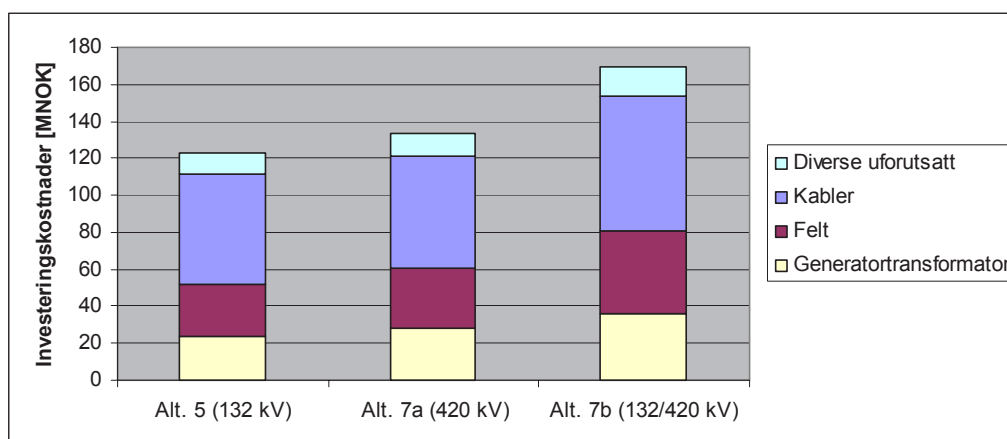
¹⁸ En dobbeltkurs, eventuelt kun kabel

tillegg vil 132 kV ledningen Brandhol-Viklandet bli overbelastet ved lettlast og full produksjon. Overlast på T1 kan unngås ved å dublere transformorkapasiteten 420/132 kV i Fræna og/eller velge 420 kV tilknytning for Industrikraft Møre AS. Tiltakene hver for seg vil ikke fjerne overlasten på 132 kV Brandhol-Viklandet ved lettlast og full produksjon. Overlasten blir minst med 420 kV tilknytning for Industrikraft Møre AS.

Med omfattende utbygging av ny produksjon i området og/eller samlet for Møre og Romsdal vil virkningen av den samlede produksjonsutbyggingen kunne bli økte tap (i motsetning til reduserte tap ved Industrikraft Møre AS alene). Foreløpige beregninger tyder også på at tapsforhold i økende grad vil favorisere 420 kV tilknytning framfor 132 kV tilknytning (og etablering av T2) ved økende øvrig produksjonsutbygging i området.

8.4.5 Kostnader

Figur 8-9 viser et estimat av investeringskostnader for nettilknytning av Industrikraft Møre AS, jf. Figur 8-6. Det er inkludert tiltak fra og med generatortransformator ved Industrikraft Møre AS til samleskinne i Fræna transformatorstasjon og eventuelt Hustadmarmor AS. Eventuell bryter mellom generator og generatortransformator og bygningsmessige kostnader er ikke inkludert. Det er heller ikke inkludert kostnader ved mulig dublering av 420/132 kV transformator i Fræna (aktuelt dersom det i tillegg til Industrikraft Møre AS blir omfattende utbygging av vindkraft i området, se Kapittel 8.4.4). Estimaten har en usikkerhet på +/- 30 %



Figur 8-9: Estimaten av investeringskostnader for nettilknytning av Industrikraft Møre AS

For innmating av kraft i sentralnettet har Statnett en tariff med innmatingspris 0,5 øre/kWh. For områder med kraftunderskudd har Statnett redusert tariffen til 0,1 øre/kWh. Industrikraft Møre AS legger til grunn at det er denne, reduserte tariffen som vil gjelde. Ved maksimal innmating på 3,6 TWh gir det en årlig innmatingkostnad på 3,6 millioner kroner. Det vises for øvrig til kapitlene 3.2 og 13.3, hvor de indirekte, samfunnsmessige kostnader og inntekter drøftes. I henhold til drøftingen i kapittel 13.3 er det samfunnsøkonomisk grunnlag for et betydelig, negativt anleggsbidrag til prosjektet.

8.5 Konsekvenser

Ved konsesjonssøknad skal det redegjøres for tiltakets virkning på miljø, naturressurser og samfunn. Redegjørelsene vil bygge på foreliggende opplysninger samt eventuelle undersøkelser i traséområdet. Hensikten med dette er å forsøke å oppnå optimale løsninger, samt å sikre at virkningene blir tatt i betraktning under planlegging av tiltaket, og det tas stilling til om og eventuelt på hvilket vilkår tiltaket kan gjennomføres.

8.5.1 Magnetiske- og elektriske felt

Kraftledninger og andre strømførende installasjoner omgir seg bl.a. med lavfrekvente elektriske og magnetiske felt. Det er fortsatt usikkerhet omkring helsemessige virkninger av slike felt, men i NOU 1995:20 Elektriske felt og helse konkluderes det med at:

”verken epidemiologiske eller eksperimentelle data gir grunnlag for å klassifisere lavfrekvente elektromagnetiske felt som kreftfremkallende. Det er heller ikke funnet sikre vitenskapelige holdepunkter for at andre sykdommer, skader eller plager kan være forårsaket av elektromagnetiske felt av en art eller styrke som man kan bli eksponert for i dagliglivet eller i de fleste yrker. Epidemiologiske undersøkelser taler for at leukemi forekommer oftere blant barn som bor nær kraftledninger enn hos andre barn, men de foreliggende data er ikke tilstrekkelig til å avgjøre en årsakssammenheng. Avgjørende spørsmål om eventuell biologiske virkningsmekanismer, dosedefinisjoner og dose – effektrelasjoner er ubesvarte.”

Myndighetene har i NOU 1995:20, senere bekreftet gjennom St.prp. nr. 65 1998, anbefalt en moderat forsiktighetsstrategi. Det viktigste tiltak i en slik strategi er å planlegge både kraftledninger og bebyggelse slik at det blir god avstand mellom disse. I NOU 1995:20 er det nedfelt en forvaltningsstrategi som sier at usikkerheten og det relativt begrensede omfanget av problemet tilsier at det ikke er forsvarlig å sette i gang svært kostnadskrevenende tiltak.

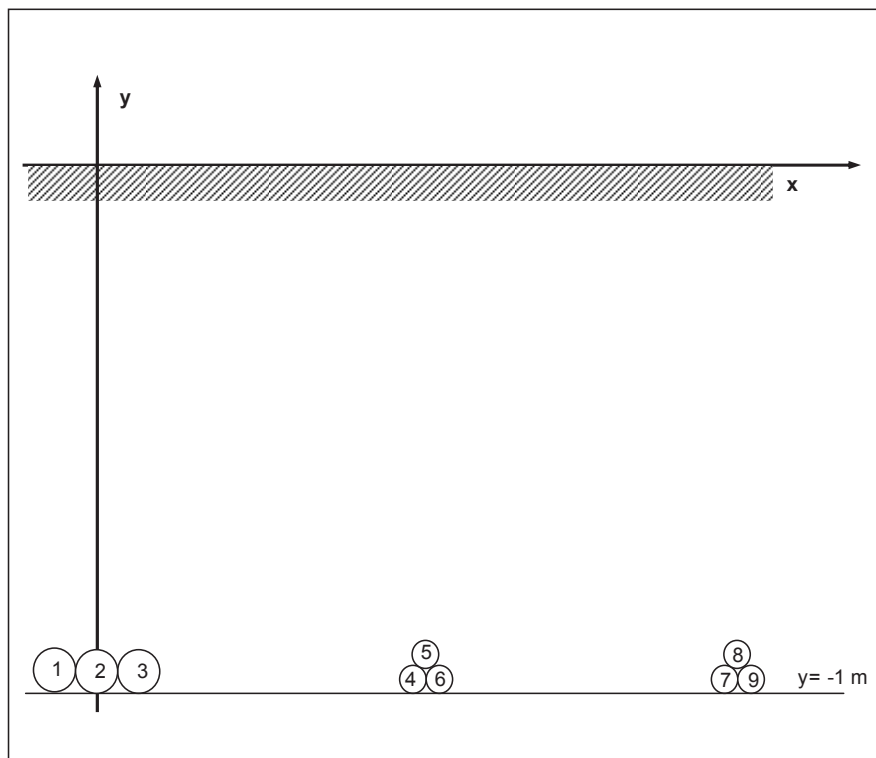
Stortinget bad om en ny gjennomgang av denne problematikken i år 2000. Sosial- og helsedepartementet oppnevnte derfor i desember 1999 et nytt ekspertutvalg. Utvalget gav i juni 2000 en oppdatert oversikt over kunnskapen vedrørende helsemessige betydningen av eksponering for ekstremt lavfrekvente elektromagnetiske felt (EMF) i frekvensområdet 10 til 60 Hz, i yrke så vel som i boligmiljø, og evaluerer herunder relevante forskningsresultater. Dette er gjengitt i rapporten ”Elektromagnetiske felt og helse. Vurdering av de siste fem års forskning 1995-2000”. Utvalgets konklusjoner er at ekspertutvalgets konklusjoner fra 1994 fortsatt er gyldige. Utvalget uttaler videre:

Utvalget finner ikke at det pr. i dag er påvist andre skader og sykdommer som følge av eksponering for svake EMF. De gjennomførte befolkningsstudiene siden 1994 gir liten støtte for at elektromagnetiske felt har sterke effekter på abort, fosterskade eller fertilitet. Det er imidlertid fortsatt uavklarte funn. Nyere funn når det gjelder kroniske nevrologiske sykdommer, psykiske lidelser og hjertesykdom assosiert med hjertearytmi er interessante og vil nok bli gjenstand for videre studier.

Utvalget konkluderer med at eksponering for EMF ikke kan betraktes som helt ufarlig, basert på det faktum at det pr. i dag finnes svake epidemiologiske holdepunkt for at slik eksponering kan utgjøre en noe økt risiko for leukemi.

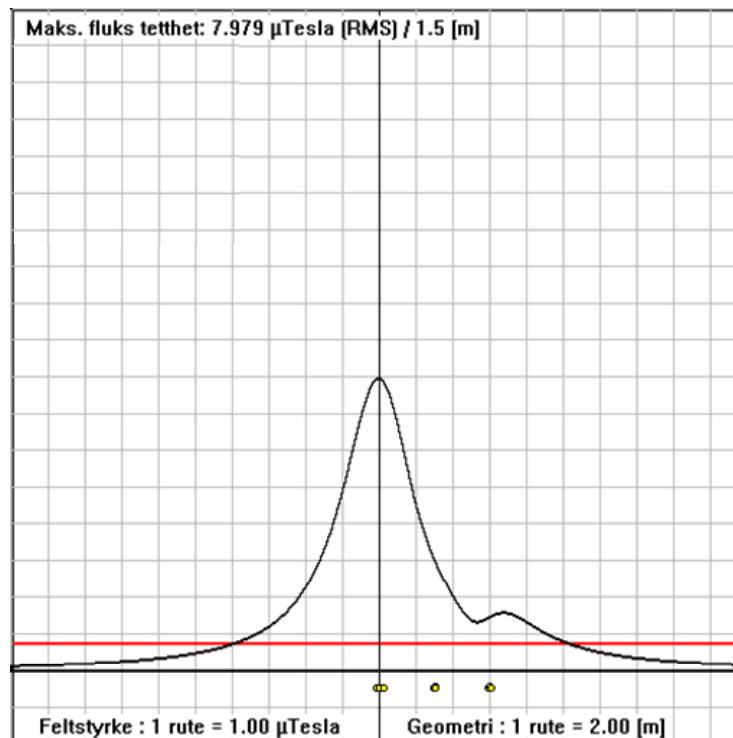
Funnene er for utilstrekkelige til at man vil foreslå en offentlig regulering av svake elektromagnetiske felt. Man bør likevel fortsette med den løpende vurderingen av hvordan en skal praktisere restriksjoner for eksponeringer for meget kraftige felt, det vil si felt som kan føre til såkalte akutte effekter (magnetverdier over 500 mikrottesla og elektriske felt over 10 kV/m). Da praktisk talt alle nordmenn bruker elektrisitet og derfor eksponeres regelmessig for EMF, bør man ved opplæring av publikum og regulerende myndigheter ha som mål å redusere omfanget av slik eksponering.

De magnetiske feltene fra planlagte kabel mellom Fræna transformatorstasjon og Hustadmarmor AS er beregnet ved hjelp av PC – programmet TESLA som er utviklet av Sintef Energiforskning (SEFAS). Forutsetninger for beregningene: Beregningene er utført med en belastning på 430 MW(600 A) på 420 kV kablene, 65 MW (280 A) på 132 kV Fræna–Hustadmarmor AS 2 og 85 MW(370 A) på 132 kV Fræna-Hustadmarmor AS 1. Kabelkonfigurasjonen beregningene er utført på er vist i Figur 8-10. Denne konfigurasjonen representerer kabelføringen som vil generere det største magnetfelt, og som er planlagt etablert mellom Sjøvegen og Hauan samt de siste 300 meter inn til Fræna transformatorstasjon.



Figur 8-10: Kabelkonfigurasjon

Figur 8-11 viser beregnet magnetfeltstyrke 1,5 meter over bakken. Maksimal magnetfeltstyrke, 1,5 rett ovenfor den nye kabelen er beregnet til ca. 8 μ T. Det nærmeste bolighus vil ligge ca. 20 meter fra kabelgrøften. Det betyr at ut fra kurve i Figur 8-11 vil en maksimalt kunne få en feltstyrke på 0,2 μ T ved bolighuset. Ved jordnet kabelskjerm vil det ikke være noe elektrisk felt fra kabelen.



Figur 8-11: Beregnet magnetfeltstyrke

31. mai 2005 leverte en arbeidsgruppe nedsatt av Statens Strålevern sin rapport som har fått tittelen: ”Strålevern Rapport 2005-8: Forvaltningsstrategi om magnetfelt og helse ved høyspentanlegg”. Arbeidsgruppen har i sin innstilling anbefalt at det ved nybygging bør følges et utredningsprogram med blant annet følgende element:

- Kartlegging av eksponeringssituasjonen for bygg som ved gjennomsnittlig strømbelastning kan få felt over 0,4 µT.

Dette er fulgt opp i St.prp.nr 66 (2005-2006) der det heter at:

Vedtak nr. 144, 9. desember 2004 (Helse- og omsorgsdepartementet):

«Stortinget ber Regjeringen vurdere regelverk som kan sikre at høyspentledninger enten graves ned eller legges i tilstrekkelig avstand til der hvor mennesker har varig opphold. Regelverket må sikre at føre-var-prinsippet ivaretas. Regjeringen må også vurdere å innføre nasjonalt regelverk for byggegrenser mot høyspentlinjer. Regjeringen bes komme tilbake med en slik vurdering i revidert budsjett våren 2005.»

Som beregningene viser, vil det med dagens boliger langs planlagt kabeltrase ikke være bygninger som er eksponert for så store feltstyrker som arbeidsgruppen har anbefalt som en grenseverdi før det bør vurderes tiltak.

Billedrørbaserte dataskjermer er ganske følsomme overfor magnetfelt. Det vil kunne oppstå forstyrrelser på slike skjermer allerede under feltstyrker på 1 mikrottesla. Annet elektronikk- eller datautstyr (inkludert LCD- eller plasmaskjermer) vil ikke bli påvirket av feltene som omgir kraftledningene og kraftkablene. Det enkleste avbøtende tiltaket ved forstyrrelse av dataskjermer er utskifting til flate LCD-skjermer.

8.5.2 Kulturminner og fornminner

Det er foretatt en kartlegging og registrering av kabeltraseen i 1996. For påvist dyregrav langs traséen over Klempertåsen vil denne bli merket med merkebånd før graving slik at graveentreprenør ikke kommer for nær påvist dyregrav. Nevnte undersøkelser tilfredsstiller kravene i § 9 i kulturminneloven ifølge telefonsamtale med fylkesarkeolog Bjørn Ringstad 31.10.06. For strekningen mellom Sjøveien og planlagt industrikraftverk, vises det til brev fra Riksantikvaren datert 15.8.2006: "Melding om ferdigstilte arkeologiske granskinger. Reguleringsplan for Hustadmarmor AS vest, gnr.19, Fræna kommune, Møre og Romsdal".

8.5.3 Friluftsliv

Etablering av ny kabelføring vil følge allerede opparbeidet kabeltrase fra 1996/97 fra Sjøveien ved Hustadmarmor AS til Fræna transformatorstasjon. Legging av ny kabel i allerede opparbeidet trasé vil ikke få noen negativ innvirkning på friluftslivet i området med unntak av i anleggsperioden. Mellom Sjøveien og industrikraftverk vil kabelen i sin helhet legges inne på industriområdet til Hustadmarmor AS.

8.5.4 Flora og fauna

Det har vært kontakt med Fræna kommune v/May Britt Bjerke. I utarbeidet rapport nr. 5-2005 om kartlegging av naturtyper i Fræna kommune vil ikke kabeltraséen komme i konflikt med viktige naturtyper beskrevet i nevnte rapport. Industrikraft Møre AS er kjent med at det er utarbeidet en rapport om viltet i Fræna kommune. Rapporten har fått begrenset offentlighet fordi den inneholder sensitiv informasjon om viltarter. Kabeltraséen berører ikke sensitive områder beskrevet i nevnte rapport.

8.5.5 Inngrepsfrie områder

Traseen berører ikke områder som er foreslått vernet, inngår ikke i verneplan som er under utarbeidelse og er ikke av kategorien "særlig prioriterte skjermingsområde". Dette er også sjekket mot kart over inngrepsfrie naturområder i Møre og Romsdal per januar 2003.

8.5.6 Forurensning

132 kV og 420 kV kabler vil være PEX- isolert. Kablene vil derfor ikke bidra med noen forurensning til jord eller grunnvann.

8.5.7 Skogbruk og jordbruk

Den planlagte kabelen vil gå i samme trase som ble opparbeidet i 1996/97. Det er ikke behov for å hogge mer skog. Jordbruksinteressene i Fræna kommune vil ikke bli berørt av kabelføringen da den som nevnt vil gå i allerede opparbeidet trasé.

8.5.8 Jaktinteresser

I Fræna kommune er bestanden av hjort stor. Selv om det jaktes på rådyr, må hjortejakta sies å være den dominerende jaktform i kommunen. Det forekommer at grunneiere frembyr jaktrettigheter for salg, men som næringsinteresse har det minimal betydning. I byggeperioden vil anleggsvirksomheten kunne virke forstyrrende inn på jakten.

8.6 Erverv av rettigheter

8.6.1 Private interesser

Industrikraft Møre AS vil primært forsøke å få til frivillige avtaler med de enkelte grunneiere når det gjelder avståelse av nødvendig grunn og rettigheter. Dette gjelder både i forhold til bygging og drift av jordkabelen, samt adgang til transport av materiell inn i traseen. Først på et senere stadium vil det vise seg om man lykkes i å få til frivillige avtaler, og i hvilken grad grunneiere vil vedstå seg disse. Av den grunn søker også Industrikraft Møre AS om ekspropriasjonstillatelse og tillatelse til å påbegynne bygging før eventuelt skjønn er avholdt. Grunneierne blir gjennom et eget skriv informert om planene og søknad om ekspropriasjon og forhåndstillatelse.

8.6.2 Rettigheter

De viktigste rettigheter prosjektet trenger framgår av det følgende, spesifisert i pkt a)-e). For pkt. a)-d) trengs bare bruksrett. For permanente anlegg gjelder rettighetene for all framtid.

a) Rett til bygging, drift, vedlikehold og fornying

Eieren av en kabeltrase skal ha rett til å skifte ut og vedlikeholde anlegget, grave ned jordelektroder, sette opp varselskilt og eventuelt andre markeringer.

b) Rett til å foreta transport

Eieren av en kabeltrase skal ha rett til å utføre transport og ha rett til adkomst til, fra og i kabeltraséen, med mannskap, maskiner og andre transportinnretninger. Retten til transport gjelder både materiell, returtransport av demonterte materialer og transport av ved og tømmer i den grad dette er nødvendig. Dette gjelder også bruk av private veger for transport og adkomst.

c) Byggeforbudsbelte

Det blir forbud mot bygging av viktige (vanlige) bygninger innenfor et byggeforbudsbelte i samsvar med bestemmelsene i "Forskrifter for elektriske anlegg. Forsyningsanlegg".

d) Skogrydding

Eieren av en kabeltrase skal ha rett til å rydde skog i den grad dette er nødvendig for drift av denne. På enkelte steder kan skogryddingsbeltet bli utvidet eller innskrenket.

e) Skjønn

Nye rettigheter vil bli ervervet ved offentlig skjønn dersom en ikke kommer fram til en minnelig ordning. Det vil bli utarbeidet generelle og spesielle skjønnsforutsetninger som grunnlag for å fastsette erstatningene.

Rettigheter for de eksisterende anleggene er i hovedsak sikret ved offentlig skjønn og resten ved minnelige avtaler. Rettighetene er ikke tidsavgrenset, og i den grad de er dekkende vil en nytte disse rettigheter til drift av de eksisterende anleggene og til fornying av disse.

I den grad de gamle rettigheter ikke er dekkende, søker en her om ekspropriasjonstillatelse, jf. erigningsloven 23.10.1959 nr. 3, § 2 nr. 19. Dette gjelder i hovedsak rettigheter for nye traséer, men også for bruk av nyere anlagte private veger. Ekspropriasjonstillatelsen må sikre at søkeren på hele strekningen har alle nødvendige rettigheter for bygging, tilsyn, drift, vedlikehold og fornying av anleggene, herunder også transport av materialer, mannskap, maskiner og utstyr til, fra og i traséen.

Både på grunn av tidsplanen og på grunn av at det viser seg å være en stor fordel å avholde eventuelt skjønn etter at byggingen er foretatt, søkes det om tillatelse til å begynne bygging av anleggene før skjønn er avholdt, jf. erigningsloven § 25. Før tiltredelse vil imidlertid nåværende arealbruk bli registrert og landbruksarealer bonitert.

Fortegnelsen over grunneiere som blir berørt av den konsesjonssøkte 420 kV/132 kV jordkabel, finnes i Appendix 2.

9 Konsekvenser av utslipp til luft

9.1 Gjennomførte beregninger

Som grunnlag for å vurdere konsekvenser av utslipp til luft er det utarbeidet følgende underlagsrapport: Norsk Institutt for Luftforskning (NILU), 2006: *Spredningsberegninger og konsekvensvurderinger for utslipp til luft fra gasskraftverk i Elnesvågen*. Det er gjennomført spredningsberegninger for utslippsscenarioet beskrevet i Tabell 9-1¹⁹. Utslipp fra industrikraftverket er beregnet med utgangspunkt i et representativt kraftverk i 400 MW-klassen. Avhengig av endelig valg av leverandør, kan endelig valg av turbin medføre at utslippene blir noe forskjellig fra det som her er lagt til grunn.

Utslippene av CO, VOC og støv er såpass lave fra et moderne kraftverk basert på gass at NILU ikke har tatt dem med i spredningsberegningene.

Tabell 9-1: Utslippsbasis for spredningsberegninger

Parameter	Enhet	Kvantum	
		Uten CO ₂ -fangst	Med CO ₂ -fangst
Utslipp NO _x	t/år	67	67
	ppmv	2	2
Utslipp NH ₃	t/år	62	62
	ppmv	5	5
Utslipp MEA	t/år	0	133
	ppmv	0	3
Utslipp SO ₂	t/år	4,7	4,7
	ppmv	0,1	0,1
Røykgasstemperatur	°C	80	50
Skorsteinshøyde	m	50 , 60 eller 70	
Høyde for skorsteinsbygget	m	46	
Grunnflate for skorsteinsbygget	m	21 x 10	
Utslippshastighet	m/s	15	
Innvendig skorsteinsdiameter	m	7,22	
Utslippsvolum	m ³ /s	594	

Våtavsetning av nitrogen er ikke beregnet, men er på bakgrunn av erfaringer fra andre konsekvensutredninger for kraftverk basert på gass estimert av NILU til 10 – 15 mg/m² og år. Dette representerer 1 – 5 % av dagens avsetning. En mer presis beregning av våtavsetning av nitrogen ville kreve registrering av lokale meteorologiske data over en periode på ett år. Industrikraft Møre AS sin vurdering har i denne situasjonen vært at det estimerte bidraget fra

¹⁹ Fremskaffet av Aker Kværners ”Just Catch”-prosjekt.

kraftverket til våtavsetning av nitrogen i influensområdet er såpass lavt at et mer presist anslag neppe ville gi signifikant informasjon i forhold til risikoen for overskridelse av tålegrenser. Man har derfor valgt å basere konsekvensvurderingen på dette punktet på NILUs estimerte verdier istedenfor å initiere et langvarig måleprogram som ville forsinke prosjektet vesentlig.

9.2 Sammenheng av konsekvensvurderinger

Det eksisterer ikke representative målinger av luftkvalitet i området omkring Elnesvågen i dag. Nærmeste stasjon er Kårvatn, der var årsmiddelkonsentrasjon av NO_2 $0,21 \mu\text{g}/\text{m}^3$ i 2004. Samme år var maksimal timemiddel av NO_2 $1,91 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Lokal luftkvalitet ved Elnesvågen vil trolig være noe dårligere enn dette på grunn av lokale utslipp, men likevel betydelig lavere enn strengeste grenseverdi. Avsetning av nitrogen varierer mye fra år til år og avsetningen varierer også mye geografisk. Basert på måledata fra Kårvatn og andre bakgrunnsstasjoner er den gjennomsnittlige nitrogenavsetning i influensområdet omkring Elnesvågen beregnet til å ligge mellom $350 - 500 \text{ mg N}/\text{m}^2$ per år.

Det er gjort meteorologiske målinger flere steder vest for Elnesvågen, på disse målestedene er det lav topografi. Industrikraftverket er planlagt å ligge på nordsiden av Frænfjorden hvor det er kupert topografi som vil påvirke vindforholdene. Siden det ikke eksisterer meteorologiske data fra Elnesvågen er det tatt utgangspunkt i vindrose fra Nyhamna. Ved Nyhamna er dominerende vind nord-sør orientert. Ved Elnesvågen vil dominerende vindretning følge topografien, dvs. dominerende vind vil være øst-vest orientert. Vindrose fra Nyhamna er derfor rotert for å kunne brukes som inngangsmeteorologi til spredningsberegningene. Samtidig er det antatt at vindhastigheten ved Elnesvågen er lavere enn vindhastigheten ved Nyhamna. Vindretning og vindhastighet er endret på grunnlag av generell kunnskap om meteorologi. Det foreligger ingen nedbørsdata fra området som kan benyttes til modellberegninger.

Ved Elnesvågen er det planlagt industrikraftverk der utslipp til luft, som et alternativ, kan renses for CO_2 . Dette fører til at utslippet av CO_2 reduseres, men at det slippes ut monoetanolamin (MEA) fra renseprosessen. Aker Kværner Engineering & Technology har levert data for alle relevante dimensjoner av anlegget og utslippsmengder av NO_x , NH_3 og MEA.

Maksimalt timemiddelkonsentrasjon er beregnet med CONCX og årsmiddelkonsentrasjon er beregnet med CONDEP, begge disse modellene er gaussiske spredningsmodeller utviklet av NILU. Høyeste beregnede timemiddel av NO_x er $11 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Beregnet årsmiddel av NO_x , er maksimalt $1,4 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Selv om all NO_x går over til NO_2 , vil ikke konsentrasjonene være i nærheten av luftkvalitetskriteriet, som er strengeste grenseverdi, verken for maksimalt timemiddel eller årsmiddel. Høyeste beregnede timemiddel for MEA er $22 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Beregnet årsmiddel av MEA er maksimalt $1,7 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

Avsetning av nitrogen består av tørr- og våtavsetning. Tørravsetning av nitrogen blir også beregnet med CONDEP, våtavsetning av nitrogen er ikke beregnet siden det ikke foreligger nødvendige inngangsdata til modellberegning. Vurdering av våtavsetning er derfor basert på sammenligninger med tilsvarende beregninger som er utført andre steder. Nitrogenavsetning som følge av utslipp av NO_x og NH_3 fra industrikraftverk i Elnesvågen er vurdert til å ligge i intervallet $10 - 15 \text{ mg N}/\text{m}^2$ per år. Dette utgjør $1 - 5 \%$ av dagens avsetning. Det kan ikke sies hvor den høyeste nitrogenavsetningen vil finne sted.

Effekter av økte NO_x konsentrasjoner på vegetasjon og fauna er vurdert etter SFTs retningslinjer, og effekter av total nitrogenavsetning på naturtyper og fauna er vurdert etter internasjonale tålegrenseverdier. Vurderingene er gitt med

en viss usikkerhet da total nitrogenavsetning baserer seg på antatte verdier og bakgrunnsnivået varierer innen relativt store intervall.

Industrikraftverket vil maksimalt øke årsmiddelkonsentrasjonen av NO_x med $1,4 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Verdien ligger langt under SFTs anbefalte luftkvalitetskriterier for vegetasjon ($30 \mu\text{g}/\text{m}^3 \text{NO}_2$ som årsmiddel), og det forventes således ingen direkte skader på planter på grunn av økte NO_x konsentrasjoner i luft. Maksimal timemiddel av NO_x er beregnet til ca $11 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Dette er langt under SFTs anbefalte luftkvalitetskriterier for NO_2 med hensyn på dyr som er satt til $100 \mu\text{g}/\text{m}^3$ midlet over 1 time. Det er lite trolig at de økte konsentrasjonene vil ha noen målbar effekt på artssammensetning av faunaen i området, og sannsynligvis heller ikke på enkeltindivider. Utslippene av nitrogenoksider fra industrikraftverket vil derfor neppe ha noen virkning på dyreliv.

Med en total gjennomsnittlig bakgrunnsavsetning på ca $400 \text{ mg N}/\text{m}^2$ per år vil industrikraftverkets bidrag på maksimalt $10 - 15 \text{ mg N}/\text{m}^2$ per år ikke føre til overskridelser av tålegrensen ($500 \text{ mg N}/\text{m}^2$ per år) for utsatte naturtyper som nedbørm, fattig vannvegetasjon og fattig fjellvegetasjon. Det er således lite trolig at vegetasjonstyper vil endre karakter som et resultat av utslippene fra industrikraftverket. Sammen med annen olje og gassbasert industri i regionen vil den totale avsetningen i området imidlertid nærme seg naturtypenes tålegrense. For år med maksimal bakgrunnsavsetning, over $500 \text{ mg N}/\text{m}^2$, vil de nedre tålegrensene for nedbørm, fattig vannvegetasjon og fattig fjellvegetasjon bli noe overskredet med muligheter for endring i vegetasjonstypene.

Effekter av totalt nitrogenavsetning på fauna er primært indirekte gjennom endringer i vegetasjon. Da det ikke forventes endringer i vegetasjonens frodighet, er det heller lite trolig at faunaens sammensetning vil bli påvirket.

Monoetanolamin (MEA) er et stoff som primært synes å forårsake irritasjonseffekter på hud og i luftveier. Stoffet tas også opp i kroppen via hud, lunger og mage-tarmkanalen. MEA finnes dessuten normalt i kroppen som komponent i cellemembraner. I arbeidsmiljø er inhalasjon den viktigste eksponeringsveien for MEA. Deler av den generelle befolkningen er imidlertid utsatt for opptak gjennom hud på grunn av kosmetikkbruk.

Det laveste effektnivået som er beskrevet for MEA er hudirritasjon hos rotter, hunder og marsvin ved inhalasjon av $12 \text{ mg}/\text{m}^3$. Dette kunne imidlertid skyldes direkte hudkontakt med MEA som kondenserte på overflater i eksponeringskarene. Gjentatt inhalasjon av $30 \text{ mg}/\text{m}^3$ MEA forårsaket dessuten endret atferd hos hunder. Det er også rapportert yrkesbetinget astma og hudsensibilisering ved eksponering for MEA hos mennesker. I en studie ble det observert effekter hos mennesker ved så lave nivåer som $1 \text{ mg}/\text{m}^3$. Denne studien er imidlertid blitt kritisert for manglende data som antall eksponerte og varigheten av eksponeringen.

De beregnede timemidlene og årsmidlene av MEA nær Elnesvågen ligger godt under de konsentrasjoner som har vist å kunne gi toksiske effekter. Mange av studiene på toksiske effekter av MEA er utført for mange år siden. Industrikraft Møre AS er ikke kjent med at det er gjort noen nye toksisitetsstudier på MEA.

9.3 Dagens situasjon

9.3.1 *Naturgeografi og vegetasjon*

Elnesvågen ligger på nordsiden av Frænfjorden i Fræna kommune i Møre og Romsdal. Landskapet veksler mellom kystnære flater, kuperte åsrygger og fjell opp mot 1000 meter over havet mot øst. Klimaet er utpreget oseaanisk med høye vintertemperaturer og relativt lave sommertemperaturer. Gjennomsnittstemperatur i januar er 0 grader Celsius og i juli 13-14 grader Celsius. Årsnedbøren ligger rundt 1200 millimeter. Nedbøren kommer ofte hyppig og lufta inneholder ofte høy luftfuktighet. Berggrunnen i området er dominert av sure bergarter (hovedsakelig gneiser) som gir opphav til fattige vegetasjonstyper. Mindre areal med svakt rikere bergarter (glimmergneiss) og rik kalkstein finnes rett nord for Elnesvågen og på Averøya med innslag av rik vegetasjon.

Området ligger på overgangen mellom det skogbare området ved kysten og kystskogbeltet innenfor. Området tilhører sørboreal vegetasjonssone (sørlig barskogsone) i sterkt oseaanisk seksjon. Influensområdet strekker seg også østover inn i mellomboreal sone (midtre barskogssone) i klart oseaanisk seksjon og til fjellområder i lavalpin sone. Influensområdet domineres i ytre strøk av bratte strandberg, rolige strandenger, kystlyngheier med dominans av røsslyng og nedbørsmyrer. De ytre deler mangler stort sett skog, noe som hovedsakelig skyldes menneskelig aktivitet gjennom hogst, lyngbrenning, slått og beite. Jordbrukslandskap er således vidt utbredt. Barskog med innslag av mer eller mindre varmekjære løvskogsbestander finnes noe lenger fra kysten med mosaikk av bratte bakkemyrer og epifyttrike, oseaaniske skoger. Innslaget av oseaaniske arter med krav til høy fuktighet, lang vekstsesong og relativt høye vinter og sommertemperaturer er høyt, som for eksempel storfrytle, kystbjønnskjegg, bjønnekam og rome.

9.3.2 *Viktige naturtyper og vernede områder*

Innenfor influensområdet finnes flere vernede områder og et stort antall registrerte viktige naturtyper for biologisk mangfold (Figur 9-1 og Figur 9-2 fra Direktoratet for Naturforvaltning sin naturdatabase <http://dnweb5.dinr.no/nbinnsyn/>). De vernede områdene er hovedsakelig naturreservater, mens naturtypene er registrert som viktige områder i kommunenes naturtypekartlegging. Mange av disse områdene inneholder rike vegetasjonstyper, kulturlandskap, havstrandsvegetasjon eller er viktige hekkeområder, rasteplasser og beiteområder for fugl knyttet til kystlandskapet. Dette er naturtyper med høye tålegrenser for nitrogenavsetning. De viktigste naturtyper med tanke på nitrogenavsetning er imidlertid næringsfattige typer som nedbørmyr (terrengdekkende myrer, intakte ombrotrofe lavlandsmyrer og atlantiske høgmyrer), fattige skoger, kystlyngheier, fattig fjellvegetasjon og næringsfattige vann. Alle disse naturtypene finnes innen influensområdet. Særlig har området et sterkt innslag av nedbørmyrer der for eksempel naturreservatet Gule-Stavikmyrane, rett nord for Elnesvågen, dekker store areal av planmyr og atlantisk høgmyr (Figur 9-3). Influensområdet inneholder også flere rødlistede arter.



Figur 9-1: Vernede områder i nærområdet til det planlagte industrikraftverket i Elnesvågen med myrreservatet Gule-/Stavikmyrane (kilde: DN's naturbase).



Figur 9-2: Lokalteter for viktige naturtyper for biologisk mangfold (skraverte felter) i nærområdet til det planlagte industrikraftverket i Elnesvågen (kilde: DN's naturbase).



Figur 9-3: Nedbørmyrer (atlantiske høgmyrer og planmyrer) i myrreservatet Gule-Stavikmyrane (kilde: DNs naturbase).

9.3.3 Måleprogrammer for luftkvalitet

Avsetning og effekter av langtransporterte luftforurensninger slik som ozon, svovel og nitrogen følges gjennom Statens forurensningstilsyns (SFT) *Statlig program for forurensningsovervåking*. I dette programmet er NILU ansvarlig for overvåking av atmosfæriske tilførsler. Gjennom dette programmet har NILU lange og omfattende måleserier for alle deler av landet. Den nærmeste målestasjonen til Elnesvågen er Kårvatn som ligger ca seks mil øst for Elnesvågen.

9.3.4 Lokal luftkvalitet

Den eksisterende luftforurensningssituasjonen i området rundt Elnesvågen er influert av langtransportert luftforurensning, skipstrafikk og annen lokal luftforurensning. Det eksisterer ikke representative målinger av luftkvalitet i området i dag. Nærmeste stasjon er Kårvatn, der var årsmiddelkonsentrasjon av NO_2 $0,21 \mu\text{g}/\text{m}^3$ i 2004. Samme år var maksimal timemiddel av NO_2 $1,91 \mu\text{g}/\text{m}^3$. NO_2 innholdet i luften ved Elnesvågen vil trolig være noe høyere enn dette på grunn av skipstrafikk, industri og mindre lokale utslipp, men likevel langt lavere enn luftkvalitetskriteriet, som er strengeste grenseverdi.

9.4 Nitrogenavsetning

Tabell 9-2 viser tørr- og våtavsetning av nitrogen i perioden 1997-2004 for Kårvatn. På grunnlag av eksisterende data fra bakgrunnstasjoner er den gjennomsnittlige totale nitrogenavsetning (tørr- og våtavsetning) omkring Elnesvågen estimert til ca 350 - 500 mg N/m² per år. Avsetningen kan periodevis være både høyere og lavere enn dette.

Tabell 9-2: Våt- og tørravsetning av nitrogen (nitrat og ammonium) ved Kårvatn i 1997-2004 (Data fra SFT/NILU og NISK). Enhet for nitrogenavsetning er mg N/m² per år.

År	Kårvatn		
	Våt	Tørr	Sum
1997	317	129	446
1998	250	90	340
1999	193	107	300
2000	167	135	302
2001	184	108	292
2002	220	185	405
2003	320	196	516
2004	204	105	309
Gj. snitt	232	132	364

9.4.1 Dagens gjødslingseffekt på vegetasjon

På bakgrunn av dagens nitrogenavsetning og forekomst av de vegetasjonstypene som har den laveste tålegrensen, er det laget et overskridelseskart for vegetasjon i Norge (Figur 9-4). Kartet viser områder der nitrogentålegrenser for vegetasjon er overskredet og hvor stor overskridelsen er. Overskridelsene er størst i Agderfylkene og avtar nordover lang kysten til Stadlandet. I Møre og Romsdal, Nord-Trøndelag og Nordland finnes det mindre arealer med små overskridelser. Bakgrunnsnivået for total nitrogenavsetning i influensområdet fra et industrikraftverk i Elnesvågen ligger på ca 350-500 mg N/m² per år, med de høyeste verdiene rett nord for industrikraftverket. De gjennomsnittlige bakgrunnsverdiene ligger under tålegrensene for naturtypene og de ulike naturtypene skulle således ikke være påvirket av dagens bakgrunnsnivå. Områdene lokalt rundt Molde by har trolig en noe høyere nitrogenavsetning, og vegetasjon med nedre tålegrense på 500 mg N/m² per år kan allerede være overskredet.



Figur 9-4: Overskridelseskart for vegetasjon basert på N-bakgrunnsnivå og nedre tålegrense for forekommende naturtyper

9.5 Meteorologi

Det er gjort meteorologiske målinger flere steder i nærheten av Elnesvågen, blant annet Rindarøy, Nyhamna og Det norske meteorologiske institutts stasjon på Ona-Husøy. Alle disse stedene ligger lenger vest enn Elnesvågen og i områder med lav topografi. Gasskraftverket er planlagt å ligge på nordsiden langs Frænfjorden. Her er det atskillig høyere topografi og dette vil påvirke både vindhastighet og vindretning. Siden det ikke eksisterer meteorologiske data fra Elnesvågen er det tatt utgangspunkt i vindrose fra Nyhamna. Ved Nyhamna er dominerende vind nord-sør orientert. Ved Elnesvågen vil dominerende vindretning følge topografien, dvs. dominerende vind vil være øst-vest orientert. Vindrose fra Nyhamna er derfor rotert for å kunne brukes som inngangsmeteorologi til spredningsberegningene. Samtidig er det antatt at vindhastigheten ved Elnesvågen er lavere enn vindhastigheten ved Nyhamna. Vindretning og vindhastighet er endret på grunnlag av generell kunnskap om meteorologi. Det foreligger ingen nedbørsdata fra området som kan benyttes til modellberegninger.

Spredningsberegninger er gjort for både stabile, nøytrale og ustabile atmosfæriske forhold.

9.6 Utslippsbetingelser

Forbrenning av hydrokarboner forårsaker utslipp til luft av blant annet karbondioksid (CO₂), karbonmonoksid (CO), nitrogenoksider (NO_x), partikler (PM) og uforbrente hydrokarboner. Gass fra norsk sokkel inneholder normalt lite svovel og tungmetaller. Utslipp av svovel og tungmetaller fra gasskraftverk er bestemt av innholdet av disse stoffene i gassen som blir forbrent.

Ved Elnesvågen er det planlagt industrikraftverk der utslipp til luft, som et alternativ, kan renses for CO₂. Dette fører til at utslippet av CO₂ reduseres med 85 %, men at det slippes ut monoetanolamin (MEA) fra renseprosessen. Fangst av CO₂ er energikrevende, derfor vil anlegget produsere mindre strøm hvis CO₂ fanges enn hvis CO₂ ikke fanges. Siden utslippet av de andre komponentene (NO_x, NH₃ og SO₂) er det samme for begge alternativer vil dette føre til at det slippes ut mer av disse komponentene for hver produsert energienhet når CO₂ fanges enn det gjør når CO₂ ikke fanges. Begge utslippsscenario er vurdert. I begge tilfeller er det bare utslipp fra en enkelt skorstein, Aker Kværner Engineering & Technology har gjennom notat levert utslippsdata for planlagt gasskraftverk, se Tabell 9-1.

Det er skissert tre ulike kombinasjoner av innvendig skorsteinsdiameter og utslippshastighet. Alle disse kombinasjonene gir et utslippsvolum på 594 m³/s. Spredningsberegningene viser bare marginal forskjell i resultatene som følge av hvilke kombinasjon av diameter og utslippshastighet som benyttes. Grunnen til dette er at røykløftet i alle tilfeller blir omlag det samme og at konsentrasjon i utslippsrøyken er den samme. Variasjonen som følger av valg av skorsteinsdiameter og utslippshastighet er ikke signifikant fordi den er langt mindre enn den usikkerhet som ligger i beregningene og i de meteorologiske data. Det er derfor ikke gjort beregning for alle alternative kombinasjoner.

9.7 Spredningsberegninger

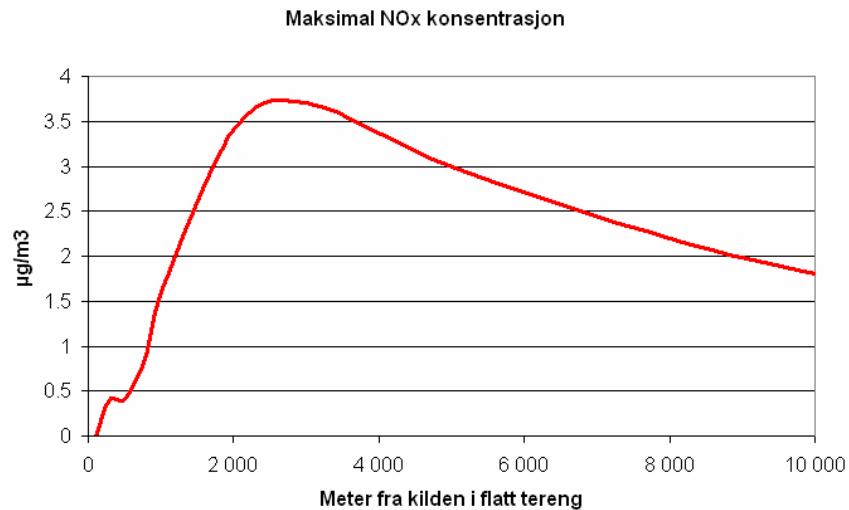
9.7.1 Konsentrasjoner i luft

Maksimalt timemiddelkonsentrasjon er beregnet med CONCX og årsmiddelkonsentrasjon er beregnet med CONDEP, begge disse modellene er gaussiske spredningsmodeller utviklet av NILU, hvor det antas at konsentrasjonsfordelingen i røykfanen er normalfordelt både horisontalt og vertikalt vinkelrett på vindretningen (Böhler, 1987). Beregningene er utført for ustabile, nøytrale og stabile atmosfæriske forhold, og det er tatt hensyn til bygningsturbulens og at vindstyrken øker med høyden. Planlagt utslippspunkt i Elnesvågen ligger i et meget kupert terreng. En halv til en kilometer nord for utslippspunktet ligger Klempertåsen som er 198 meter over havet på det høyeste. Det vil være stor forskjell på bakkekonsentrasjonen dersom røykfanen blåser mot Klempertåsen eller om den blåser over flatt terreng, dvs øst, vest eller sør for utslippspunktet. Det er derfor gjennomført spredningsberegninger for begge tilfeller. Utslipp av svoveldioksyd (SO₂) er lavt og konsentrasjonen av SO₂ vil være mye lavere enn alle grenseverdier for alle midlingstider.

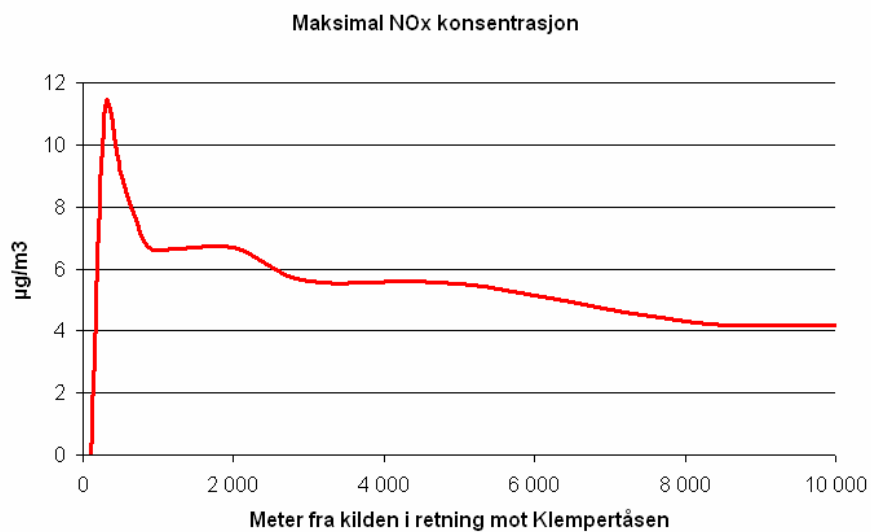
Nitrogenoksider (NO_x)

Figur 9-5 og Figur 9-6 viser maksimalt timemiddel av NO_x for hhv. flatt og kupert terreng som følge at utslipp fra et framtidig gasskraftverk i Elnesvågen. Høyeste beregnede timemiddel er 11 µg/m³. Figur 9-7 viser beregnet årsmiddel konsentrasjon av NO_x, her er høyeste verdi 1,4 µg/m³ midlet over gridruter på 500 m x 500 m. Selv om all NO_x går

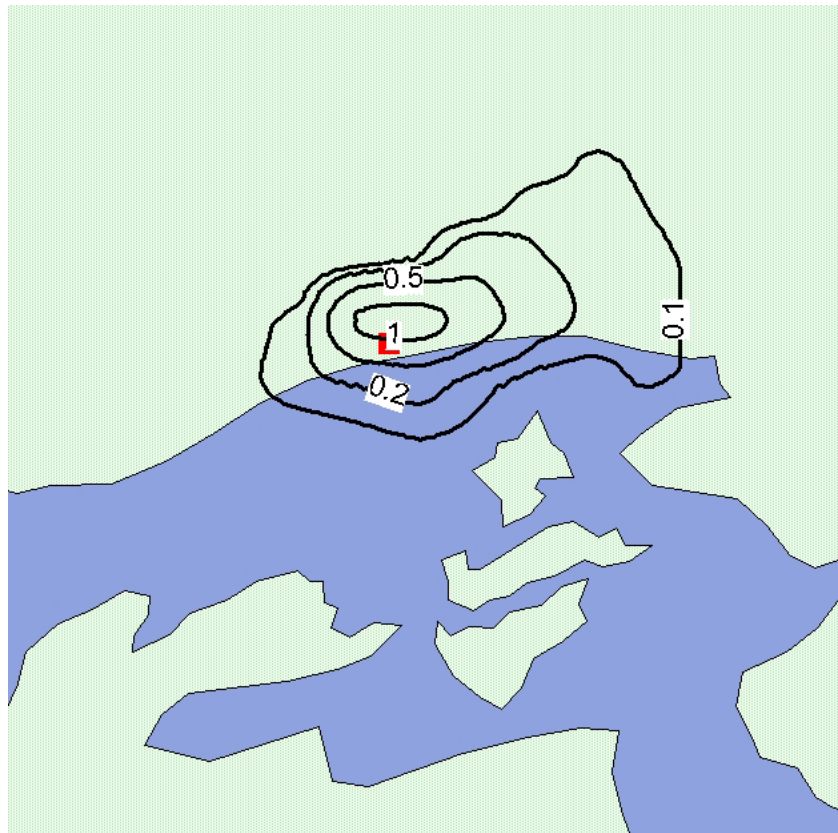
over til NO_2 , vil ikke konsentrasjonene være i nærheten av strengeste grenseverdi verken for maksimalt timemiddel eller årsmiddel.



Figur 9-5: Kurvene viser maksimal timemiddel av NO_x som kan oppstå for ulike atmosfæriske forhold og som funksjon av avstand fra kilden. Disse kurvene gjelder for flatt terreng. Det bør antas at all NO_x oksideres til NO_2 . Enhet: $\mu\text{g}/\text{m}^3$.



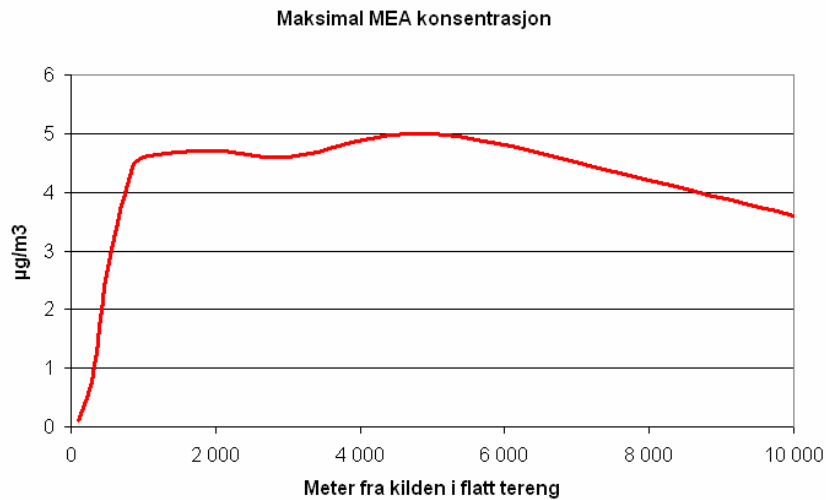
Figur 9-6: Kurvene viser maksimal timemiddel av NO_x som kan oppstå for ulike atmosfæriske forhold og som funksjon av avstand fra kilden. Disse kurvene gjelder for kupert topografi nord for utslippspunktet. Det bør antas at all NO_x oksideres til NO_2 . Enhet: $\mu\text{g}/\text{m}^3$.



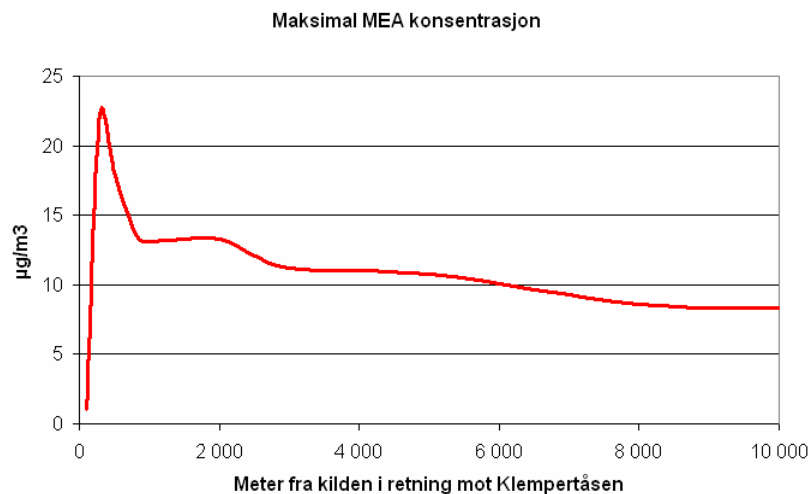
Figur 9-7: Beregnet årsmiddelkonsentrasjon av NO_x for utslipp fra gasskraftverk. Det bør antas at all NO_x oksideres til NO_2 . Utslippspunkt er markert med rød firkant. Enhet: $\mu\text{g}/\text{m}^3$, gridstørrelse $0,25 \text{ km}^2$.

Monoetanolamin (MEA)

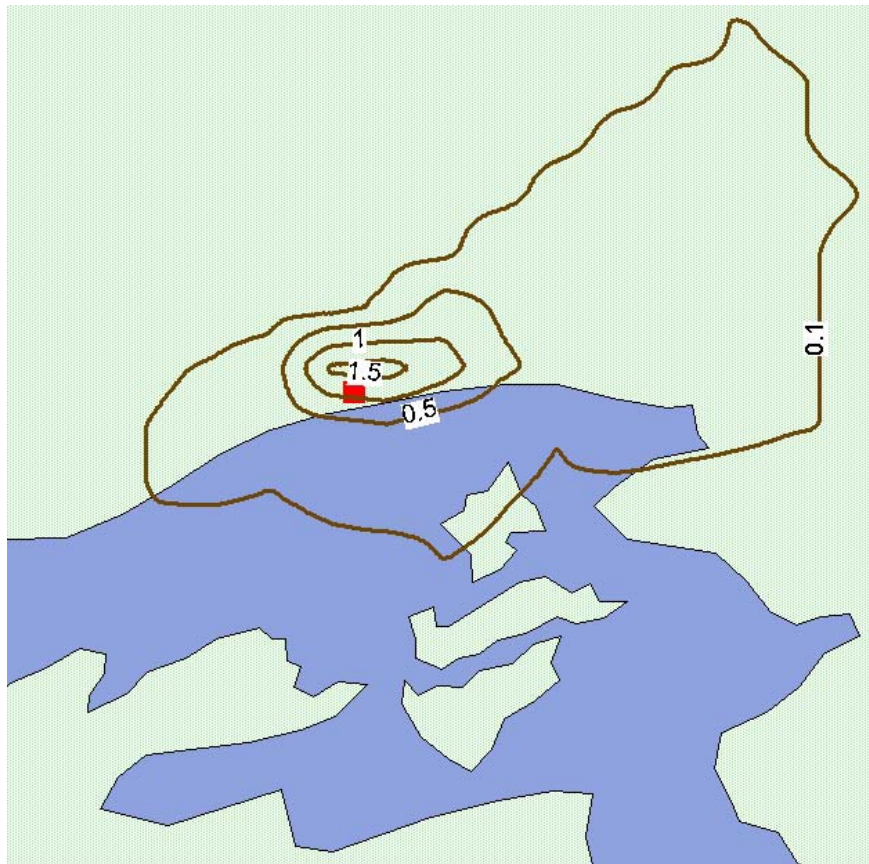
Figur 9-8 og Figur 9-9 viser maksimalt timemiddel av MEA for henholdsvis flatt og kupert terreng som følge at utslipp fra et framtidig gasskraftverk i Elnesvågen. Høyeste beregnede timemiddel er $22 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Figur 9-10 viser beregnet årsmiddel konsentrasjon av MEA, her er høyeste verdi $1,7 \mu\text{g}/\text{m}^3$ midlet over gridruter på 500 meter x 500 meter.



Figur 9-8: Kurvene viser maksimal timemiddel av MEA som kan oppstå for ulike atmosfæriske forhold og som funksjon av avstand fra kilden. Disse kurvene gjelder for flatt terreng. Enhet: $\mu\text{g}/\text{m}^3$.



Figur 9-9: Kurvene viser maksimal timemiddel av MEA som kan oppstå for ulike atmosfæriske forhold og som funksjon av avstand fra kilden. Disse kurvene gjelder for kupert topografi nord for utslippspunktet Enhet: $\mu\text{g}/\text{m}^3$.



Figur 9-10: Beregnet årsmiddelkonsentrasjon av MEA for utslipp fra industrikraftverk. Utslippspunkt er markert med rød firkant. Enhet: $\mu\text{g}/\text{m}^3$, gridstørrelse $0,25 \text{ km}^2$.

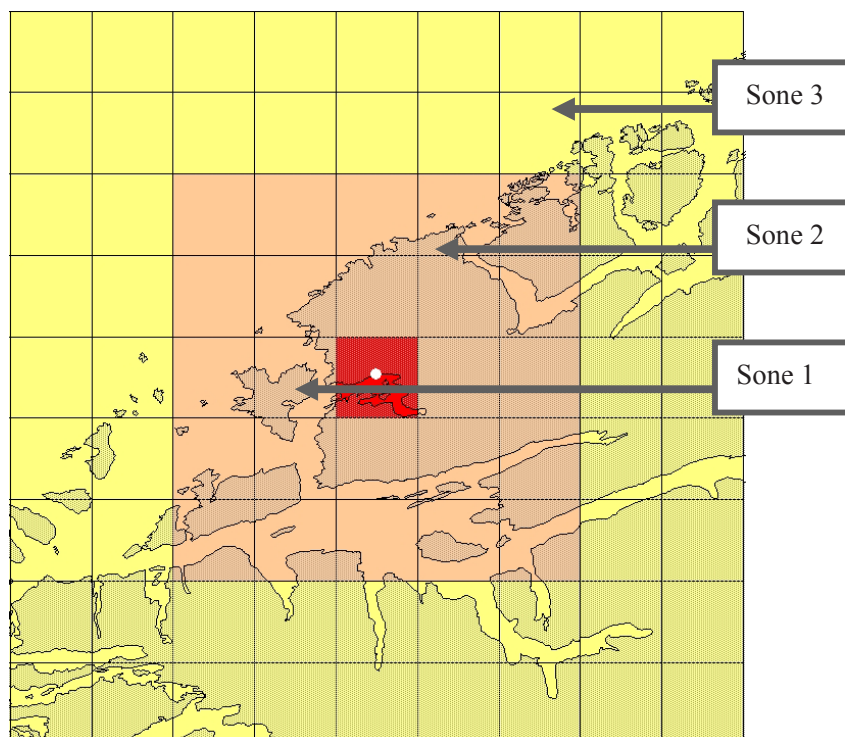
9.8 Nitrogenavsetning til bakke og overflate vann

Avsetning av nitrogen består av to komponenter, tørr- og våtavsetning. Tørravsetning av nitrogen blir også beregnet med CONDEP med en avsetningshastighet på $0,4 \text{ cm/s}$, våtavsetning av nitrogen er ikke beregnet siden det ikke foreligger nødvendige inngangsdata til modellberegning. Vurdering av våtavsetning er derfor basert på sammenligninger med tilsvarende beregninger som er utført andre steder. Både ved Kårstø og ved Kollsnes er det tidligere gjennomført beregning av våtavsetning med den anerkjente modellen INPUFF. For modellberegningene fra Kårstø og Kollsnes er det studert hvor stor andel av utslippet nitrogen, både som NO_x og NH_3 , som blir avsatt innenfor et gitt kvadratisk areal med senter i utslippspunktet. Gjennomsnittet mellom Kårstø og Kollsnes er vist for tre soner/arealer i 3. Figur 9-11 viser utstrekning av hver kvadratisk sone. Vurdering av våtavsetning av nitrogen som følge av utslipp fra gasskraftverk i Elnesvågen bygger derfor på antakelsen om at meteorologi i Elnesvågen er sammenlignbar med meteorologistatistikk fra Kårstø og Kollsnes. Høyst sannsynlig vil det være en forskjell på meteorologien i Frænfjorden i forhold til Kårstø og Kollsnes. Dette gjelder både for nedbørsmengde, vindretning og vindstyrke. Det vil derfor være stor usikkerhet i vurderingen som er gjort. Denne usikkerheten ligger til grunn for intervallet som er brukt for estimert avsetning i området omkring Elnesvågen. Beregningene og vurderingene tyder på at høyeste avsetning kan ligge i intervallet $10 - 15 \text{ mg N/m}^2$ per år. Dette utgjør $1 - 5 \%$ av dagens avsetning. Siden det ikke foreligger målt vindretning, kan det ikke sies hvor den høyeste nitrogenavsetningen vil finne sted,

lokalisering som er vist i Figur 9-11 er usikker og gridruta med høyest avsetning kan ligge et annet sted enn ved utslippspunktet.

Tabell 9-3: Antatt andel av utslippet nitrogen som avsettes innenfor tre soner omkring utslippspunktet. Sonene er vist i Figur 9-11.

Sone	Areal (km ²)	Andel av utslippet som avsettes innenfor sonen	
		NO _x	NH ₃
1	100	1,6 %	0,4 %
2	2 500	6,6 %	8,0 %
3	8 100	11,1 %	16,5 %



Figur 9-11: Figuren viser de tre sonene som er benyttet for vurdering av våtavsetning. Hver rute er 10 km x 10 km. Utslippspunktet på Elnesvågen er markert med hvit sirkel.

9.9 Utbredelse av synlig røyk – mettet vanndamp

Det planlagte industrikraftverket på Elnesvågen har også utslipp av vanndamp. Dette fører til en kondensasjon i selve røykfanen. Mengde og utbredelse av synlig røyk vil være avhengig av vanndampinnholdet i røykfanen, den relative fuktigheten i luften omkring og lufttemperaturen i røykfanen. Utbredelse av synlig røyk er avhengig av atmosfærens evne til å oppta vanndamp og av spredningsforholdene.

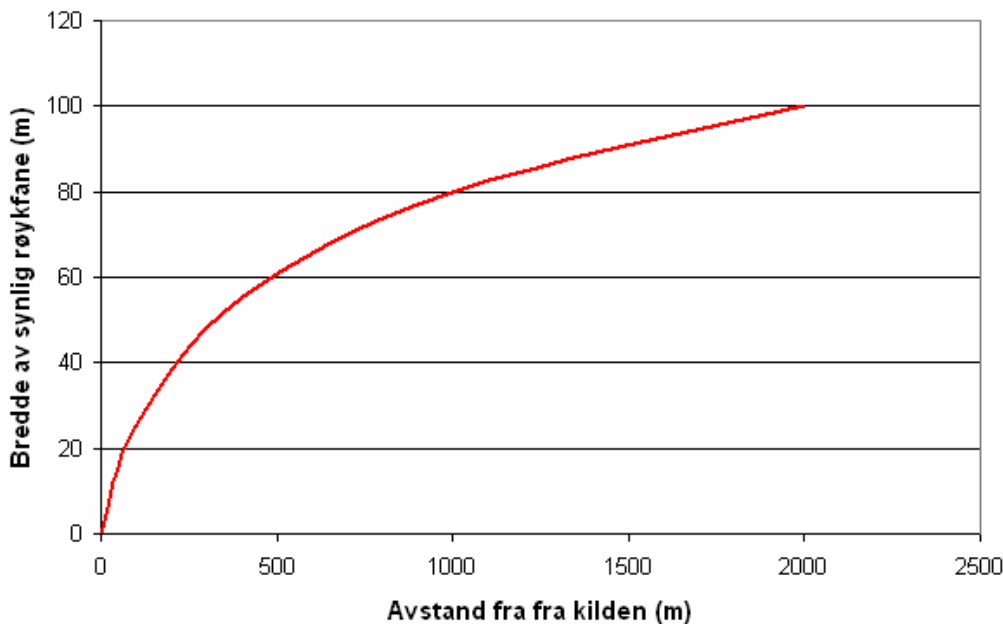
For å beskrive spredning og fortykning av utslippet er det benyttet de samme spredningsligninger som under konsentrasjonsberegningene (CONCX). Konsentrasjonene er beregnet langs røykskyens akse i den høyden den befinner seg.

Spredningsberegninger er utført for konsentrasjoner av luftfuktighet og temperatur som vist i Tabell 9-4. Tabellen viser verdier for kombinasjoner av relativ fuktighet og temperatur uten å ta hensyn til hva som forekommer naturlig i atmosfæren. Kombinasjoner som ikke forekommer eller vil være svært sjeldent forekommende, er skyggelagt i tabellen.

Tabell 9-4: Synlig røykutbredelse (m) som funksjon av atmosfærisk stabilitet, temperatur og relativ fuktighet. Avstander som er skyggelagt er svært sjeldent forekommende, egentlig kun teoretiske verdier.

Atmosfærisk stabilitet	Temperatur (°C)	Relativ fuktighet				
		75%	80%	85%	90%	95%
Lett stabil 1-2 m/s	-5	1000	1100	1300	1900	3000
	-2	900	1000	1200	1700	2800
	0	750	800	1000	1300	2200
	5	700	750	800	1200	2000
	10	500	700	750	1000	1700
Nøytral 1-7 m/s	-5	250	275	300	600	1200
	-2	0	250	275	500	900
	0	0	0	250	400	700
	5	0	0	0	250	500
	10	0	0	0	0	250

På 2 000 meter avstand vil vanndamp fra utslippet være fordelt over ca 200 meter på tvers av vindretningen, og den synlige delen vil ha en utbredelse på ca halvparten av dette. På 400 meter avstand vil “bredden” på vanndampfordelingen være ca 50 meter. Bredde på synlig røykfane som funksjon av avstand fra kilden er vist i Figur 9-12.



Figur 9-12: Grafisk framstilling av den synlige delen av røykfane. Avstand fra kilden er vist langs x-aksen og bredden av synlig røykfane (på tvers av vindretning) er vist langs y-aksen.

9.10 Vurdering av ozonproduksjon

NILUs utredning viser at kraftverket vil kun gi et marginalt bidrag til dannelsen av bakkenær ozon som isolert sett vil gi neglisjerbare endringer i ozonbelastningen.

Bidraget fra utslipp av NO_x og VOC fra petroleumsvirksomheten offshore for dannelsen av bakkenært ozon har tidligere blitt vurdert i flere tidligere studier. Konklusjonen fra disse studiene er at bidragene fra utslippene i Nordsjøen er små sammenlignet med den regionale, storskala fordelingen av ozon. Ozon er en sekundær forurensningskomponent, dvs. at den ikke slippes ut direkte, men dannes gjennom fotokjemiske reaksjoner mellom nitrogenoksider (NO_x) og organiske forbindelser (VOC). For norske forhold er den regionale bakgrunnsbelastningen helt dominerende, mens egne utslipp (fra sokkelen eller land) bare vil gi et lite bidrag på toppen av denne bakgrunnen.

Grenseverdien AOT40 for ozonbelastning oppgis som den tidsintegrerte summen av ozonbelastning over 40 ppb. 6-månedersverdien (april-september) brukes for vurderinger av skogskader og har en grenseverdi på 10 000 ppb-timer. På bakgrunnsstasjoner i Sør-Norge varierer måleverdiene mye fra år til år, men er normalt omkring 3 000-8 000 ppb-timer.

Bidraget fra én enkelt punktkilde av størrelsen 1000 tonn NO_x /år vil bare gi helt marginale endringer i ozonbelastningen i Sør-Norge. Basert på modellberegninger kan man anslå at den maksimale effekten for 6-måneders AOT40 vil være av størrelsesorden 100 ppb-timer. Ved Elnesvågen er utslippet betydelig lavere, ca 70 tonn NO_x /år.

9.11 Effekter på vegetasjon og fauna

9.11.1 Metodikk

Effekter av nitrogenoksider på vegetasjon og fauna er vurdert etter SFTs luftkvalitetskriterier. Vurderinger av effekter av total nitrogenavsetning på vegetasjon er relatert til internasjonale tålegrenser og overskridelser av disse. Tålegrensene er satt opp med relativt store variasjoner med en nedre og en øvre grense, og det er ikke gitt noen kvantitative mål på endringer i vegetasjon ut fra overskridelsesverdier. Industrikraftverkets bidrag til nitrogenavsetning (tørravsetning og våtavsetning) er relativt usikkert da mengde av våtavsetningen kun er antatte verdier. Sammen med usikre og varierende verdier for dagens nitrogenavsetning gjør dette det vanskelig å vurdere hvilke konsekvenser utslippene kan gi. Vurderingene blir derfor av generell karakter.

Som et føre var prinsipp benyttes de nedre tålegrenseverdiene for naturtyper. Dette er i tråd med de internasjonale retningslinjene der man anbefaler å benytte de laveste verdiene i skalaen ved lave temperaturer, lang kuldeperiode, ved lav basemetning i jorda og generelt i nitrogenbegrensede system. Mulige effekter av økt N-avsetning fra industrikraftverket vil bli vurdert i forhold til dagens maksimale gjennomsnittlige bakgrunnsnivå. Da begge utbyggingsalternativene (med og uten CO₂-fangst) gir de samme nitrogenutslipp, vil disse bli behandlet under ett.

9.11.2 Effekter av NO₂ på vegetasjon

Overvåkingsdata fra EMEP-stasjonen på Kårvatn tyder på at bakgrunnsverdien av NO₂ i Elnesvågen ligger under 1 µg/m³ som årsmiddelkonsentrasjon. Den totale NO_x konsentrasjonen antas å ligge mellom 1-2 µg/m³. Gasskraftverket vil maksimalt øke årsmiddelkonsentrasjonen med 1,4 µg/m³. Totalt er dette verdier langt under SFTs anbefalte luftkvalitetskriterier for vegetasjon (30 µg/m³ som årsmiddel), og det forventes således ingen direkte skader på planter på grunn av økte NO₂-konsentrasjoner i luft.

9.11.3 Effekter av NO₂ på fauna

Maksimal timemiddel av NO_x ved nøytral atmosfære (Figur 9-6) er beregnet til ca 11 µg/m³ i kupert terreng noen hundre meter nord for utslippskilden. Dette er verdier langt under SFTs anbefalte luftkvalitetskriterier for NO₂ med hensyn på helse/dyr som er satt til 100 µg/m³ midlet over 1 time. Den maksimale årsmiddelkonsentrasjonen på 1,4 µg/m³ vil også ligge langt under SFTs tålegrenser (50µg/m³ midlet over 6 måneder). Det synes således usannsynlig at disse påvirkningene vil ha noen målbar effekt på artssammensetning av faunaen i området, og sannsynligvis heller ikke på enkeltindivider. Med basis i de foretatte beregningene vil derfor utslippene av nitrogenoksider fra gasskraftverket neppe ha noen virkning på dyreliv.

9.11.4 Effekter av total nitrogenavsetning på vegetasjon – gjødslingseffekten

Gasskraftverket vil maksimalt bidra med en økning av total nitrogenavsetning på ca 10 – 15 mg N/m² per år. Dette kan komme nær bedriften, men det kan også komme i andre områder.

Med tanke på en gjennomsnittlig bakgrunnsavsetning på ca 400 mg N/m² per år og de svært små avsetningsverdiene vil ingen naturtype få overskredet sine tålegrenser for total nitrogenavsetning ved nitrogenutslipp fra gasskraftverket.

For år med maksimal bakgrunnsavsetning, over 500 mg N/m^2 , vil de nedre tålegrensene for nedbørsmyr, fattig vannvegetasjon og fattig fjellvegetasjon bli noe overskredet med muligheter for endring i vegetasjonstypene.

Det finnes ingen kjente tålegrenser for rødlistede arter med tanke på nitrogenavsetning, annet enn at hvis vegetasjonstypene endrer karakter ved overgjødning er det en mulighet for at rødlistede arter som finnes i vegetasjonstypen, kan bli påvirket. Da det ikke forventes endringer i vegetasjonstypene, forventes det heller ingen påvirkning på rødlistede arter. Det må imidlertid presiseres at vurderingene bygger på antatte data for total nitrogenavsetning og at bakgrunnsnivået for nitrogenavsetning er usikkert.

Gasskraftverket i Elnesvågen vil regionalt kunne bidra til en generell høyere N- avsetning på kysten av Møre og Romsdal sammen med annen petroleumsbasert industri ved utslipp fra Norskehavet, Nordsjøen og Ormen Lange utbyggingen. Den totale avsetningen fra olje og gassbasert industri i området kan således være ugunstig for naturtyper med lav tålegrense som nedbørmyrer, fattig fjellvegetasjon og næringsfattige vann i regionen, da dagens bakgrunnsnivå ligger rett under naturtypene nedre tålegrense.

9.11.5 Effekter av total nitrogenavsetning på fauna

Med basis i usikkerhetene ved vurderinger av konsekvenser av total nitrogenavsetning på vegetasjon, og at effektene overfor dyreliv primært er sekundære, vil usikkerheten ved vurderinger for fauna være særlig stor. Utslipp av nitrogen fra gasskraftverket vil høyst sannsynlig ikke medføre at vegetasjonen endrer artssammensetning til frodigere vegetasjon, og det er derfor lite trolig at faunaen vil bli påvirket av økt nitrogenavsetning.

9.12 Helseeffekter av monoetanolamin (etanolamin)

Etanolamin er en sterk base som lett danner salter med uorganiske og organiske syrer. Stoffet er mye brukt i industrien i produksjon av såper og detergenter, som rense- og kjølemiddel, som ingrediens i kosmetikk, i syntese av fargestoff og fjerning av sure gasser, som karbondioksid, fra atmosfærer. Etanolamin er dessuten en normal komponent i kroppen, som kan inkorporeres i cellemembraner og proteiner. Rapporten fra NILU omtaler hvordan etanolamin tas opp og omsettes i kroppen, samt litteraturdata for observerte effekter fra dyreforsøk.

9.12.1 Mulige effekter på menneske

I arbeidsmiljø er inhalasjon den viktigste eksponeringsveien for etanolamin. Deler av den generelle befolkningen er imidlertid utsatt for opptak gjennom hud på grunn av kosmetikkbruk. Etanolamin synes primært å være en lokal irritant hos mennesker. I tillegg er det rapportert yrkesbetinget astma og hudsensibilisering ved eksponering for etanolamin hos mennesker. I en studie ble det observert økt hyppighet av lever- og galleblæresykdom, samt kronisk bronkitt hos mennesker ved så lave nivåer som 1 mg/m^3 . Denne studien er imidlertid kritisert for manglende data som antall eksponerte og varigheten av eksponeringen.

9.12.2 Hva betyr de beregnede etanolaminkonsentrasjonene fra industrikraftverk i Elnesvågen

Den høyeste beregnede timemiddel av etanolamin i området rundt Elnesvågen er $22 \text{ } \mu\text{g/m}^3$, mens det høyest beregnede årsmiddelet er $1,7 \text{ } \mu\text{g/m}^3$. Dette er mye lavere konsentrasjoner enn det som har vist å gi toksiske effekter.

Når utgangspunktet for toksikologisk risikovurdering er dyreforsøk er det nødvendig å benytte en forholdsvis stor usikkerhetsfaktor. En faktor på 100 er vanlig brukt. Den innbefatter både usikkerhet i ekstrapolering fra dyr til menneske (en faktor på 10) og variasjoner mellom individer (også en faktor på 10). De laveste effektnivåer som er beskrevet av etanolamin er hudirritasjon hos rotter, hunder og marsvin ved innhalasjon av 12 mg/m^3 og endret atferd hos hunder etter gjentatt inhalasjon av 30 mg/m^3 . Den studien som beskriver effekter ved det laveste nivået (12 mg/m^3) er beheftet med usikkerhet, da det kan være noe tilleggseksposering på grunn av direkte hudkontakt fra kondensert etanolamin. Ved å ta utgangspunkt i disse laveste effektnivåer, vil bruk av en usikkerhetsfaktor på 100, gi konsentrasjoner på hhv $120 \text{ } \mu\text{g/m}^3$ og $300 \text{ } \mu\text{g/m}^3$. De beregnede konsentrasjonene i Elnesvågen ligger godt under disse nivåene.

Det er utført få studier på mennesker. De målinger som er foretatt i arbeidsmiljøet er ofte beheftet med stor usikkerhet. Det er flere målinger som indikerer eksponeringsnivåer av etanolamin på $1\text{--}3 \text{ mg/m}^3$ i ulike typer arbeidsmiljø. Om slike nivåer forårsaker toksisitet er uklart, da det ikke finnes noen fullstendige studier. En studie indikerer imidlertid toksiske effekter ved 1 mg/m^3 etanolamin. Ved bruk av en usikkerhetsfaktor på 10, vil konsentrasjonen fortsatt ligge godt over de beregnede nivåene i Elnesvågen.

9.12.3 Konklusjon

Etanolamin er et stoff som forårsaker irritasjonseffekter på hud og i luftveier, men stoffet finnes også normalt i kroppen. De beregnede timemiddel og årsmiddel av etanolamin nær Elnesvågen synes å ligge godt under de konsentrasjoner som har vist å gi toksisk effekt. Mange av studiene på toksiske effekter av etanolamin er utført for mange år siden. Industrikraft Møre AS er ikke kjent med at det er gjort noen nye toksisitetsstudier på etanolamin.

9.13 Avbøtende tiltak

Kraftverket planlegges med katalytisk NO_x-rensing, som vil bringe maksimale NO_x-utslipp ned på garanterte nivåer under 5 ppm. To ppm er her benyttet som representativ utslippsverdi. Konsekvensvurderingene viser at ytterligere avbøtende tiltak neppe vil være påkrevd.

10 Konsekvenser av utslipp til sjø

10.1 Gjennomførte beregninger

Som grunnlag for å vurdere konsekvenser av utslipp til sjø er det utarbeidet følgende underlagsrapport: Det Norske Veritas (DNV), 2006: Industrikraft Møre AS – Kjølevannsutslipp til Frænfjorden. Beregningene er gjennomført basert på et antatt maksimumsscenario med 30 000 m³ vann pr. time med utslippstemperatur på inntil 15 grader Celsius. Kraftverket vil i Hovedalternativet ha et kjølebehov på rundt 250 MW. For en kjølevannsmengde på 30 000 m³ pr. time representerer dette en temperaturstigning for kjølevannet i overkant av 7 grader Celsius. Ved Trinnvis utbygging vil kraftverket ha et kjølebehov på inntil 140 MW, og dette vil gi en temperaturstigning på kjølevannet på rundt 4 grader ved samme maksimale kjølevannsmengde. Arbeidet med konsekvensvurdering av kjølevannsutslippet har avdekket at innløpstemperaturen på kjølevannet i hovedsak vil ligge mellom 6 og 9 grader Celsius, men at den i sommerperioden vil kunne komme opp i 12 grader Celsius. Med en forventet temperaturstigning på kjølevannet på 7 grader Celsius vil dermed utløpstemperaturen for kjølevannet i hovedsak ligge under 16 grader Celsius, men den kan komme opp i 19 grader Celsius i sommerperioden.

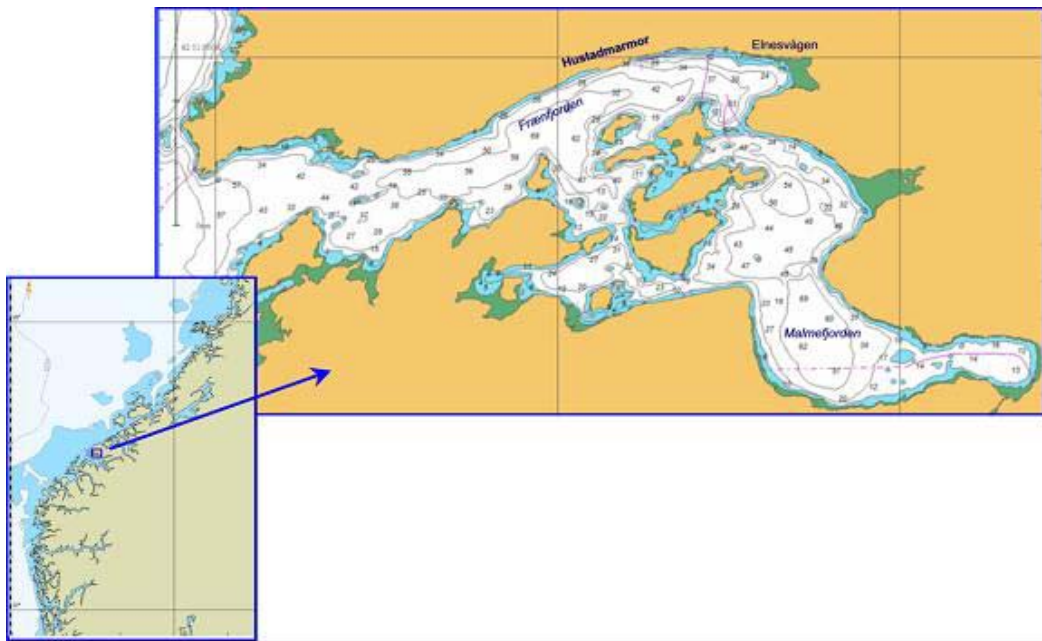
10.2 Konsekvenser av bygging av industrikraftverket

Ved utslipp av 15 grader Celsius kjølevann fra industrikraftverket vil kjølevannet innlagres på henholdsvis 15 og 17 meters dyp, vinter og sommer. Temperaturen ved innlagring, 65 meter fra utslippspunktet, vil være 0,5-1 grader Celsius høyere enn omgivelsene. Fordi området med kjølevannstemperatur med ΔT over 3 grader Celsius er avgrenset, mindre enn 60 meter fra utslipp, vil eventuelle biologiske effekter av utslippet ikke ha noen betydning for økosystemet i vannmassene. Effekter på faunaen vil kun forekomme i et begrenset område, og det er hovedsakelig bløtbunnssamfunn som vil bli påvirket. Faunasammensetningen i området karakteriseres som ”god” eller ”meget god” ved de fleste stasjonene i området, og er dermed lite sårbar for påvirkning. På grunnlag av disse betraktningene forventes det ikke betydelige effekter på bløtbunnssamfunn. Problemet med tåkedannelse på kalde dager vil ikke forekomme som følge av at kjølevannet innlagres ved større dyp og ikke kommer til overflaten.

10.3 Beskrivelse av Frænfjorden

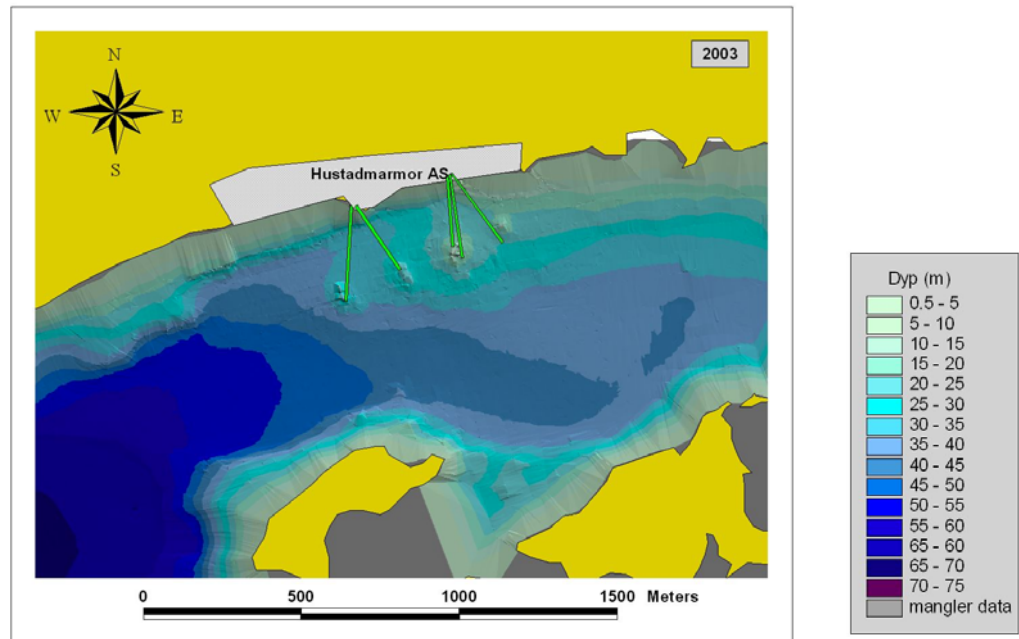
10.3.1 Generell beskrivelse

Frænfjorden er en terskelfjord med lengde 7-8 kilometer og bredde 1-2 kilometer. Terskelen ved Håskjæret har største dyp 42 meter. Innenfor terskelen øker dypet mot 70 meter, for så å avta igjen inn mot Elnesvågen (se Figur 10-). Malmefjorden ligger innenfor Frænfjorden, og er en delvis avstengt terskelfjord.

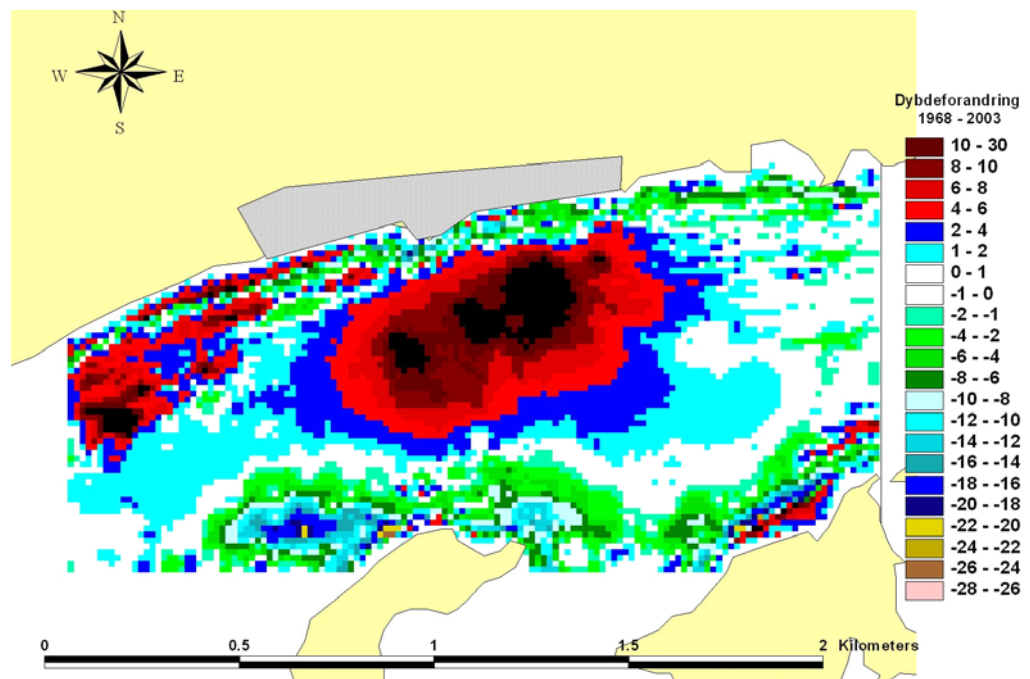


Figur 10-1: Frænfjorden i Fræna kommune

I forbindelse med Hustadmarmor AS sitt anlegg i Frænfjorden deponeres avgangsmasser i umiddelbar nærhet til prosessanlegget. Avgangsmasser avsettes i fjorden utenfor bedriften. DNV har gjennomført en rekke undersøkelser i Frænfjorden de siste 15 årene. På figuren på neste side (Figur 10-) viser de grønne linjene avløpsrør fra Hustadmarmor AS, men siden 1999 er det kun de to vestre rørene som har vært benyttet. Influensområdet for utslippet strekker seg omtrent 1,5 km innover mot Elnesvågen, og 2,5 km ut mot Julsundet. Batymetrien i umiddelbar nærhet av prosessutslippet fra Hustadmarmor AS endrer seg. Det er målt reduksjoner i vanndybden på opptil 26 meter i umiddelbar nærhet av utslippspunkt for avgangsmasse fra 1968 til 2003 (se Figur 1-3). Dybdeforandringene utenfor deponiområdet er neglisjerbare.



Figur 10-2. Dybdeforhold i Frænfjorden i 2003



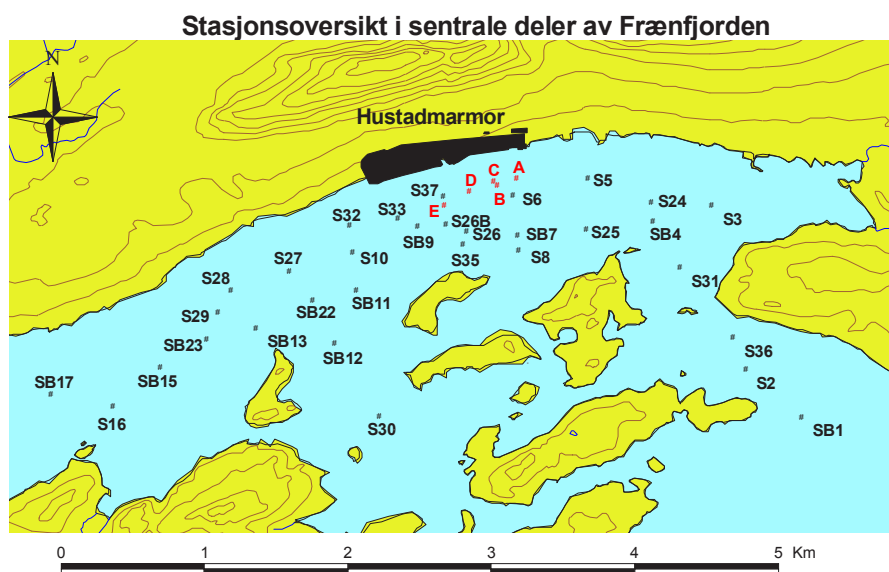
Figur 10-3: Dybdeforandring i bassenget utenfor Hustadmarmor AS fra 1968-2003

10.3.2 Tidevann

Tidevannsdata fra målinger i Kristiansund kan sies å være representative da avstanden mellom Kristiansund og Frænfjorden er forholdsvis liten, og avvikene derfor vil være små. Forskjellen i vannstand ved flo og fjære i dette området varierer fra maksimalt +/- 1,2 meter ved springflo/fjære, til minimalt +/- 0,2 meter ved nippflo/fjære. Tidevannet fører til regelmessig strøm og utskiftning av vannet i fjordene.

10.3.3 Temperatur

Temperaturer i sjøen er målt på en rekke stasjoner over en periode på flere år. Oversikt over alle stasjoner som har vært med i undersøkelsene er vist i Figur 10-4.

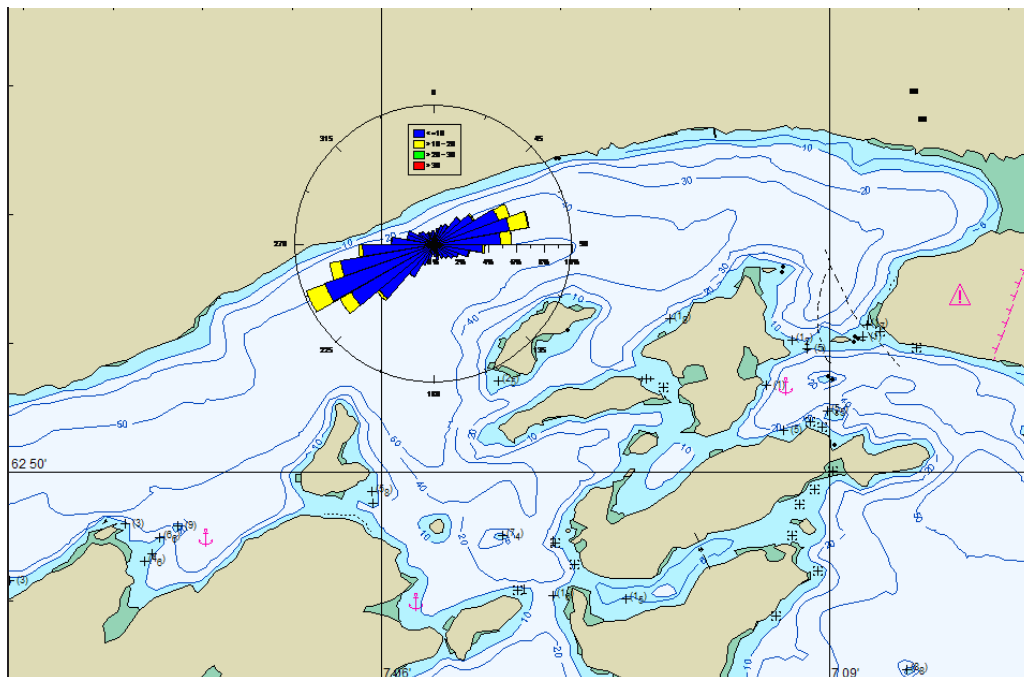


Figur 10-4: Stasjonsoversikt, temperaturer og salinitet i Frænfjorden

Det er sett nærmere på temperatur- og salinitetsvariasjonene ved stasjonene S9, S10, SB17, S27, S28 og S29. Målingene er nærmere beskrevet i Veritas' rapport. Temperaturvariasjonen er størst i overflatelaget (2 meter) for alle stasjoner. På bunnen er temperaturen mer konstant gjennom året, og ligger for det meste mellom 6 og 9 grader Celsius.

10.3.4 Salinitet

Salinitet er målt på en rekke stasjoner over en periode på flere år. Saltinnholdet er jevnt i dypere vannlag, og varierer en del i overflatelaget avhengig av avrenning. Analyser av variasjoner i saltinnhold og temperatur viser at fullstendig vannutskiftning inntreffer på årlig basis. Måleverdier finnes nærmere omtalt i Veritas sin rapport.



Figur 10-5: Strømmåling på stasjon SS-3 på 15 meter dyp i perioden 28.7-21.9.2004. Strømforhold er målt ved to anledninger i Frænfjorden (kilde: DNV, 2005). I 2004 ble strømforholdene målt på tre stasjoner. Målinger ble foretatt for vinter/vår og sommer/høstsituasjon, og ved både 15 meter og 40 meters dyp. Den mest representative stasjonen er SS-3.

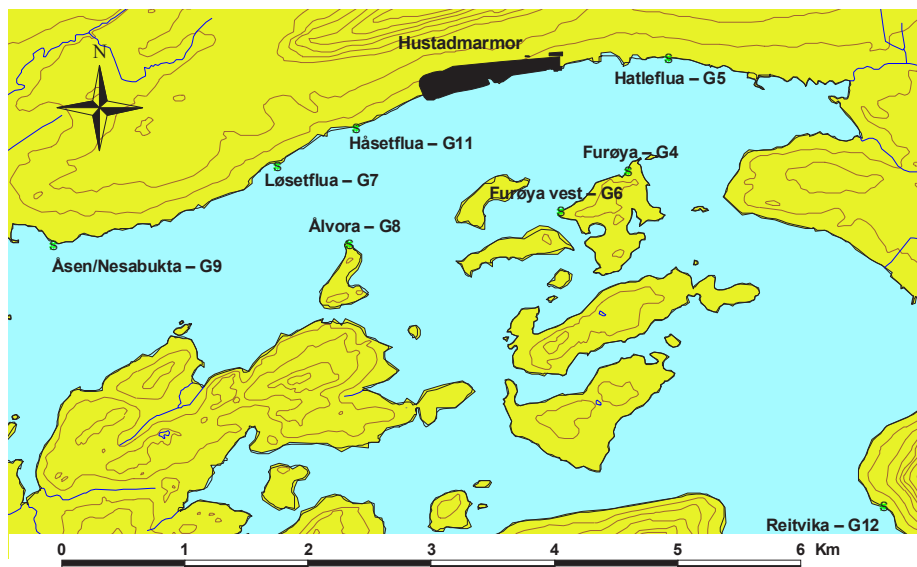
Undersøkelsen viser at tidevannsyklusen kommer til uttrykk på 15 meter dyp der strømretningen går inn og ut av fjorden to ganger i døgnet. På 40 meters dyp varierer strømmen mer. Det er en dominerende strømretning innover i fjorden på sydsiden, mens strømretning utover fjorden er dominerende på nordsiden. Generelt ligger midlere strømhastighet i fjorden under 4 cm/s i begge dyp, med unntak av høstperioden. Overflatelaget og dyplaget følger hverandre med unntak av sommerperioden og til dels høstperioden. I disse periodene inntreffer lagdeling som medfører en motsatt rettet strøm i dyplaget i forhold til overflatelaget. Det konkluderes med at det er god vannutskiftning i fjorden.

10.3.5 Biologiske ressurser

I forbindelse med overvåkingen for Hustadmarmor AS er det inkludert effekter på to økologiske samfunn. Hardbunnssamfunn, som er alger og dyr som lever i strandsonen ned til nedre voksegrense for alger (det vil si ca. 25 mmeter), og bløtbunnssamfunn som er dyr som lever i eller på bunnen i fjorden (dvs. dyr som er større enn 1 mm = makrofauna). Tidligere undersøkelser er gjennomført i 1988, 1989/90, 1993, 1994/95, 1997, 1998, 1999, 2000-2001, 2002-2003, 2004, 2005 og 2006.

Hardbunnssamfunn

Undersøkelser utført i 2000-2001 og 2002 omfatter registrering av fastsittende alger og dyr på ulike lokaliteter i strandsonen og ned til maksimalt 24 m dyp i Frænfjorden (DNV, 2001, DNV, 2003). I Figur 10-6 er plasseringen av hardbunnssstasjonene vist. En beskrivelse av observasjoner fra tre av lokalitetene fra 2002 er gjengitt her:



Figur 10-6: Stasjonsoversikt for undersøkelse av gruntnvannssamfunn

Furøya (G4)

Undersøkelsen ble gjort på nordsiden av Furøya, ca 1 kilometer sørøst for Hustadmarmor AS. Strandsonen består av fjell og bunnen skråner forholdsvis bratt ned til største dykkedyp på 17 meter. Området var belastet med mye partikulært materiale, både på fjell og på algene. Grunnere enn 5 meter var det lite sedimenter. I øvre deler av sublittoralen var flerårige brunalger dominerende, mens rødalger ble funnet lenger nede. I tidevannssonen var det en naturlig tangsonering, henholdsvis; sauetang øverst, deretter spiraltang og blæretang, dominans av grisetang og sagtang i de øverste meterne av sublittoralsonen, og dominans av sukkertare og martaum lenger nede. De vanligste rødalger som ble funnet var tannskåring og teinebusk. Sammenliknet med tidligere undersøkelser ble det registrert færre grønnalger i fjæra ved denne undersøkelsen. Største voksedyp for algene er 18 meter. Det ble observert rur, purpursnegl, albuskjell og strandsnegl i strandsonen. Brødsvamp forekommer vanlig i fjæra like under grisetangen. Forekomsten av sjøstjerner, korstroll og fjærekorstroll var stor. Der tare dominerte var det høy tetthet av sekkedyr, og det ble observert mye mosdyr på tarene.

Hatleflua (G5)

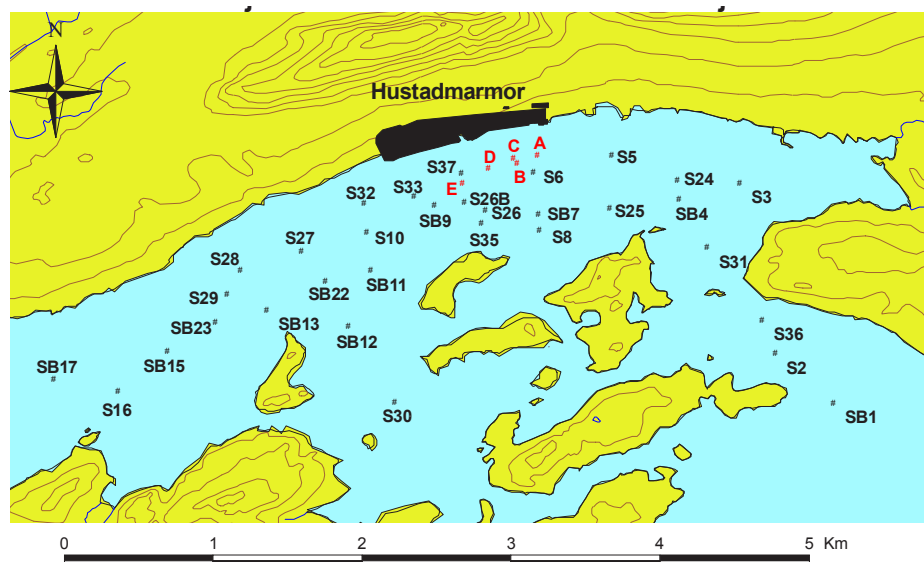
Lokaliteten er beskyttet og langgrunn, ca 1 kilometer øst for utslippet til Hustadmarmor AS. Øvre del av strandsonen er en rullesteinstrand. Største dykkedyp var 10 meter. I sublittoralen dominerte kjerringhår og sukkertare. I grunnere områder var det mye martaum, strandtagl, skolmetang og bred vortesmökk. På 2-4 meter dyp dominerte ålegress. Det ble også funnet fagervinge, bleiktuste, og bred vortesmökk på et avløpsrør ut langs dykketraseen. I øverste del av strandsonen dominerer sauetang og spiraltang, og fra 0-2 meter ble blæretang, sagtang og grisetang observert som vanlige. I strandsonen ble det observert en del rur og enkelte albusnegl.

Håsetflua (G11)

Stasjonen ligger 1 kilometer vest for Hustadmarmor AS, og er lite bølgeeksponert. Bunnen heller ca 30° fra 14 meters dyp til overflaten, og i dypere områder er det ca 5° skråning. Største dykkedyp er 18 meter, der det er sandbunn med spredte steiner der alger kan vokse. I området fra 14 m til overflaten består bunnen av store steiner med sand mellom. Største dyp for algeforekomst er 16 meter. Sukkertare forekommer fra ca 12-2 meters dyp. Rødalger utgjør 50 % av algene, brunalger utgjør 35 % og grønnalger 15 %. Sekkedyr hadde rik utbredelse på 18 meters dyp. I områder der bunnen bestod av skjellsand var det mye slangestjerner, eremittkreps m/anemoner og flere arter pigghuder. Mosdyr dekket i stor grad tarebladene.

Bløtbunnssamfunn

Bløtbunnssamfunn er svært egnet til å vurdere miljøpåvirkning da de danner stabile samfunn og selv små påvirkninger vil medføre en endring av sammensetningen av samfunnet.



Figur 10-7: Stasjonsoversikt bløtbunnssamfunn. A-E: avgangsrør fra Hustadmarmor AS

Undersøkelsen gjennomført i 2005 inkluderte 10 stasjoner i Frænfjorden; SB4, SB7, SB10, SB11, SB12, SB13, SB15, SB17, SB22 og SB25 (se figur 3-20) (DNV, 2006a). Til sammen ble det funnet 171 arter fordelt over 4719 individer. Børstemark dominerte faunaen.

Tabell 10-1: Fordeling av arter og individer over de ulike dyregruppene på de 10 bløtbunnstasjonene

Dyregrupper	Arter		Individer	
	Antall	%	Antall	%
Varia	16	9,36	410	8,69
Børstemark	86	50,29	1555	32,95
Krepsdyr	18	10,53	886	18,78
Bløtdyr	35	20,47	1577	33,42
Pigghuder	16	9,36	291	6,17
Totalt	171	100,00	4719	100,00

Antall arter per stasjon varierte fra 7 (S10) til 94 (SB17). Antall individer varierte fra 87 (SB7) til 976 (SB12). Diversitetsindeksen H' varierte fra 1,7 (S10) til 5,6 (SB17). ES_{100} verdien varierte fra 6 (S10) til 44 (SB17). Diversitetsindeksen (H') og ES_{100} tilsvarer SFTs (97:03) tilstandsklasse I (meget god) på stasjon SB4, SB15 og SB17. Stasjon SB12 ligger mellom tilstandsklasse I og II (god). Stasjon SB11 og SB13 tilsvarer tilstandsklasse II (god) og stasjon SB25 og SB22 tilsvarer tilstandsklasse III (mindre god). Stasjon SB7 ligger mellom tilstandsklasse III og 4 (dårlig), og stasjon S10 tilsvarer tilstandsklasse 4. Dette viser at stasjon SB10 og SB7 skiller seg fra de øvrige stasjonene som klart påvirket. Dette er ikke uventet da de er plassert i umiddelbar nærhet til utslippspunktet. Stasjon SB 25 og SB22 ligger lenger unna utslippet, men er også påvirket. Undersøkelsen utført i 2006 omfattet 3 stasjoner (S10, SB12 og SB13) lokalisert i deponiets randområder i Frænfjorden. Prøvetakingen ble gjort med van Veen grabb (0,1 m²), med tre replikate prøver fra hver stasjon (DNV, 2006b). Til sammen ble det funnet 78 arter fordelt over 1347 individer på de 3 bløtbunnstasjonene. Faunaen domineres av børstemark. Tabell 10-2 viser fordelingen av arter og individer på de ulike dyregruppene.

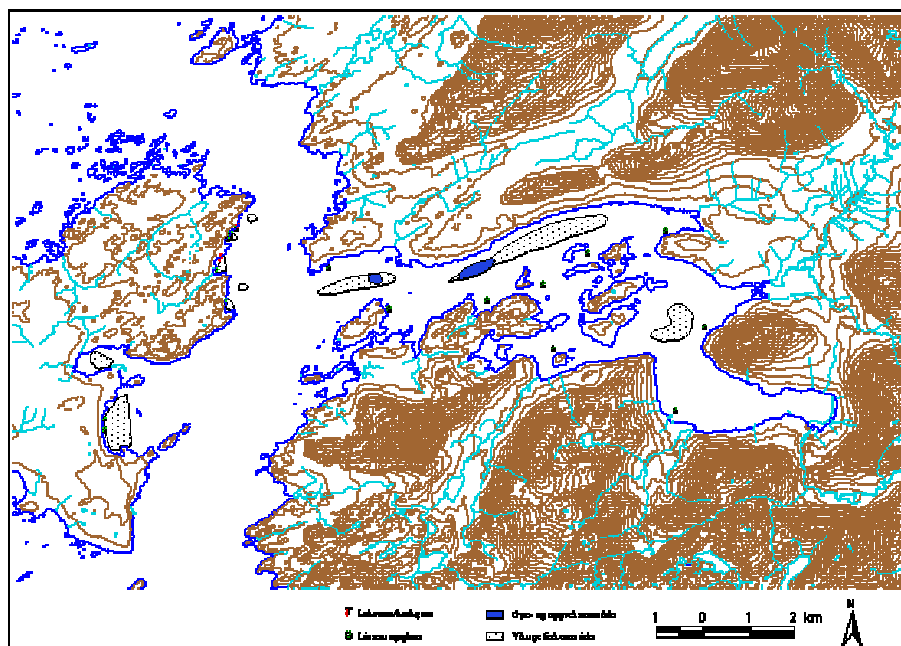
Tabell 10-2: Fordeling av arter og individer over de ulike dyregruppene på de tre bløtbunnstasjonene

Dyregrupper	Arter		Individer	
	Antall	%	Antall	%
Varia	7	8,97	128	9,50
Børstemark	36	46,15	297	22,05
Krepsdyr	7	8,97	329	24,42
Bløtdyr	24	30,77	565	41,95
Pigghuder	4	5,13	28	2,08
Totalt	78	100,00	1347	100,00

Antall arter per stasjon varierte fra 12 (S10) til 59 (SB12), og igjen skiller stasjon S10 seg fra de øvrige stasjonene med relativt få arter. Faunaen på stasjon S10 er påvirket av utslipp fra Hustadmarmor AS, mens faunaen på de øvrige stasjoner er mer normal fjordfauna. Stasjon S10 er for øvrig lokalisert nærmere utslippspunkt enn de andre stasjonene.

Fiskeriressurser

Det har pågått kommersielt fiske etter torsk, sild, brisling samt noe linefiske etter hyse i Frænfjorden. Torsk og hyse har hovedsakelig blitt fisket i ytre deler av Frænfjorden, mens sild og brisling i større grad er tatt lenger inn i fjorden. I dag er det lite kommersiell fiske i fjorden. Tilgjengelige opplysninger tyder på at det bare er kysttorsk som har vært fisket i Frænfjorden i forbindelse med gytevandring vinterstid. Kysttorsken er stasjonær, og finnes fra tarebeltet til dypere vann ute på de nære kystbanker. Fisket etter kysttorsk er mest intenst i perioden fra februar til april. Ytre deler av fjorden er gyteområder for torsk. I følge lokale fiskere har det vært registrert gyting i ett eller muligens to områder i Frænfjorden, men det er ikke funnet dokumentasjon som understøtter dette. Gytingen rekrutterer hovedsakelig til lokale stammer. Gytingen foregår i de frie vannmasser vinterstid på 50-200 meters dyp ved sjøtemperatur på 4-6 grader Celsius. Eggene er lettere enn havvann og flyter derfor oppover mot overflaten. Etter 2-3 uker (ca. 80 døgngrader) klekkes eggene. De nyklekte larvene er ca. 4 millimeter lange og lever pelagisk til sommer eller høst. Voksen torsk finner næring både i de frie vannmassene og ved bunnen. Fiskearter som sild, lodde, kutlinger og sil hører til hovednæringen, men torsk tar også krepsdyr (krill, pyntekrabber, eremittkreps o.a.), børstemark, slangestjerner og muslinger.



Figur 10-8: Fiskeriaktivitet og gyte- og oppvekstområder for fisk i Fræna og Aukra kommuner.

Silda er en pelagisk fisk som også gyter i de frie vannmasser oftest mellom 40 og 70 meter dyp, over hard bunn med fjell, grus, skjellsand og lignende substrater. Eggene synker til bunns hvor de blir liggende til klekking etter ca. 3 uker. Områder i Frænfjorden kan regnes som oppvekstområder for sildeyngle og småsild. Brisling lever pelagisk (i de frie vannmasser) fra overflaten og ned til ca. 150 meters dyp. Om sommeren står den vanligvis grunnere enn 50 meter. Den lever for det meste av dyreplankton, spesielt krepsdyret rauåte. I følge Havforskningsinstituttet kan mye brisling gyte enkelte år inne i fjordene, men det er ikke dokumentert om dette skjer i Frænfjorden. Brislingen blir gytemoden ca. 2 år gammel. Gytingen foregår hovedsakelig i perioden fra mai til juni og i motsetning til sild har

arten pelagiske egg. Dybden til gytingen varierer med temperatur og saltholdighet, men som regel foregår den nær overflaten. Eggene driver pelagisk i ca. en uke før de klekkes. Stor brisling fiskes i fjordene i perioden august og framover mot desember, mens det pågår noe fiske etter yngre individer tidligere på sommeren.

10.3.6 *Annen aktivitet i fjorden*

Industri

Avgangen fra Hustadmarmor AS deponeres 250 meter fra land på 15 meters dyp ved middelvannsstand. Vanddypet i dette området er på ca 30 m, men bunnen skråner utover fjorden, og avgangen avsettes dermed mot et større dyp ca 1 kilometer lenger ut i fjorden. Utslipp av avgangsmasse fra Hustadmarmor AS er dokumentert å påvirke den generelle naturtilstanden grunnet økt turbiditet og nedslamming av alger og sjøbunn. Det er ikke registrert at aktivitet ved Hustadmarmor AS påvirker temperatur, saltholdighet eller oksygen i Frænfjorden. Turbiditetsmålinger har vist forhøyede konsentrasjoner (> 40 FTU) i nærområdet til utslippet, men det er også registrert enkeltmålinger utover i fjorden (men innenfor deponiområdet) med tilsvarende verdier. Utenfor deponiområdet er turbiditeten lavere enn 10 FTU (DNV, 2003).

Kommunale utslipp

Fræna kommune er en kystkommune med om lag 9000 innbyggere. Kommunen dekker en stor del av Romsdalshalvøya ut mot Hustadvika, og er rik på naturressurser. Hustadvika har et rikt fiske- og fugleliv, samt mangfoldig undervannsvegetasjon som gjør det til et populært sted for sportsfiske. Fræna er også den største jordbrukskommunen mellom Stavanger og Trondheim. Kommunale utslipp i Fræna kommune domineres av:

- Felles kloakkutslipp; kommunale og private
- Landbruksutslipp
- Industriutslipp; fiskeforedlingsbedrifter på Bud og Harøysund, utslipp fra meieriet på Eidem, fra slakteri, og fra Hustadmarmor AS
- Spredt bebyggelse; med separate løsninger
- Skipstrafikk; utslipp av ballastvann

10.4 **Potensielle effekter**

10.4.1 *Overtemperatur*

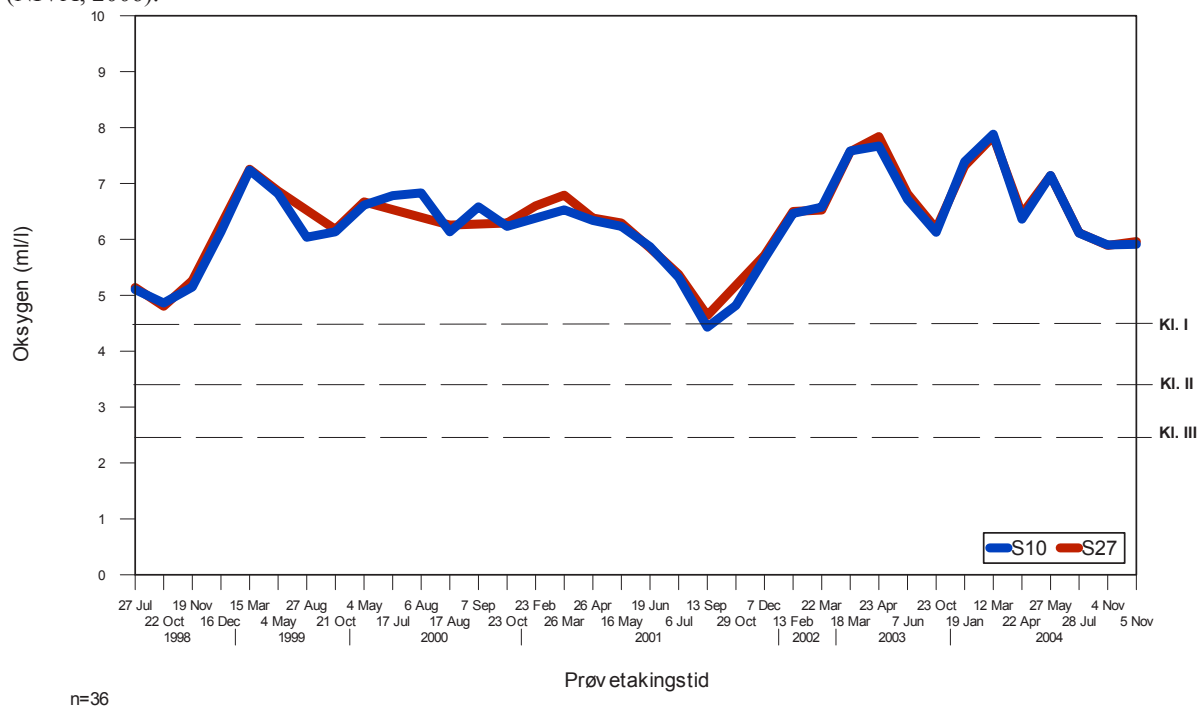
Overtemperatur er differansen mellom utslippets temperatur i ett gitt dyp og det uforstyrrede sjøvannets temperatur i samme dyp. Utslipp av kjølevann kan medføre temperaturøkning i et begrenset område av fjorden. Overtemperatur er forbundet med direkte og indirekte effekter på marine organismer, og har innvirkning på biologiske prosesser. Biologiske prosesser øker gjerne med økende temperatur til en toleranseterskel, som i de fleste tilfeller ligger på 20 grader Celsius. Unntaket gjelder en del arktiske arter som tåler lavere temperaturer bedre enn høyere temperaturer. Eksempler er sukkertare, som stopper veksten ved 20 grader Celsius, og fingertare som forsvinner ved samme temperatur. Butare og blæretang forsvinner der isothermen for august er over 16 grader Celsius. En del grønn- og rødalger har høyere overlevelsestemperaturer (28-30 grader Celsius). Gruntvannsamfunn er gjerne mer tolerante mot temperaturforandringer fordi de utsettes for store sesongfluktasjoner i temperatur. For marine dyr kan temperaturendring ha betydning for næringsopptak, formeringsevne, modningstid, livslengde og toleranse for

miljøgifter. Organismer som lever i vannmassene er også trolig mindre følsomme for temperaturendringer fordi de opplever en naturlig temperaturvariasjon ved ulike dyp. Organismer i vannmassene vil heller ikke være stasjonære, og vil dermed kun oppholde seg kortere tid i de samme vannmassene. På den måten blir de ikke eksponert for oppvarmet vann over lang tid. Det er derfor i større grad forventet effekter på bløtbunnssamfunn.

En konservativ grense for overtemperatur er i mange tilfeller satt til + 1 grad Celsius siden de fleste arter vil tåle en slik temperaturøkning uten vesentlig endring i biologi. NIVA (Norsk institutt for vannforskning) har gjennomført undersøkelser på hard- og bløtbunnssamfunn utsatt for overtemperatur på + 3 grader Celsius. Undersøkelsene viste små effekter på hardbunnssamfunn som ville være vanskelige å påvise i et åpent naturlig system, og ingen entydig påviste effekter på bløtbunnssamfunn (NIVA, 2006).

10.4.2 Oksygenforhold

Dersom inntaksvannet er mettet med oksygen kan en temperaturøkning medføre overmetning, og avdriving av oksygen som medfører reduksjon av oksygeninnholdet i vannet. Det har allikevel vist seg at avdriving og medførende tap av oksygen vil være ubetydelige. Oksygeninnholdet i Frænfjorden er forholdsvis høyt og tilnærmet konstant i hele vannsøyla, noe som har sammenheng med god vannutskiftning i fjorden. Figur 10-9 viser oksygeninnholdet på 50 meters dyp målt i jevnlig fra 1998 til 2004. Innholdet ligger i all hovedsak over 5 mg/l, og tilfredsstillende dermed en grenseverdi fastsatt av Bakke et al (2002) for ikke-effekt på alle typer marine samfunn (NIVA, 2006).



Figur 10-9: Oksygeninnhold (ml/l) på 50m dyp på stasjon S10 og S27, målt i perioden 27. juli 1998 til 5. november 2004 (datoene på tidsaksen viser når målingene ble gjennomført, totalt 36 målinger).

10.4.3 Næringssalter og turbiditet

Utslipp av kjølevann kan medføre endret tilførsel av næringssalter ved ulike dyp. Uorganiske næringssalter (hovedsakelig fosfat, nitrat og ammonium) stimulerer vekst av makro- og mikroalger i den produktive sonen. Dersom næringstilførselen er for stor medfører den en overproduksjon av organisk materiale som kan gi negative effekter i form av høy turbiditet i vannet, og oksygensvikt i bunnlaget når dødt algemateriale synker ut. Om utslipp av kjølevann vil stimulere algeproduksjon når det slippes ut avhenger av innholdet av næringssalter i inntaksvannet og om det er alger i produksjon i vannmassene rundt utslippspunktet (kilde: NIVA, 2006).

10.4.4 Tåkedannelse

Dersom det varmere utslippsvannet kommer opp i overflaten vil det om vinteren være fare for tåkedannelse. Når kald luft kommer inn over havområder som holder høyere temperatur skjer det en hurtig fordamping og oppvarming av luften nærmest overflaten. Den oppvarmede luften stiger raskt mens fuktigheten kondenseres. Dette medfører frostrøyk som er en form for tåke bestående av små vanndråper. Ved spesielt lave temperaturer kan frostrøyken også inneholde iskrystaller. Tåkedannelsen medfører nedsatt sikt i området.

10.5 Utslippspunkt, utslippsmengder og temperatur

Utslippspunktet for kjølevann foreslås lagt til 25 meters dyp direkte sør for tomten. Dette gir en utslippsledning på ca. 125 meters. Det må påses at inntakspunktet for kjølevann anlegges i tilstrekkelig avstand fra utslippspunktet for å unngå "kortslutning" og resirkulering av oppvarmet vann i kjølevannssystemet. Dette bestemmes ut fra fortynningen modellert i dette studiet. Det kan antas at inntakspunktet kan plasseres i en sone der minst 25 ganger fortynningen av kjølevannet er oppnådd.



Figur 10-10: Utslippspunkt for kjølevann

10.5.1 Alternativer for utslippsanordning

3 alternative utslippsanordninger undersøkes:

- A: Utslippsledning på bunnen, uten diffusor
- B: Utslippsledning hevet 1 meter over bunn, uten diffusor
- C: Utslippsledning på bunn, med diffusor

Utslippsledningen foreslås dimensjonert til innvendig diameter 1,5 meter. Dette gir en utslippshastighet ved maksimalt kjølevannsutslipp på 4,7 m/s. Større dimensjoner gir lavere utslippshastigheter og dermed lavere grad av turbulent primærfortynning, spesielt ved lavere utslippsrater. Ved en diameter på 1,5 meter vil friksjonstapet i ledningen være i størrelsesorden 0,8 meter/100meter, det vil si ca. 1 meter trykkfall over utslippsledningens 125 meters lengde. Diffusoren består av 12 hull på hver side i horisontalplanet, hvert hull er 30 centimeter i diameter. Hullene har 0.5 meter avstand.

10.5.2 Definisjon av scenarier

Som dimensjonerende utslipp brukes det maksimale kjølevannsutslippet på 30 000 m³/h samt en utslippstemperatur på 15 grader Celsius. Dette anses å være den kombinasjonen av faktorer som kan gi den største negative miljøpåvirkningen.

Tabell 10-3. Strøm, temperatur og salinitet for modellering

Nr	Beskrivelse	Dyp: 0 m				10 m				20 m			
		v (m/s)	retn (°N)	t (°C)	sal (PSU)	v (m/s)	retn (°N)	t (°C)	sal (PSU)	v (m/s)	retn (°N)	t (°C)	sal (PSU)
1	Vinter, inngående	0.03	80	4	31	0.028	50	5	32	0.022	40	5.5	33
2	Vinter, utgående	0.03	240	4	31	0.028	230	5	32	0.022	230	5.5	33
3	Sommer, inngående	0.05	80	13	29	0.045	65	11	32	0.035	60	11	33
4	Sommer, utgående	0.05	250	13	29	0.045	240	11	32	0.035	240	11	33

Scenariene i tabellen over er syntetisert basert på strømdata observert i umiddelbar nærhet, samt typiske temperatur- og salinitetsdata observert i nærområdet. Det finnes ikke eksplisitte data på utslippspunktet. Strømhastigheter og retninger er vist ved gjennomsnittsverdier av verdier målt ved inngående og utgående tidevann.

10.6 Modelleringsresultater

10.6.1 Valg av utslippsanordning

Alternativ A og B gir tilnærmet lik innlagingshøyde, horisontal spredning og fortynning. Senterlinje heves til 15 meter før den igjen synker til ca. 20 meter innlagingshøyde. Det er ikke indikasjoner på at kjølevannet når overflaten. I horisontalplanet spres kjølevannet i sørlig retning, mot større dyp, uten å bli nevneverdig påvirket av strømminger i vannet før primærfortynningen er oppnådd. Alternativ A og B oppnår en noe bedre primærfortynning innen de første 80-100 meter fra utløpet. I tillegg spres kjølevannet direkte sørover. Alternativ C spres østover og vestover, og kan derfor begrense posisjoneringen av inntakspunktet av kjølevann. På grunn av at en diffusor ikke ses å ha en nevneverdig positiv effekt på fortynning av kjølevannet, samt at bruk av diffusor kan sette begrensninger på plassering av inntakspunkt av kjølevann, foreslås det at diffusor ikke benyttes. Videre vil en heving av utslippsrøret til 1 m over bunn sannsynligvis resultere i mindre friksjon langs bunn og dermed bedre turbulent fortynning.

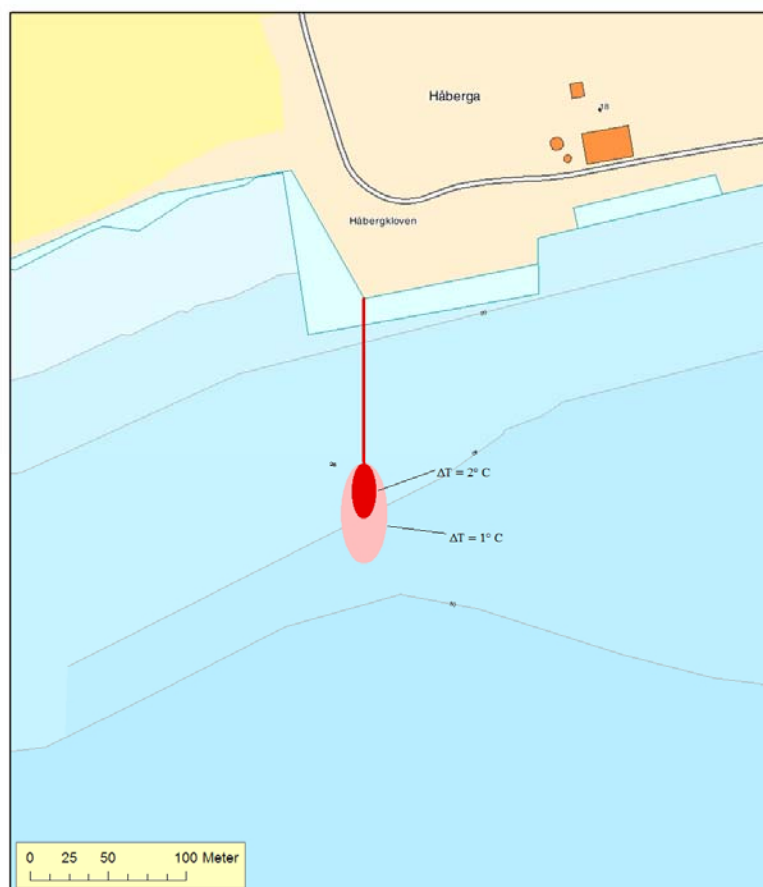
Alternativ B – utslipp 1 meter over bunn uten diffusor foreslås derfor.

10.6.2 Innlagring og fortynning ved forskjellige scenarier

Hovedforskjellen mellom vinter- og sommerscenariet er lagdelingen. Overflatetemperaturen er mye nærmere utslippstemperaturen om sommeren enn om vinteren.

Vinterscenariet

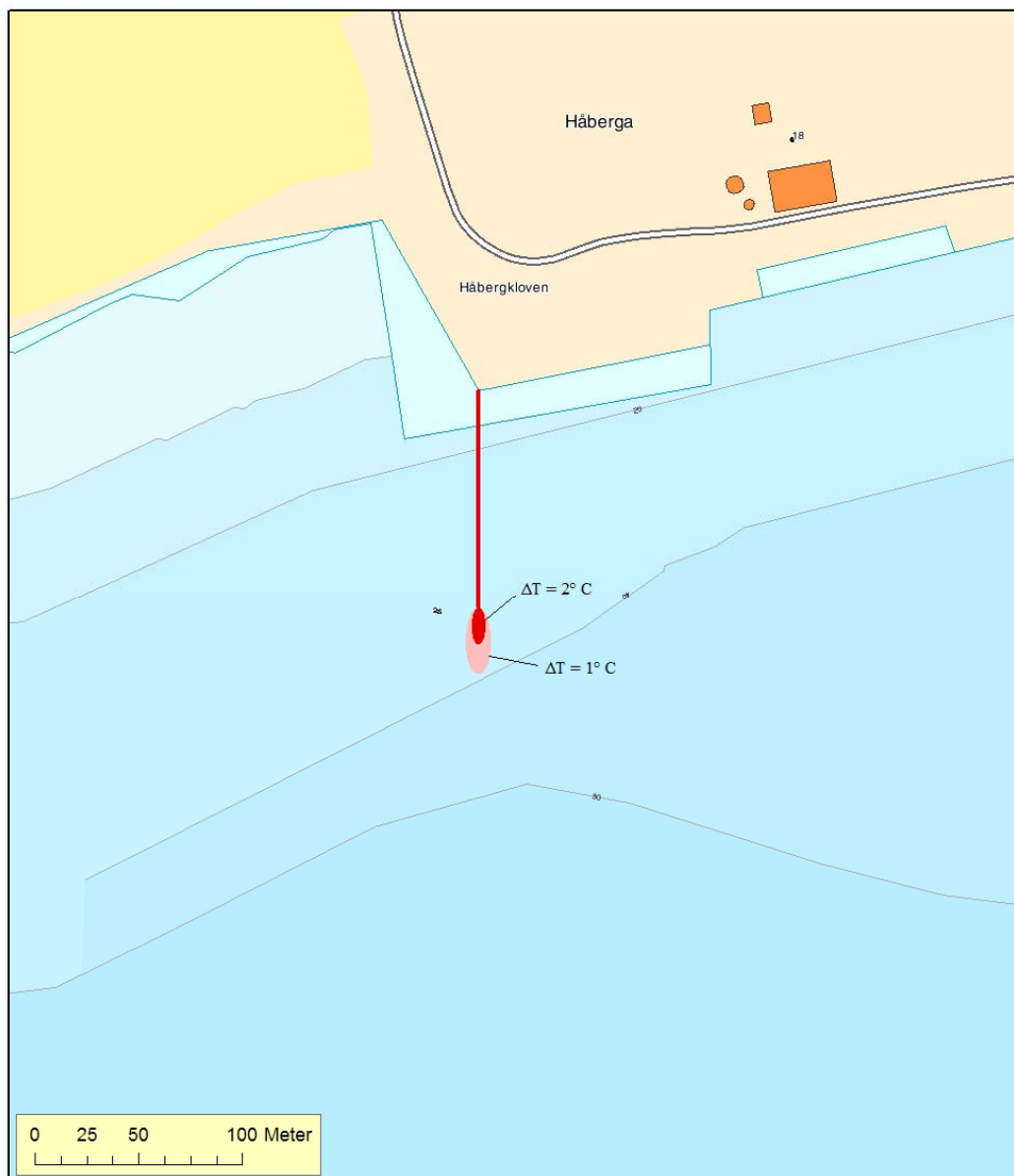
Begge vinterscenariene får en innlagringshøyde på ca. 15 meter i en avstand av ca. 65 meter fra utslippet. I denne avstanden er senterlinjen fortynnet 11 ganger, og gjennomsnittsfortynningen er 21 ganger fortynning. Det vil si at temperaturen 65 m fra utslippet i senterlinjen ved 15 meters dyp stiger med 1 grad Celsius fra 5 grader Celsius til 6 grader Celsius, og ved 8 meters dyp med 0,5 grader Celsius til 5,5 grader Celsius. Temperaturøkningen i overflatelaget er neglisjerbar. Spredningen i horisontalplanet er kun i liten grad avhengig av strømninger innen primærfortynning er oppnådd.



Figur 10-11: Områder med temperaturheving, vinterscenariene, $\Delta T = 2^{\circ}\text{C}$ og $\Delta T = 1^{\circ}\text{C}$

Sommerscenariet

Innlagringshøyden er i begge sommerscenariene ca 17 meter ca 65 meter fra utslippet. Fortynningen i senterlinjen er i dette punktet nærmere 12 ganger fortynning. Gjennomsnittsfortynningen er 22-23 ganger. Temperaturen i senterlinjen 65 meter fra utslippet på 17 meters dyp stiger derfor med under 0,5 grader Celsius fra 11 grader Celsius til 11,5 grader Celsius, og på 9 meter dyp med 0,2 grader Celsius fra 11,2 til 11,4 grader Celsius. Plumen rekker ikke i overflaten. Den horisontale spredningen er kun i liten grad påvirket av strømmingene innen primærfortynning er oppnådd.



Figur10-12: Områder med temperaturheving, sommerscenariene, $\Delta T = 2^{\circ}\text{C}$ og $\Delta T = 1^{\circ}\text{C}$

10.7 Sannsynlige effekter av endret temperatur

10.7.1 *Overtemperatur*

Analysene av ulike utslippsscenarioer viser at temperaturøkning vil finne sted i et begrenset område rundt utslippspunktet. I vintersituasjonen vil innlagingshøyden for kjølevannet være ca 15 meter. Det vil kunne forekomme temperaturøkning på 1 grad Celsius på 15 meters dyp, 65 meter fra utslippspunktet. Tilsvarende temperaturøkning på 8 meters dyp vil være 0,5 grader Celsius. Temperaturøkningen i overflaten vil være neglisjerbar, og det er derfor ikke forventet tåkedannelse i området. I sommersituasjonen blir temperaturøkningen mindre, siden vannet har en opprinnelig temperatur som i mindre grad avviker fra temperaturen til kjølevannet. Innlagingshøyden vil være ca 17 meter. På 17 meters dyp, 65 meter fra utslippspunktet observeres det en temperaturøkning på 0,5 grader Celsius. Tilsvarende temperaturøkning på 9 meters dyp er 0,2 grader Celsius. Kjølevannet vil i denne perioden ikke nå overflaten. Temperaturen i Frænfjorden varierer naturlig i stor grad med sesongene. Variasjonene er størst i overflatelaget, og mindre på større dyp. I overflaten kan temperaturen variere fra ca 4 grader Celsius om vinteren til ca 17-18 grader Celsius om sommeren. I bunnlaget ligger temperaturen hovedsakelig mellom 6 og 12 grader Celsius gjennom året. Organismer som lever i de øvre vannmasser vil derfor være mer vant til temperaturvariasjoner, og tåle disse bedre.

I vintersituasjonen vil for øvrig bunnlaget holde en temperatur som er mer lik temperaturen i utslippsvannet enn hva tilfellet er for overflaten, og temperaturøkningen i bunnlaget blir derfor mindre fremtredende. Forurensningsmyndighetenes normative krav til overtemperatur er at den ikke bør overskride 1 grad Celsius 100 meter fra utslippspunktet. Det er forventet at de aller fleste arter vil tåle en slik temperaturøkning uten vesentlige effekter. Dette er en konservativ grense, og det er gjort flere undersøkelser der organismer er utsatt for overtemperatur på + 3 grader Celsius, uten entydige effekter. Det er derfor ikke forventet biologiske effekter av betydning 65 meter fra utslippspunktet i vintersituasjonen. I sommersituasjonen vil influensområdet og temperaturøkningen være mindre. Siden problemet med overtemperatur kun gjør seg gjeldende i et begrenset området, vil det ikke forventes biologiske effekter av betydning på økosystemnivå. Effekter vil kunne forventes på fastsittende og lite bevegelige organismer på hard- og bløtbunn som utsettes for utslippet mer eller mindre kontinuerlig. Tidevannsdata og måling av salinitet og strømforhold i Frænfjorden indikerer jevnlig vannutskiftning i fjorden. Dette medfører hurtig uttynning av utslippsvannet, og normaliserte temperaturforhold vil inntre innen rimelig tid etter utslippet.

10.7.2 *Hardbunssamfunn*

Det er hardbunssamfunnet i området rundt Håsetflua som ligger nærmest utslippspunktet til kjølevannet. Her er det algeforekomster ned til 16 m dyp, hovedsakelig rødalger, samt noe brunalger og mindre forekomster av grønnalger. Det er sukkertare fra 2-12 meters dyp, og store forekomster av sekkedyr på 18 meters dyp. Grønn- og rødalger tåler temperatursvinger godt, og det er ikke forventet synlige effekter på disse. Sukkertare er en arktisk art som ikke tåler forhøyede temperaturer i særlig grad, men de ikke forekommer på > 12 meters dyp, og innlagingshøyden til kjølevannet er på 15-17 meter er det ikke forventet effekter. Sekkedyr kan bli eksponert for utslippet, men er ikke registrert som spesielt følsomme for temperaturvariasjoner, og utbredelsen er rik.

10.7.3 Bløtbunnssamfunn

Undersøkelsen utført i 2006 omfattet tre stasjoner som ligger i området rundt der utslippspunktet er planlagt å legges (SB12, SB13 og S10, se Figur 10-). S10 ligger nærmest utslippspunktet for avgangsmasser fra Hustadmarmor AS og faunaen i dette området er påvirket av utslippet. De øvrige stasjonene har artsmangfold og antall individer som havner i tilstandsklasse "god" og "meget god". Børstemark og bløtdyr er dominerende dyregrupper med flest antall ulike arter og en betydelig andel individer. Bløtbunnsarter i utslippspunktets nærområde vil bli eksponert for utslippsvann i større eller mindre grad. Temperaturøkning vil for øvrig kun forekomme i et begrenset området, og bløtbunnssamfunn har ved undersøkelser vist seg å tåle overtemperatur på + 3 grader Celsius uten synlige effekter. Det er derfor heller ikke forventet betydelige effekter på bløtbunnssamfunn.

10.7.4 Oksygenkonsentrasjon og næringssaltinnhold

Det er lite trolig å oppleve effekter i resipienten som følge av endret oksygenkonsentrasjon grunnet avdriving av oksygen ved oppvarming av vannet. Oksygenkonsentrasjonen er generelt høy i hele vannsøyla i Frænfjorden. Det er ikke grunn til å tro at næringssaltinnholdet vil øke i den produktive sonen som følge av utslipp av kjølevann, med et inntaksdyp på 25 meter og innlagingshøyde på 15-17 meter. Effekter på alger vil derfor i hovedsak være forbundet med temperaturøkning i utslippspunktets nærområde og akutte negative effekter av transport gjennom kjølevannssystemet.

10.8 Bruk av lavtemperatur kjølevann

TINE Midt-Norge Elnesvågen er en stor meierivirksomhet i nærområdet som kan nyttiggjøre seg vesentlige energimengder i form av varmt vann. Kjølevannet fra kraftverket inneholder store energimengder, men vil mesteparten av året ha en temperatur på under 15 grader Celsius. Dette er for lav temperatur til at åpenbare industrielle anvendelser i nærområdet finnes. Hustadmarmor AS har allerede et betydelig overskudd av kjølevann i samme temperaturområde, og det har hittil ikke vært mulig å finne avsetningsmuligheter for dette. Teoretisk sett vil virksomhet som havbruk og oppdrettsvirksomhet kunne anvende vann med så lav temperatur som det her er snakk om, men det er usikkert om de hyppige skipsanløpene til Elnesvågen vil kunne kombineres med havbruk i det umiddelbare nærområdet.

10.9 Konklusjoner

Av de vurderte alternative utslippanordningene anbefales *Alternativ B, med utslippsledning hevet 1 m over bunnen, uten diffusor*, som beste løsning for maksimal fortynning uten å begrense posisjoneringen av inntakspunktet av kjølevann. Ved utslipp av 15 grader Celsius kjølevann fra gasskraftverket vil kjølevannet innlagres på henholdsvis 15 og 17 meters dyp, vinter og sommer. Temperaturen ved innlagring, 65 meter fra utslippspunktet, vil være 0,5-1 grad Celsius høyere enn omgivelsene. Fordi området med kjølevannstemperatur med ΔT over 3 grader Celsius er avgrenset, mindre enn 60 meter fra utslipp, vil eventuelle biologiske effekter av utslippet ikke ha noen betydning for økosystemet i vannmassene. Effekter på faunaen vil kun forekomme i et begrenset område, og det er hovedsakelig bløtbunnsamfunn som vil bli påvirket. Faunasammensetningen i området karakteriseres som "god" eller "meget god" ved de fleste stasjonene i området, og er dermed lite sårbar for påvirkning. På grunnlag av disse betraktningene forventes det ikke betydelige effekter på bløtbunnsamfunn. Problemet med tåkedannelse på kalde dager vil ikke forekomme som følge av at kjølevannet innlagres ved større dyp og ikke kommer til overflaten.

10.10 Avbøtende tiltak

Hustadmarmor AS fikk som første bedrift i landet en utslippstillatelse som ikke er basert på maksimale tillatte utslipp, men på utslippenes miljøeffekt, med systematisk overvåking av Frænfjordens miljøtilstand. En ressursgruppe er nedsatt bestående av interessegruppene rundt bruken av fjorden og vitenskapelige ressurspersoner, som løpende vurderer fjordens miljøtilstand. Arbeidet i denne gruppen vil fortsette, og overvåking og vurdering av utslippene til fjorden fra det planlagte gasskraftverket vil bli inkludert i ressursgruppens arbeid.

10.11 Ressursgruppa for Frænfjorden

Ressursgruppa for Frænfjorden er et fast miljøpanel som ble opprettet i forbindelse med Hustadmarmor sin søknad til SFT om ny utslippstillatelse av avgangskalk.

Den nye utslippstillatelsen, som ble gitt av SFT i oktober 2003, representerer en helt ny type tillatelse som var basert på definisjon av akseptkriterier for hvilken miljøpåvirkning som kan aksepteres og ikke på utslipp pr tidsenhet. På denne måten tar Hustadmarmor et utvidet miljøansvar utover det som har vært vanlig tidligere.

Ressursgruppa har faste møter minimum to ganger i året og gir råd til Hustadmarmor i forbindelse med utredninger som bedriften gjennomfører i forbindelse med utslippstillatelsen og overvåkingen av fjorden. Dette gjelder bl.a. saker som undersøkelser i deponiet, alternativ utnyttelse av biprodukter, økotoksikologiske undersøkelser, miljørisikovurderinger med mer.

Leder i Ressursgruppa er Professor i marinbiologi John S. Gray fra Universitetet i Oslo. Gray er en internasjonalt anerkjent forsker innen marinbiologi og miljøovervåking som også har ledet arbeidet i FN sin ekspertgruppe for havforurensing. Gray har også utviklet det systemet som benyttes ved Hustadmarmor når det gjelder akseptkriterier og kontrollsystemer ("Feed Back Monitoring").

Hustadmarmor har gjennom snart 20 år benyttet marinbiologer fra Det Norske Veritas til å gjennomføre overvåkingen av deponeringen i Frænfjorden.

De faste medlemmene i Ressursgruppa for Frænfjorden er:

- John Gray, Professor i marin biologi ved Universitetet i Oslo (UiO)
- Knut Yngve Børsheim, Oseanografi og klima, Havforskningsinstituttet, Bergen
- Knut Kvalvågnes, Marinbiolog, Miljøvernleder, Fræna kommune
- Rune Iversen, Leder teknisk sektor, Fræna kommune
- Ole Morten Sørthe, Daglig leder, Møre og Romsdal Fiskarlag, Ålesund
- Åge Leirvik, Førstekonsulent, Fiskeridirektoratet Møre og Romsdal, Ålesund
- Lodve Gjendemsjø, Fiskeskipper, Elnesvågen
- Sverre Høstmark, Fagsjef, Miljøavdeling, Norsk Industri, Oslo
- Tor Jensen, Dr. scient. Marinbiolog, Det Norske Veritas (DNV), Oslo
- Alf Reistad, Organisasjonssjef, Hustadmarmor (fra etter lunsj)
- Arnstein Amundsen, Overingeniør SEQ (sikkerhet, miljø og kval.), Hustadmarmor

I tillegg inviteres representanter fra lokale foreninger og andre som har interesse av de saker som behandles. Faste gjester er:

- Tore Fredriksen, Elnesvågen småbåtforening
- Ole Nekstad, Tornes småbåtforening
- Hans Bj. Tennøy, Fræna Jeger- og Fiskerforening

Ressursgruppa for Frænfjorden har også vært konsultert i forbindelse med konsekvensutredningen for Industrikraft Møre AS og vil være en naturlig samarbeidspartner i det videre arbeidet for å sikre en akseptabel miljøpåvirkning av Frænfjorden.

11 Konsekvenser av støy

11.1 Gjennomførte beregninger

Som grunnlag for å vurdere konsekvenser av støy er det utarbeidet følgende underlagsrapport: Veritas, 2006: *Gasskraftverk i Elnesvågen – konsekvensanalyse for ekstern støy*.

Støydata for de viktigste støykildene er beregnet. Nødvendige støyreducerende tiltak er inkludert i beregningene slik at foruten å demonstrere praktisk mulighet for å overholde gjeldende støykrav, er også et sett enkle støyspesifikasjoner for de viktigste støykildene utarbeidet. Støyvurderingen omfatter også støy fra eksisterende industri i området.

Industrikraftverket er tenkt plassert nær sjøen på en nyervervet tomt rett vest for Rønningen, dvs. råvarelageret ved Hustadmarmor AS. Analysen omfatter en utbygging som betegnes for Hovedalternativet, men kan også beskrive andre utbyggingsalternativer. Hovedalternativet kan kort beskrives som følger:

Industrikraftverket vil ha en nominell ytelse 420 MW med anlegg for CO₂-fangst. 250 MW tas fra en gassturbin og de resterende 170 MW hentes fra en dampsturbin. CO₂-fangstanlegget oppføres ved siden av produksjonsenhetene. CO₂ mellomlagres i tanker og transporteres til deponi for injeksjon med skip.

Støykildene som er tatt i betraktning er:

Industrikraftverk

- Maskinhall
- Skorsteinsåpning - eksossystem
- Inntak for forbrenningsluft
- Kjøleluftsystemer
- Eventuelle damputslipp

CO₂-fangstanlegg

- Skorstein
- Maskinhall med kompressorer og pumper

Hjelpesystemer

- Kjølevannsystemer
- Transformatorer
- Utskiping

11.2 Konsekvenser av bygging av et industrikraftverk

Krav til støy fra industriverket er 40 dBA ved nabo. Nærmeste privateide bolig på sjøsiden av riksveien vest for industrikraftverket blir bestemmende. Under gitte forutsetninger er støyen fra industrikraftverket beregnet. Støyforholdene som skyldes industrikraftverket alene under vanlig produksjon kan oppsummeres som følger:

- Ingen bolighus utsettes for lydnivå over 50 dBA
- Ingen bolighus i privat eie utsettes for lydnivå over 45 dBA
- Ett gårdsbruk i privat eie utsettes for et lydnivå over 40 dBA.

Forventet lydnivå ved nærmeste privateide bolig i retning mot vest er 41 – 42 dBA. Med skip ved kai forventes lydnivået å øke med 1 dBA i nærområdet og med 2 dBA på større avstander. Dette medfører at det med skip ved kai kan forventes mindre overskridelser ved nærmeste gårdsbruk i retning mot vest.

Kombineres støyen fra industrikraftverket med støyen fra Hustadmarmor AS, blir de viktigste konsekvensene som følger:

- Ved boligene i Urdavegen, det vil si den høyereliggende bebyggelsen nord for Rønningen, forventes støybidraget fra kraftverket og støyen fra produksjonsanleggene ved Hustadmarmor AS å bli likeverdige. Et lydnivå på omlag 40 dBA kan da forventes. Når det losses marmor på Rønningen forventes støyen å øke til 47 – 50 dBA, dvs. støyen blir fullstendig dominert av aktivitetene på Rønningen.
- Støyen ved nærmeste gårdsbruk vestover forventes å bli dominert av kraftverket. Produksjonsanleggene ved Hustadmarmor AS bidrar med maksimum 35 dBA. Et totalt lydnivå på 42 dBA kan forventes. Inkluderes losseaktivitetene på Rønningen vil støyen øke ytterligere. Det knytter seg store usikkerheter til skjermeffektene fra bygningsmassene på naboeiendommene. Et lydnivå på 44 dBA bør imidlertid påregnes.

Konklusjonen er at dette industrikraftverket kan bygges i henhold til gitte støygrenser. Det vil imidlertid kreves støyreducerende tiltak og en støymessig gunstig utnyttelse av industritomta.

11.3 Forutsetninger og antagelser

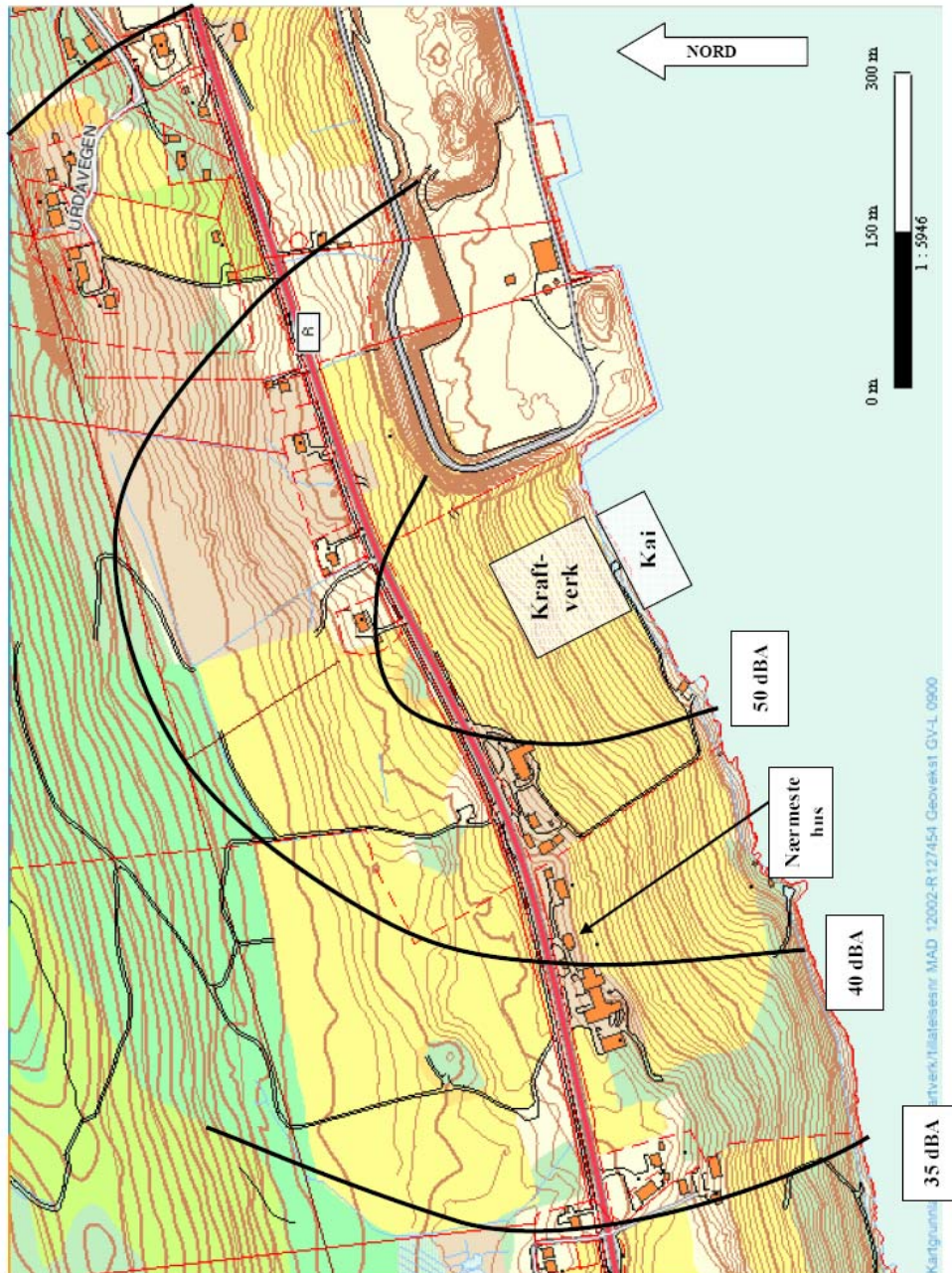
På dette stadiet i prosjektet er det mange detaljer som ikke er bestemt. For gjennomføring av beregningene er det gjort følgende antagelser:

11.3.1 Plassering av industrikraftverket og dets viktigste støykilder

Det regnes med at industrikraftverket, eksklusiv kaianlegget for utskipping av CO₂, er plassert innen et kvadratisk areal på 100x100 meter. Kaianlegget regnes å være plassert rett nedenfor kraftverket. Terrengtet er jevnt skrånende oppover fra sjøen. Riksvegen er om lag 33 meter over havet. Det sprenses ut for kraftverket og overskuddsmassen benyttes til å fylle ut kaiområdet. Bakkenivået der kraftverket bygges forutsettes å være 5 meter over havet.

11.3.2 Orientering av industrikraftverket

Det antas at industrikraftverket orienteres om lag som vist i Figur 11-1, det vil si meste av industrikraftverket innbygget og renseanlegget mellom maskinhallen og kaia. Også gasskompressorene og eventuelt pumper i tilknytning til et sjøvannssystem bør trolig bygges inn.



Figur 11-1: Støykart

11.3.3 Bygningsmassen

Det forutsettes at bygningene oppføres på en slik måte at støyen som trenger ut blir av mindre betydning. Det vil bli etablert et akseptabelt arbeidsmiljø innendørs, der det er mulig. Under forutsetning av et lydnivå på 90 dBA innendørs vil f. eks. et bygg oppført i 200 millimeter Leca lydblokker med puss på utsiden sikre det eksterne miljøet. Også platekonstruksjoner bør kunne benyttes.

Hvor mange bygninger som blir oppført er uklart, men alt roterende maskineri skal bygges inn. Mest sannsynlig blir det en maskinhall og en bygning for maskineri i tilknytning til anlegget for CO₂-fangst. I tillegg lages et eget bygg for avgasssystemene.

11.3.4 Avgass

Avgasssystemet med lyddemper og varmeveksler/kjele monteres inn i et bygg. Det forutsettes at det lages effektive lyddempere for avgasssystemet. Teknisk sett kan det gjerne være en separat lyddemper, eller demperen kan integreres i varmeveksleren. Anlegget konstrueres slik at avgassen kan slippes ut enten via skorsteinen eller dirigeres til anlegget for CO₂-fangst. Avgassen omdirigeres til renseanlegg fra et punkt etter lyddemper. Avgassen renses for CO₂ slippes ut på toppen av absorpsjonstårnet mens CO₂-gassen komprimeres og lagres i tanker for senere utskiping. Dette medfører at eksosen fra gassturbinen slippes ut enten fra hovedskorsteinen eller fra toppen av absorpsjonstårnet.

11.3.5 Forbrenningsluft og systemer for kjøleluft

Store mengder luft går med til forbrenningen i gassturbinen. Dette trekkes inn gjennom effektive lyddempere. Selv om det er god tilgang på sjøvann for kjøling, må noe av kjølingen av anlegget besørges ved luftkjøling. Dette besørges med vifter. Både luftinntak og utblåsning forutsettes å være meget godt støydempet. Fortrinnsvis bør luftinntak rettes mot sjøsiden hvor støyen fra disse ikke vil påvirke nærliggende bebyggelse i samme grad. Det samme gjelder for luftutblåsning.

11.3.6 Damputslipp

Med dampturbin i anlegget må det bli gitt muligheter for raskt å redusere trykket. Damputslipp kan tradisjonelt være meget støyende. Det er imidlertid relativt lett å konstruere støydempede løsninger som langt på vei eliminerer de fleste damputslipp som støykilder. Det forutsettes at alle damputslipp her er tilstrekkelig støydempet.

11.3.7 Utskiping av CO₂

CO₂ som skilles ut fra avgassen komprimeres og lagres i tanker for å bli transportert bort med skip. Det forutsettes at lasteutstyret som kompressorer/pumper er innendørs på anlegget eller finnes i tilstrekkelig støydempede utgaver om bord på skipet. Den støyen det her regnes med, er støy fra skipets hjelpemaskin og nødvendig maskinromsventilasjon.

11.4 Støydata

På basis av de ovennevnte antagelser kombinert med tilgjengelig informasjon av generell natur fra leverandører av liknende anlegg, har Veritas estimert støydata for de viktigste støykildene og industrikraftverket totalt estimert som gitt i Tabell 11-1.

Tabell 11-1: Viser støykilder og kildedata gitt som A-veiet lydeffektnivå i dBre. 10^{-12} Watt

Tabell 1 Støykilder og kildedata gitt som A-veiet lydeffektnivå i dB re. 10^{-12} Watt

Navn på anlegg / kilde	Kilde nr.	Lydeffektnivå dBA	Høyde (moh)
Varmekraftverk			
Maskinhall	1	76	20
Skorstein – Eksos	2	103	55
Avgassarrangement	3	98	25
Luftinntak for forbrenningsluft	4	106	25
Kjøleluft for maskinhall	5	105	20
CO2-fangstanlegg			
CO2-Tårn inkl. åpning	11	103	55
Maskinhall men kompressorer og pumper	12	74	15
Hjelpeanlegg			
Kjølevannssystemer, innebygd	21	74	10
Transformatorer, i delvis åpne celler	22	93	10
Utskipingskai med skip	23	105	20
Sum		112	

11.4.1 Støy fra annen virksomhet og bakgrunnsstøy

Støyen i området er fra før av bestemt av følgende:

- Hustadmarmor AS
- Riksvei 664

Om natten er biltrafikken neglisjerbar og Hustadmarmor AS fremstår som den eneste støykilden i området. Eksternstøymålinger utført i perioden 1998 – 2002 i området nær siloen ved siden av kraftverkstomta gav følgende resultat (A-veiet ekvivalent lydnivå) i perioder da det blåste en svak vind fra øst:

- Støy fra produksjonsanleggene: 35 – 40 dBA
- Støy fra produksjon og lossing/lasting: 44 – 50 dBA

Støymålinger ved bebyggelsen i Urdavegen, det vil si i høyere opp i fjellsiden nord for Rønningen, gav følgende resultat:

- Støy fra produksjonsanleggene: 36 – 39 dBA
- Støy fra produksjon og lossing/lasting: 47 – 50 dBA

Losseaktivitetene ved Rønningen dominerer støybildet i området.

11.4.2 *Krav til ekstern støy*

Industrikraftverket må påregnes å være i drift døgnet rundt uten nevneverdig variasjon. Gjeldende krav til støy ved nærmeste nabo som følge av kraftverket er: Ekvivalentnivået skal ikke overskride 40 dBA. Dette kravet gjelder om natten.

Det er vanlig å også ha et krav til maksimalt lydnivå på nattestid. Typisk er at maksimalnivået ikke skal overskride ekvivalentnivået med mer enn 10 dBA. Maksimalt tillatt lydnivå om natten blir da 50 dBA. Det er to faktorer, eller kilder, ved industrikraftverket som kan skape maksimalnivå i størrelsesorden 50 dBA eller høyere. Disse kildene er:

- Skip ved kai som laster CO₂
- Damputslipp

11.4.3 *Støyberegninger*

Eksternstøyberegningene er utført i henhold til ”Nordisk beregningsmetode for ekstern industristøy”. Dette er en metode som beregner støybidraget fra en enkelt støykilde til et gitt punkt. Det tas hensyn til elementer som hindringer og bakkens akustiske beskaffenhet mellom kilden og beregningspunktet. Det simuleres et medvindstilfelle, dvs. det blåser en svak vind fra støykilden mot beregningspunktet. Er det mer enn en støykilde beregnes støybidragene fra alle kildene enkeltvis. Totalt støyinnivå i et punkt oppnås ved å summere bidragene fra alle støykildene når det er flere enn en. Under forutsetninger gitt ovenfor er det gjennomført støyberegninger med resultater som beskrevet i det etterfølgende.

11.4.4 *Resultater – Støy fra industrikraftverket*

Forventet støy fra industrikraftverket alene er vist grafisk som kotelinjer på kartet i Figur 11-1. Kotelinjene representerer den daglige og mest vanlige driftsformen, og omfatter ikke støy fra skip som ligger ved kai og laster CO₂.

Støyforholdene som skyldes industrikraftverket alene under vanlig produksjon kan oppsummeres som følger:

- Det er ingen bolighus som utsettes for lydnivå over 50 dBA
- Det er ingen bolighus i privat eie som utsettes for lydnivå over 45 dBA
- Det er ett gårdsbruk som utsettes for et lydnivå over 40 dBA.

Forventet lydnivå ved nærmeste privateide bolig i retning mot vest er 41 – 42 dBA. Skulle det ligge et skip ved kai og laste CO2 med støyemisjonen som antydnet i Tabell 11-1, forventes lydnivået å øke med 1 dBA i nærområdet og med 2 dBA på større avstander.

11.5 Resultater – Støy fra industrikraftverket og Hustadmarmor AS

Kombineres støyen fra industrikraftverket med støyen fra Hustadmarmor AS gjelder følgende:

- I boligbebyggelsen nord for Hustadmarmor AS sitt produksjonsanlegg forventes støyen i hovedsak å være uavhengig av industrikraftverket
- Ved boligene i Urdavegen, dvs. den høyereliggende bebyggelsen nord for Rønningen (losseanlegget for marmor), forventes støybidraget fra kraftverket og støyen fra produksjonsanleggene ved Hustadmarmor AS å bli likeverdige. Et lydnivå på omlag 40 dBA kan forventes. Når det losses marmor på Rønningen, forventes støyen å øke til 47 – 50 dBA, det vil si støyen blir dominert av aktivitetene på Rønningen.
- Støyen ved boligene nærmest industrikraftverket (eiet av Hustadmarmor AS) vil bli dominert av kraftverket. Et lydnivå opp mot 50 dBA forventes. Under lossing på Rønningen vil støyen øke til 50 dBA eller høyere.
- Støyen ved det nærmeste gårdsbruket vestover forventes å bli dominert av kraftverket. Produksjonsanleggene ved Hustadmarmor AS bidrar kun med maksimum 35 dBA. Et totalt lydnivå på 42 dBA kan forventes. Inkluderes losseaktivitetene på Rønningen vil støyen øke ytterligere. Det knytter seg store usikkerheter til skjermeffektene fra bygningsmassene på naboeiendommene. Et lydnivå på 44 dBA bør imidlertid påregnes.
- Videre vestover vil støygrensa på 40 dBA bli tilfredstilt.

11.6 Oppsummering

Støyberegningene indikerer en overskridelse på 1 – 2 dBA ved nærmeste privateide bolighus som følge av industrikraftverket alene. Kombineres dette med støy fra Hustadmarmor AS økes overskridelsene noe.

Konklusjonen er at dette industrikraftverket kan bygges i henhold til gitte støygrenser. Men det forutsettes støyreducerende tiltak og en støymessig gunstig utnyttelse av industritomta.

11.7 Anbefalte avbøtende tiltak

Det må poengteres at støyberegningene baserer seg på støydata som gitt i Tabell 11-1, men det er tatt hensyn til muligheter for omfattende skjerming fra terrenget og av bygningsmassen. I praksis betyr dette at det er regnet med god skjerming av luftinntak/luftutblåsninger. Mye av denne skjermingen bør kunne kompenseres for ved å bygge ekstra gode lyddempere hvis den forutsatte skjermingen ikke kan realiseres i praksis.

Foruten at det forutsettes god utnyttelse av de skjermingseffekter bygningsmassen og terrengskjæring kan gi, baserer beregningene seg på at det gjennomføres omfattende støyreducerende tiltak. Støyende utstyr bygges inn og det tilpasses effektive støydempende løsninger for eksos og luftinntak og luftavkast.

Under forutsetning av gode lyddemperer og god skjerming, fremstår utløp fra skorstein og/eller absorpsjonstårn (som ansees som støymessig like, men bare en av dem er i drift samtidig) som de viktigste støykildene. Det vurderes å redusere støyemisjonen fra skorsteinen mer enn forutsatt i beregningene.

Støyberegningene baserer seg på at støyemisjonen fra skorsteinene er beskrevet med en lydeffekt på 103 dBA hvilket tilsvarer om lag 85 dBA på 1 m avstand til side for skorsteinsåpningen. En ytterligere reduksjon på 5 dBA eller mer anbefales.

I denne studien fremstår skipet som svært støyende. Benyttede støydata kan være et bilde på støyemisjonen på et skip av denne typen. Støymessig er imidlertid skip meget forskjellige; noen er mer støyende mens andre er vesentlig mindre støyende. Det arbeides derfor for å velge skip som er relativt støysvake overfor omgivelsene. Støyemisjonen fra skipene bør ikke overskride et lydeffektnivå på 100 dBA; helst bør skipene være enda mindre støyende.

Støyfaglig ekspertise vil bli engasjert allerede fra oppstart i det videre arbeidet i prosjektet.

12 Landskapsmessige konsekvenser

12.1 Konsekvenser

Det planlagte kraftverket plasseres vest for Hustadmarmor AS sin eksisterende virksomhet i Elnesvågen, som illustrert i Figur 12-1 under:



Figur 12-1: Bilde illustrerer industrikraftverket, CO2-fangstanlegg, PCC-fabrikk og LNG-fabrikk på det planlagte området

Dette området var tidligere benyttet til jordbruksformål, men er i dag omregulert til industriformål. Sett fra sjøsiden er virksomheten hos Hustadmarmor AS i dag det mest fremtredende elementet, med en total lengde på rundt 2 kilometer, og med bygninger på høydenivå opp mot 50 meter over havet. Området rett vest for bygningsmassen hos Hustadmarmor AS benyttes til råvarelager. Det planlagte kraftverket plasseres vest for dette råvarelageret. Kraftverket vil således fra sjøsiden fremstå som en utvidelse vestover av det etablerte industriområdet.

Terrenget er i dag skrånende opp fra sjøen opp mot Riksvei 664, som ligger i en høyde av 33 meter over havet ovenfor det planlagte kraftverksområdet. Riksveien er i dag skjermet med støyvoll mot det etablerte industriområdet,

og ved utvidelse av industriområdet vestover vil støyvollen bli forlenget. Ovenfor riksveien, der de fleste av boligene i området er lokalisert, skråner terrenget videre oppover.

Kraftverkstomten vil bli sprengt ut i eksisterende skråning fra sjøen opp mot riksveien, og overskuddsmasse vil delvis bli fylt ut i fjorden, slik at kraftverket blir plassert rundt 5 meter over havet, det vil si rundt 28 meter under det nivået der Riksvei 664 passerer på oversiden. Høyeste bygningselement vil være kraftverkets skorstein. Denne forventes å bli 50 – 60 meter høy, og planlegges plassert retningsmessig ut mot kraftverkets sjøside, rundt 300 meter fra riksveien. Ved etablering av CO₂-fangstanlegg vil dette anleggets absorpsjonstårn få en tilsvarende høyde på 50 – 60 meter. Det må derfor påregnes at de høyeste bygningselementene i kraftverket vil kunne være godt synlige fra deler av bebyggelsen i Elnesvågen, selv om de neppe vil fremstå som dominerende i synsfeltet.

Orientering og plassering av anlegget på tomten er fremkommet ut fra føringer fra konsekvensanalysene for utslipp til luft, for støy og for sikkerhet, se Kapittel 9, 11 og 14.

I tillegg til støyvoller og beplantning vil kraftverksområdet bli sikret med eget gjerde, og det vil bli etablert separat tilkjørsel til området.

12.2 Avbøtende tiltak

Forlengelse av den eksisterende støyvollen vestover og hensiktsmessig beplantning med busker og trær vil kunne redusere det synlige inntrykket av de høyeste bygningselementene i kraftverket ved ferdsel langs riksveien og fra lavereliggende boligområder i nærheten av industriområdet.

For høyereliggende områder vil en hensiktsmessig orientering og fargevalg for absorpsjonstårn og skorstein være mer relevant. Det vil bli engasjert relevant fagekspertise i prosjektet for utvelgelse av farger på disse bygningselementene som gir en best mulig tilpasning til landskap og bebyggelse.

13 Samfunnsmessige konsekvenser knyttet til bygging av kraftverk

I dette kapittelet utdypes de samfunnsmessige konsekvensene som utløses ved bygging av Industrikraft Møre AS sitt industrikraftverk.

13.1 Forsyningssituasjonen for elektrisk kraft i Norge

13.1.1 Kraftbalansen i Norge

I løpet av de siste årene er Norges kraftbalanse (forholdet mellom produksjon og samlet forbruk av kraft over et år) svekket ved at tilgangen på ny kraft har vært vesentlig mindre enn økningen av elektrisitetsforbruket.

I følge NVEs ”Energistatus 2006”²⁰ står vannkraften i dag for 99 % av elektrisitetsproduksjonen i Norge. Videre oppgir NVE at midlere årlig produksjonsevne i det norske vannkraftsystemet er beregnet til 119,7 TWh. Produksjonen er antatt å kunne variere med ca +/- 30 TWh. Det betyr at produksjonen i tørrår kan komme ned i ca 90 TWh, mens det i nedbørsrike år kan komme opp mot 150 TWh.

Nasjonalt forbruk av elektrisitet ligger gjennomsnittlig rundt 126 TWh per år. Dette betyr at Norge i et normalår har et underskudd i kraftbalansen på 6 TWh. Gitt forutsetningene i Figur 8-8 får vi et underskudd på 5 TWh i 2010. I tørrår forventes det en udekket etterspørsel på opptil 15 TWh i 2010.

Av dagens norske underskudd på ca. 6 TWh referer ca. 4 TWh seg til Møre og Romsdal. I 2010 vil underskuddet i Møre og Romsdal utgjøre 5,5 TWh jf. Figur 8-8, det vil si mer enn det totale nasjonale kraftunderskuddet. Årsaken til den spesielt anstrengte situasjonen i Møre og Romsdal er i hovedsak de politisk ønskede industriutbyggingene knyttet til Hydro Aluminiums utbygging på Sunndalsøra (forbruker om lag 6 TWh per år) og gassilandføringsanlegget for Ormen lange på Nyhamna (vil forbruke om lag 1,5 TWh). De store industriutbyggingene har ført til en kraftig vekst i forbruket uten at ny produksjon har kommet til. Dette har ført til en svært kritisk kraftsituasjon i regionen, som igjen ikke minst truer nettopp de industrianleggene som har forårsaket krisen.

Dersom dagens forbruk fortsetter å øke og det ikke blir bygget ut ny kraftproduksjon i Norge, vil kraftbalansen gradvis forverres og føre til større og større fare for rasjonering. I en slik situasjon vil overføringsforbindelsene til utlandet i årene som kommer i større og større grad bli benyttet til import, også i år med normalproduksjon.

For å unngå kraftkrise med fare for rasjonering og de sterkt fluktuerende prisene en har sett i kraftmarkede de senere år, vil det derfor være viktig å legge til rette for ny kraftproduksjon i Norge.

²⁰ ”Energistatus 2006” finnes på NVEs hjemmesider;
http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=10073

13.1.2 Effektbalansen i Norge

Effektbalansen er forholdet mellom forbruk av og tilgang på elektrisk kraft ved et konkret tidspunkt.

Den maksimale belastningen i det norske kraftsystemet opptrer normalt i vintermånedene desember-februar. Det høyeste effektforbruket som er målt i Norge er i overkant av 23 000 MW²¹. Til sammenlikning er den samlede totale installerte effekten i Norge på om lag 28 000 MW²². Tilgjengelig vintereffekt kan imidlertid være betydelig lavere. Det er derfor viktig å opprettholde effektbalansen i årene fremover.

13.2 Industriutvikling i Elnesvågen

Hustadmarmor AS er den største industribedriften i Fræna kommune og Elnesvågen. Dagens produksjon krever om lag 70 MW elektrisk kraft. Hustadmarmor AS har planer om å øke dette forbruket gjennom økt produksjon. Usikkerhet om kraftsituasjonen i Møre og Romsdal har imidlertid ført til utsettelse og kansellering av planlagte prosjekter. Dersom det over tid blir sådd tvil om hvorvidt kraftsystemet, er leveringsdyktig kan dette få store konsekvenser for Hustadmarmor AS.

TINE Midt-Norge Elnesvågen er lokalisert like ved Hustadmarmor AS med et betydelig anlegg for produksjon av ost. Anlegget produserer størstedelen av rund Jarlsberg i Norge. En viktig lokaliseringsfaktor er den store, lokale melkeproduksjonen. TINE Midt-Norge Elnesvågen har i dag et kraftbehov på 7-8 GWh og et varmebehov på ca. 11 GWh. TINE Midt-Norge Elnesvågen vil derfor kunne tenkes å være en kunde for spillvarme og rørgass. TINE Midt-Norge Elnesvågen har investert i et reserve kraftanlegg, som vil kunne bygges ut til et kraftvarmeanlegg.

Industrikraftverket som Industrikraft Møre AS lanserer er et bidrag også til den langsiktige industriutviklingen i Elnesvågen. Bedret forsyningssikkerhet, reduserte tapskostnader, samt mulige synergier knyttet til integrasjon mellom eksisterende virksomhet og industrikraftverket kan i tillegg øke mulighetene for ny næringsvirksomhet og sysselsetting i Elnesvågen.

13.3 Samfunnsøkonomien knyttet til tiltaket

En samfunnsøkonomisk analyse av det planlagte industrikraftanlegget skiller seg fra en bedriftsøkonomisk analyse ved at positive og negative eksternaliteter inkluderes. Eksternaliteter er effekter som påvirker andre virksomheter, miljøet, samfunnet og privatpersoner, enten positivt eller negativt, men uten at det kommer til uttrykk på bedriftens bunnlinje. Det vil derfor ofte være forskjell på den bedriftsøkonomiske og den samfunnsøkonomiske vurderingen av et prosjekt.

²¹ 5.2.2001 – kilde: OED – ”Energi- og vassdragsvirksomheten”, Norge 2002

²² OED – ”Energi- og vassdragsvirksomhet”, Norge 2006

Under er viktige eksternaliteter knyttet til det planlagte industrikraftverket listet opp:

Positive eksternaliteter:

- Reduserte nettap
- Økt forsyningssikkerhet
- Redusert behov for eller utsatte investeringer i sentralnettet
- Opprettholdt og eller økt industriell aktivitet
- Reduserte globale CO₂-utslipp ved nettoimport, selv uten rensing

Negative eksternaliteter:

- Økte nasjonale CO₂-utslipp
- Økte nasjonale NO_x-utslipp
- Utslipp av aminrester ved et eventuelt renseanlegg
- Inngrep i naturen
- Støy

For å kunne gjennomføre en samfunnsøkonomisk analyse er det i det nedenstående forsøke å tallfeste de viktigste eksternalitetene, jf også avsnittene 3.2 og 5.3.

13.3.1 Reduserte nettap

Forbruket i Møre og Romsdal er i "Stadium 2010" fordelt som følger, jf avsnitt 8:

- Hydro Aluminium (Sunndalsøra) 48 %
- Lisensen (Ormen Lange) 11 %
- Hustadmarmor AS 6 %
- Statoil ASA (Tjeldbergodden) 2 %
- Øvrig alminnelig forsyning 33 %

Totalt antas forbruket i 2010 å bli ca 12,5 TWh. Det er relativt liten usikkerhet knyttet til dette tallet, siden det i stor grad dreier seg om vedtatte anlegg med forutsigbart behov. Sannsynligheten for avvik er trolig i større grad knyttet til hvorvidt behovet vil bli høyere, særlig fordi nye gassfelt kan ha Nyhamna som aktuelt knutepunkt.

Møre og Romsdal har i flere år hatt de høyeste tapssatsene i landet, og en situasjon hvor taket på 10 % i Statnetts overføringstariff nås inntreer stadig hyppigere. Det betyr at de reelle marginaltapene er høyere. I tillegg til tapene i sentralnettet er det lokale tap, som vil bli påvirket av den regionale kraftbalansen.

Tapsleddet i overføringstariffene reflekterer de marginale tapene i overføring. Det antas vanligvis at gjennomsnittstapene er ca halvparten av marginaltapene. Eksakt beregning av hva tapene vil bli krever en relativt omfattende kraftsystemanalyse, hvor det må gjøres en rekke antagelser med hensyn til regional, nasjonal og internasjonal forbruksutvikling, kostnadsutvikling for ulike energikilder og tilgjengelig produksjonskapasitet i og utenfor Norden. Det finnes ingen kjent og tilgjengelig analyse som dekker dette forholdet fullt ut. Industrikraft Møre AS har i denne sammenheng vurdert det som tilstrekkelig å ta utgangspunkt i dagens tapssituasjon og anta at den vil forverre seg om tiltak ikke iverksettes for å unngå konsekvensene i "0-alternativet".

Som en illustrasjon er det derfor antatt at de innenlandske overføringstapene "Stadium 2010" vil bli redusert med 7 % når det gjelder den kraftmengden Industrikraft Møre AS sitt anlegg vil tilføre kraftsystemet. Det svarer til et marginaltap på omkring 14 %. Tapene utenfor det norske sentral- og lokalnettet utgjøres av energimengden som går med til pumping av gass ved eksport, samt systemmessige effekter som kommer i tillegg til de nasjonale. Som en beregningsmessig forutsetning er det antatt at dette i alt utgjør 5 % i gjennomsnitt. I sum antas det derfor at Industrikraft Møre AS sparer et overføringstap på 12 % av den energien som industrikraftverket tilfører systemet, eller sagt på en annen måte: Dersom den aktuelle kraftmengden ikke skaffes til veie lokalt, må det produseres 12 % mer kraft enn man egentlig kunne klare seg med.

I utbyggingsalternativet på 450 MW vil kraftproduksjonen bli 3 700 GWh ved 8 300 timers driftstid. Det gir sparte tap på $3\,700\text{ GWh} \times 12\% = 444\text{ GWh}$, som tilsvarer ca 20 % av dagens elektrisitetsforbruk hos husholdningene i Møre og Romsdal.

I Norge er regelen at tapene kjøpes i kraftmarkedet når de oppstår. Siden forbruket normalt er høyere om vinteren enn om sommeren, og kraftprisene også ofte er høyere om vinteren, ville det være god grunn til å tidskorrigere tapskostnadene. Siden Møre og Romsdal har et relativt stort innslag av virksomheter med relativt jevnt forbruk over året, er det som en illustrasjon likevel valgt å legge en jevn uttaksprofil til grunn. Det gjør det også lettere å finne en relevant prisreferanse i markedet for den aktuelle perioden.

I kraftmarkedet finnes det priser for perioden frem til 31.12.2011, (se NordPool, www.nordpool.com). Disse har nå det gjelder såkalt grunnkraft, det vil si kraft som produseres eller brukes jevnt over året, ligget på ca 43 € per MWh, eller ca 35 øre/kWh ved en kurs på 1 € = 8 kroner for årene 2008 til 2012. 35 øre/kWh gir følgende tapskostnad:

$$35\text{ øre/kWh} \times 444\text{ GWh} = 155,4\text{ millioner kroner}$$

Bruker en samme beregningsforutsetninger som angis for varmekraftanlegg i NVEs håndbok 2-2002: "*Kostnader ved produksjon av kraft og varme i 2002*", 7 % og 25 års betraktningstid (er brukt på alle nåverdiberegningene i dette kapittelet), gir et årlig beløp på 155 millioner kroner en

nåverdi på over 1,8 milliarder kroner, tilsvarende ca 90 % av investeringskostnadene i Industrikraft Møre AS sitt prosjekt.

Det må understrekes at beregningen over gir uttrykk for en global samfunnsøkonomisk kostnad, hvor også verdien av tapene utenfor Norge er tatt med. Det man kan karakterisere som de nasjonale tapene vil utgjøre omkring 2/3 av totalen. De privatøkonomiske tapene vil ligge noe over de samfunnsøkonomiske tapene. Det har sammenheng med at overføringstariffene, som kundene må forholde seg til, reflekterer de marginale tapene, som er de dobbelte av gjennomsnittstapene.

I miljømessig sammenheng er det de fysiske tapene i overføring som er relevante.

Selv om de sparte nettinvesteringen har samfunnsøkonomisk relevans og utgjør et betydelig beløp i relasjon til tiltaket som vil kompensere for tapene, finnes det ingen mekanisme som ivaretar den aktuelle samfunnsøkonomiske sammenhengen. Det er tvert om slik at tariffsystemet for kraftoverføring er utformet slik at tiltak som er lønnsomme forut for en investering, reduserer sin egen lønnsomhet i privatøkonomisk forstand, ved gjennomføring. Samfunnsøkonomisk er det her en skjevhet ved at for eksempel netttiltak står i en annen økonomisk stilling. Statnett

SF er pålagt å gjennomføre samfunnsøkonomiske beregninger og vil for egne tiltak være sikret økonomisk dekning gjennom inntektsrammereguleringen. Det antas at tilsvarende tenkning ligger til grunn når norske utenlandsforbindelser som en hovedregel inngår i sentralnettet og finansieres over tariffene, siden de prisdifferansene som i utgangspunktet gjør mellomriksforbindelser lønnsomme forsvinner eller reduseres når tiltaket iverksettes.

13.3.2 Økt forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerhet for leveranse av elektrisk kraft er et veletablert begrep i samfunnet. Det er angitt verdier for avsavnsverdier for alminnelig forsyning, og gjennom den såkalte KILE-ordningen har nettselskapene et insitament til å balansere nettinvesteringer mot oppnådd forsyningssikkerhet.

Dersom det ikke bygges ut ny produksjonskapasitet i Møre og Romsdal, må forbrukerne i området belage seg på et økende antall ikke-varslede strømbrudd. Kostnadene knyttet til slike avbrudd i forsyningen vil variere, blant annet avhengig av varighet:

- Avsavnsverdien for kraft for alminnelig forsyning er angitt av NVE til å være 7 kr/kWh²³. Dette innebærer at et strømbrudd i alminnelig forsyning i Møre og Romsdal vil koste ca 3 millioner kroner per time i 2010.
- Hydro Aluminium på Sunndalsøra har indikert at en stopp i kraftleveransen på 2-4 timer vil kunne føre til stopp i produksjonen og tap på inntil 1 000 millioner kroner²⁴. Selv kortere utfall kan påføre bedriften ekstra kostnader og økte utslipp ved gjenoppsett av full drift. En del av kostnadene vil være en følge av restriksjoner i forbindelse med ny oppstart.
- Dersom det oppstår selv mindre spenningsdipp eller mer langvarige strømavbrudd, vil gassilandføringsterminalen for Ormen Lange måtte stenge ned i flere timer før driften er tilbake til det normale. Ormen Lange lisensen har indikert at kostnaden for et slikt avbrudd vil være i størrelsesorden 100 millioner kroner per gang²⁵.
- Hustadmarmor AS oppgir at stopp utover 15 minutter vil koste 1 million kroner per gang.
- Statoil Tjeldbergodden vil også påføres betydelige tap ved strømbrudd.
- Tapene som følger av at eksisterende industri og annen næringsvirksomhet hindres i videre utvikling, og ny næringsvirksomhet ikke etableres kan være store. Alternativene og utfallsrommet er imidlertid så stort at et eksakt beløp ikke er enkelt eller mulig å anslå. Et eksempel på en dramatisk konsekvens ville for eksempel være at Hydro Aluminium på Sunndalsøra etter et ikke-varslat avbrudd av 2-4 timers varighet ikke finner det forsvarlig å gjenopprette produksjonen.

²³ Basert på NVEs KILE-satser fra 01.01.2003 til 31.12.2006;
http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=5967

²⁴ Hentet fra foredraget til Hydro Aluminium Sunndal på Molde Næringsforum (3.4.2006)

²⁵ Tall hentet fra Møre og Romsdal Fylkeskommune

Selv om det ikke er åpenbart hvilket scenario som med rimelighet kan legges inn i et samfunnsøkonomisk regnestykke, anser Industrikraft Møre AS det som rimelig sannsynliggjort at kostnadene ved redusert forsyningssikkerhet utgjør vesentlig større beløp enn hva som er lagt til grunn i foregående avsnitt om nettap. Bruker en som en forsiktig illustrasjon at det kan dreie seg om årlige tap på over 500 millioner kroner per år, snakker vi om en

nåverdi på over 5,8 milliarder kroner med de beregningsforutsetningene som ble brukt i avsnittet om nettap.

13.3.3 Redusert behov for eller utsatte investeringer i nettet

Statnett har indikert at det kan være betydelige beløp å spare ved å erstatte nye overføringslinjer med ny innmating av kraft i Midt-Norge generelt og Møre og Romsdal spesielt. Det synes likevel ikke helt klart hvilke nettinvesteringer og tiltak som vil være alternative og hvilke som vil være komplementære med Industrikraft Møre AS sitt prosjekt. Klassifiseringen vil i noen grad avhenge av når de ulike tiltakene kan iverksettes. En tidlig oppstart av industrikraftverket vil kunne overflødiggjøre netttiltak og andre tiltak som blir nødvendig å gjennomføre ved en senere oppstart.

Den planlagte linjen fra Fardal til Ørskog vil koste om lag 1 – 1,5 milliarder kroner. Det er motstand mot denne linjeutbyggingen, men Industrikraft Møre AS oppfatter at Statnett ser denne linjen som et supplement mer enn et alternativ til industrikraftverket. Det er en generell konklusjon at jo mer kraftkapasitet som bygges ut i et område, desto større blir behovet for utvekslingskapasitet. Således har Statnett SF utredet konsekvensen av at det etableres et gasskraftverk på Tjeldbergodden. Konklusjonen er at nettet fra Tjeldbergodden til tilknytningspunktet Trollheim må forsterkes til en kostnad på ca. 500 millioner kroner.

Bortsett fra kostnadene ved tilknytning av Industrikraft Møre AS sitt kraftverk til 400 kV-nettet i Fræna transformatorstasjon utløser ikke industrikraftverket ekstra investeringer. Som beste anslag antas det at Industrikraft Møre AS vil kunne erstatte eller utsette nettinvesteringer i milliardklassen.

Den samfunnsøkonomiske gevinsten av sparte eller utsatte investeringer i nettet vil være langt lavere enn gevinstene det er redegjort for i forbindelse med sparte overføringstap og økt leveringssikkerhet.

13.3.4 Økte nasjonale CO2-utslipp

Eksternaliteter knyttet til miljø og utslipp er vesentlige i samfunnsøkonomiske analyser. Det kan likevel ofte være vanskelig å tallfeste kostnadene (eventuelt gevinstene) knyttet til disse. Det er derfor en beregningsmessig referanse når samfunnet, både nasjonalt og internasjonalt, har funnet måter å tallfeste disse størrelsene gjennom en markeds- og eller avgiftsbasert kostnadsfastsettelse.

EUs kvotesystem har gjort det mulig å sette en pris på CO2-utslipp. Prisen på en kvote forteller i prinsippet hva det koster å redusere CO2-utslippet med en enhet. Prisen på disse kvotene har imidlertid variert mye, fra ca 40 kroner/tonn til ca 240 kroner/tonn. For 2008 er prisen ca 130 kroner/tonn, (ref. www.pointcarbon.com). Det internasjonale kvotesystemet gjør det mulig å handle klimakvoter, slik at et utslipp på ett tonn i Norge vil bli utlignet med redusert utslipp på ett tonn et annet sted i verden.

Industrikraft Møre AS planlagte industrikraftanlegg vil slippe ut ca 1 250 000 tonn CO₂ uten CO₂-fangst. Dersom vi forutsetter en langsiktig kvotepris på €20 per tonn tilsvarende 160 kroner (€1 = 8 kr) blir kostnadene knyttet til utslippet 200 millioner kroner. Det er da ikke tatt hensyn til at man bedriftsøkonomisk kan tenkes å ha en lavere kostnad, dersom systemet med frikvoter opprettholdes.

nåverdien av disse kostnadene blir på ca 2 milliarder kroner

13.3.5 Økte nasjonale NO_x-utslipp

I Statsbudsjettet for 2007 foreslår Regjeringen en avgift på NO_x på 15 000 kroner per tonn. Denne avgiften kan brukes som et estimat på samfunnets kostnad ved å slippe ut ett tonn NO_x.

Industrikraft Møre AS planlagte industrikraftanlegg vil slippe ut omlag 67 tonn NO_x per år (jf. Tabell 9-1). Kostnaden knyttet til slike utslipp kan derfor estimeres til ca 1 million kroner per år.

13.3.6 Utslipp av aminrester ved et eventuelt fangstanlegg for CO₂, inngrep i naturen og støy

Øvrige utslipp, blant annet knyttet til aminrester ved et eventuelt fangsanlegg for CO₂, inngrep i naturen og støy er forbundet med krav fra myndighetene deriblant Statens Forurensingstilsyn. Konsekvensene av og grenseverdier knyttet til disse eksternalitetene er analysert i detalj i separate rapporter og behandlet i egne kapitler i konsekvensutredningen. Det forutsettes på generelt grunnlag det at kravene settes slik at gjenværende ulemper er mindre enn gevinsten ved tiltaket, og i tillegg at kostnadene ved de gjenværende ulempene er relativt små. Kostnadene ved å holde seg under grenseverdier og møte konkrete krav vil fremstå som en bedriftsøkonomisk kostnad i prosjektet.

13.3.7 Oppsummering

Det fremgår av ovenstående at det er en økonomisk ubalanse når det gjelder måten de samfunnsøkonomiske eksternalitetene kommer inn i denne type prosjekter på. Mens miljøkostnader og direkte, negative virkninger internaliseres direkte, er det ikke uten videre tilfellet når det gjelder tapskostnader i nettet og kostnader knyttet til leveringssikkerhet. Selv når man blir klar over problemstillingen og de betydelige beløpene det er tale om, som vil representere vesentlige bidrag til prosjektets lønnsomhet, er det ikke uten videre klart hvordan disse beløpene kan internaliseres på en god måte. Resultatet kan bli at prosjekter som reelt sett er lønnsomme ikke realiseres, mens "mindre lønnsomme tiltak", eksempelvis enkelte netttiltak og industrinedbygging gjennomføres.

Det har i flere år vært en politisk observasjon og en alminnelig erkjennelse i samfunnet at mer kraftutbygging er en naturlig og god løsning på problemet med norsk kraftbalanse og forsyningssikkerhet, jf. blant annet Stortingsmelding nr 18 (2003-2004). Likevel er det en observasjon at de konkrete prosjektene som raskt kunne være en løsning på problemet, først og fremst gasskraft, ikke har latt seg realisere. Manglende ordninger for å fange opp eksternaliteter kan være en vesentlig årsak til dette.

13.4 Samfunnsmessige konsekvenser av CO₂-utslipp

Det er i dag en alminnelig oppfatning at CO₂-utslipp forårsaket av menneskelig aktivitet fører til skadelige klimaforandringer. Dette er et globalt problem, selv om de samfunnsmessige konsekvensene vil være forskjellige i ulike deler av verden. De menneskeskapte klimaforandringene oppstår uavhengig av hvor utslippene skjer. Tilsvarende blir effekten den samme uansett hvor CO₂-utslipp eventuelt reduseres for å snu klimautviklingen. Det er likevel forventet at de industrialiserte landene i den vestlige verden bidrar mest til å snu utviklingen, både fordi utslippsnivået er relativt høyt og fordi den økonomiske evnen til å bære nødvendige tiltak er størst.

Gasskraftdebatten i Norge har de siste årene vært ensbetydende med en debatt om CO₂-utslipp. Grunnlaget er de mye omtalte IPCC (International Panel on Climate Change) rapportene som slår fast at CO₂-utslipp forårsaket av mennesker påvirker jordens klima. Konsekvensen av de menneskeskapte klimaendringene kan blant annet være stigende havnivå, katastrofer knyttet til tørke, regn/flom, orkaner og flodbølger. I tillegg til de direkte menneskelige lidelsene dette vil medføre vil de økonomiske konsekvensene være dramatiske.

I 2005 produserte Norge 138 TWh vannkraft, 126 millioner tonn råolje og 90 milliarder Sm³ naturgass²⁶. Til sammen tilsvarer dette over 2 600 TWh. Til sammenlikning var det samlede energiforbruket i fastlands-Norge 223 TWh. Dette innebærer at over 90 % av tilgjengelig energi blir eksportert, hvilket gjør Norge til en av verdens største energieksporører. Dette er også grunnlaget for Norges store oljeformue.

Ved forbrenning utgjør Norges produksjon av fossile brensel ca 600 millioner tonn CO₂.

Norge har gjennom Kyoto-avtalen forpliktet seg til ikke å slippe ut mer enn 50 millioner tonn CO₂-ekvivalenter per år i løpet av Kyoto-perioden 2008-2010. Denne forpliktelsen kan enten overholdes ved å kutte i de innenlandske utslippene, eller ved å utnytte de fleksible mekanismene i Kyoto-protokollen.

I 2004 slapp Norge ut ca 55 millioner tonn CO₂-ekvivalenter hvorav 44 millioner tonn var direkte i form av CO₂. Det er ingen tvil om at ethvert gasskraftprosjekt av den størrelse som Industrikraft Møre AS utreder i utgangspunktet forverrer Norges Kyoto-situasjon med ca 2 prosentpoeng.

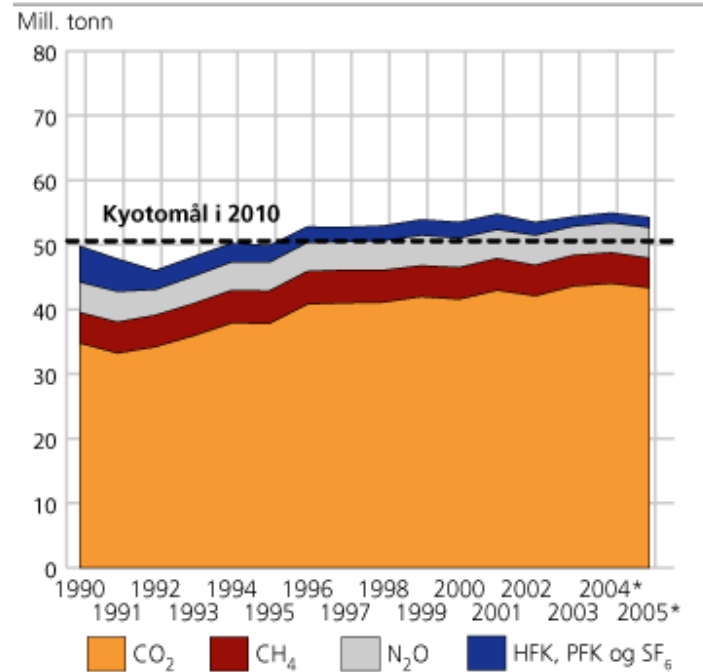
Når det gjelder muligheten for å kutte i de innenlandske utslippene, er det på mange måter et paradoks og en interessant observasjon at Norges Kyoto-problem ikke bare er et spørsmål om levestandard og forbruk, men i stor grad et spørsmål om næringssammensetning. Den betydelige gasseksporten, som er opphav til nasjonale CO₂-utslipp, har motsatt effekt på mottakerlandenes Kyoto-problem, ved at alternativene til gass, eksempelvis kull, er antatt å ha større, negativ miljøeffekt.

På samme måte har Norge en industristruktur som er innrettet mot energiintensive produkter, som i tillegg til å være energiintensive har direkte klimautslipp, men som hos mottaker fremstår som energi- og miljøvennlige. Her kan Hustadmarmor AS sin produksjon tjene som eksempel. Kalsiumkarbonat erstatter cellulose i papir med en energibesparelse i forholdet 1:5. Miljøansvar og løsninger i et globalt perspektiv er derfor et komplisert tema. I et slikt perspektiv er det ikke uten videre enkelt entydig å konkludere med at industrikraftverk som sikrer den aktuelle

²⁶ Kilde: SSB – Energivarebalansen 2005

industrivirksomheten i Møre og Romsdal er et dårligere miljøpolitisk tiltak enn import av kraft eller nedleggelse av den aktuelle industrien.

Utvikling i klimagassutslipp. 1990-2005*. Millioner tonn CO₂-ekvivalenter



Kilde: Utslippsregnskapet til Statistisk sentralbyrå og Statens forurensningstilsyn.

Figur 13-1: Utvikling i norske klimautslipp 1990-2005

Industrikraft Møre AS forholder seg til den faktiske, klimapolitiske debatten i Norge og har vurdert prosjektet ut fra de signaler, retningslinjer og regler som gjelder. Det fremstår i midlertidig ikke som entydig hvilke betingelser prosjektet i siste hånd vil måtte forholde seg til.

Den 30. oktober 2006 la den britiske regjeringen ved finansminister Gordon Brown frem "The Stern Review: The economics of climate change". Rapporten er utarbeidet av den tidligere direktøren for verdensbanken, Sir Nicholas Stern. Dette er trolig den mest omfattende analysen av de økonomiske konsekvensene knyttet til klimaforandringer som noen gang er blitt utarbeidet. Rapporten anslår kostnadene ved klimaendringer til 5 % av verdens bruttonasjonalprodukt (BNP) i all fremtid. Til sammenligning anslår rapporten at kostnaden knyttet til å redusere CO₂-utslippene og den såkalte drivhuseffekten beløper seg til rundt 1 % av verdens BNP hvert år.

På bakgrunn av de dramatiske konsekvensene klimaforandringer kan ha, anbefaler ledende forskere at verden må redusere sine CO₂-utslipp betraktelig de nærmeste tiårene.

13.5 Anleggets virkning på berørte kommuners skatteinngang

Industrikraftverket i Elnesvågen er pålagt å betale kommunal eiendomsskatt. Totalt var eiendomsskatten i Fræna kommune ca 12 millioner kroner i 2005 hvorav Hustadmarmor AS betalte 8,4 millioner kroner. Etter loven kan kommunal eiendomsskatt fra denne type anlegg innkreves med inntil 0,7 % av anleggenes skattetakst. Skattetaksten forventes å ligge i området 30-70 % av de totale investeringene. For den mest omfattende utbyggingen vil investeringene i industrikraftverket kunne beløpe seg til over 2 000 millioner kroner (2006-kroner). På bakgrunn av dette kan en anta at skattegrunnlaget blir på mellom 600-1400 millioner kroner. Forutsatt en sats på 0,7 %, vil skatteinngangen til kommunen øke med mellom 4,2-9,8 millioner kroner. Skatteinntekt knyttet til investeringer i CO₂-fangst og NO_x-rensing kommer i tillegg.

I tillegg kommer skatteinntekter fra nye ansatte som bosetter seg i området. Relativt sett vil det likevel bety mindre i forhold til inntektene fra eiendomsskatten.

13.6 Leveranser av varer og tjenester i anleggsfasen og driftsfasen

Regionen har et vel utbygd næringsliv som vil kunne konkurrere om leveranser til anlegget. Dette gjelder ikke minst fordi en betydelig verkstedsindustri og anleggsvirksomhet gjennom flere år har kunnet bygge seg opp i forbindelse med de store investeringene på Nyhamna, Tjeldbergodden, Hydro Sunndal og Hustadmarmor.

Erfaringer fra tilsvarende anlegg tyder på at 20-30 % av investeringene, tilsvarende 400 – 600 millioner kroner, vil representere omsetning for næringslivet i nærliggende kommuner og i regionen. Tomteopparbeidelse og tilrettelegging, bistand ved montasje og installasjonsarbeider på stedet og generell service til anlegget vil være hovedleveransene.

I tillegg til selve industrikraftverket kommer virksomhet i tilknytning til gassrøret og elektrisk tilknytning til Fræna transformatorstasjon. Lokal og regional leveranse til disse delene av prosjektet kan dreie seg om 50 – 100 millioner kroner.

Leveransene i driftsfasen vil dreie seg om ulike typer service, i form av ca 10 - 15 årsverk i tillegg til anleggets fast ansatte og noe leveranse av utstyr for drift og vedlikehold.

13.7 Sysselsettingsvirkninger knyttet til byggingen og drift av industrikraftverket

Den totale sysselsettingseffekten av det planlagte industrikraftverket i Elnesvågen er beregnet til ca. 2700 årsverk. Av dette er 1000 årsverk direkte knyttet til leverandørindustrien og 800 er indirekte knyttet til underleverandører. 900 årsverk er knyttet til multiplikatoreffektene i økonomien (konsumvirkninger). Multiplikatoreffektene er et resultat av at den økte produksjonsaktiviteten vil føre til økte inntekter i samfunnet. Dette vil igjen føre til økt etterspørsel etter konsumvarer og privat tjenesteyting. Det er imidlertid betydelig usikkerhet knyttet til vurderingen av konsumvirkningene.

For Møre- og Romsdal er sysselsettingseffektene beregnet til i underkant av 1000 årsverk. Av disse er 400 årsverk direkte produksjonsvirkninger, 250 er indirekte virkninger, mens 350 er tilknyttet multiplikatoreffektene.

For Aukra, Molde, Eide og Fræna kommuner er det forventet at industrikraftverket vil gi en lokal sysselsettingseffekt på ca. 650 årsverk. Av disse er ca. 250 knyttet til leverandørindustrien, mens 150 årsverk er knyttet til underleverandører. Multiplikatoreffekten av de ansattes økte etterspørsel er antatt å ville utgjøre ca. 230 årsverk.

De lokale sysselsettingsvirkningene i driftsfasen er beregnet til ca. 20 årsverk og er knyttet til industrikraftverkets driftsorganisasjon. Dette antallet vil være avhengig av hvordan driftsorganisasjonen er bygget opp, samt utnyttelse av eksisterende arbeidsstyrke hos Industrikraft Møre AS sine eiere. I tillegg til de direkte, lokale sysselsettingsvirkningene vil det også oppstå indirekte virkninger lokalt gjennom økt etterspørsel etter varer og tjenester fra anlegget og de nye ansatte.

13.8 Andre regionale effekter

Regionen har gjennom de siste 10 år gjennomført en rekke store prosjekter, som har bidradd til utvikling av lokal næringsvirksomhet. Det er ikke minst en konsekvens av dette at regionen er kommet i en situasjon med mangel på lokal kraftproduksjon.

Dersom prosjektet realiseres, vil det både kunne ses på som ny virksomhet og som sikring av eksisterende aktivitet i leverandørindustri og servicevirksomhet. Tilstrekkelig krafttilgang vil også ta bort et reelt hinder mot etablering av ny, energikrevende virksomhet, og i stedet gi slik virksomhet det konkurransemessige fortrinnet det burde ligge til rette for. Det er vanskelig å være konkret på regionale effekter utover det som er tallfestet i punktene over.

13.9 Kompetansebehov og rekrutteringsforhold

I industrikraftverkets driftsorganisasjon vil det oppstå et behov for ingeniører innen fagene maskin, elektro og instrumentering, samt administrativ kompetanse knyttet til innkjøp, regnskap og logistikk. Rekruttering av kvalifisert arbeidskraft med nødvendig kompetanse er ikke vurdert som et stort problem.

13.10 Behov for boliger, velferd og sosiale tiltak i anleggsperioden

De største samfunnsmessige effektene vil finne oppstå i bygge- og anleggsfasen. Fræna kommune, som er vertskommune for industrikraftverket, vil bli mest berørt av utbyggingen. Nabokommunene Molde, Eide og Aukra kan også regnes som etableringskommuner når det gjelder bosetting, service og annen næringsvirksomhet. Alle innbyggerne i de fire kommunene har rimelig dagpendleravstand til det planlagte industrikraftverket i Elnesvågen. Dagens innbyggertall i de tre kommunene er i overkant av 39 000.

Boligbehovet i anleggsfasen vil bli dekket gjennom eksisterende gjestehus og anleggsbrakker i utbyggingsområdet. I tillegg har Fræna og Molde kommune en overnattingskapasitet på over 30 000 gjestedøgn, som kan utnyttes ved behov.

Anleggsarbeid av en slik størrelsesorden som det planlagte industrikraftverket kan potensielt være konfliktfylt for et mindre lokalsamfunn. Basert på erfaringene fra den mangeårige og omfattende industriutbyggingen i Elnesvågen, hvor et stort antall personer har vært engasjert i kortere eller lengre perioder, antas det at denne siden ved prosjektet ikke vil forårsake problemer eller konflikter. Det er forventet at ukependlere som en hovedregel vil benytte sine

friperioder til å reise hjem. I den grad det ikke skjer, er Fræna og nabokommunene rike på sosiale muligheter innen friluftsliv, både ved sjøen og i fjellet. Det er i tillegg et godt utbygd kultur- og servicetilbud, og øvrig velferdstilbud, som også personer med kortere eller lengre arbeidsopphold kan benytte seg av. Det vil bli relevant å utrede behovet for økt helsetjeneste, post og bank i tilknytning til anleggsområdet i anleggsperioden.

14 Sikkerhet, arbeidsmiljø og miljørisiko

Som grunnlag for å vurdere risiko og konsekvenser for sikkerhet er det utarbeidet følgende underlagsrapport: *Scandpower 2006: Risikoanalyse av gasskraftverk i Elnesvågen*. Denne rapporten er utarbeidet med utgangspunkt i Hovedalternativet.

14.1 Sammendrag

Av 22 identifiserte farer er det ikke identifisert noen farer som medfører uakseptabel risiko (røde hendelser). Følgende tre farer plasserer seg i det gule ALARP området (hvor risikoen skal, hvis mulig, søkes redusert med kostnadseffektive tiltak):

- ID 8 : Skade på mennesker og materiell som følge av kraftig vind og nedbør
- ID 10 : Gasslekkasje fra selve kraftverket inkl gassturbinen og tørkeanlegg med tilhørende ventiler og flenser
- ID 18 : Lekkasje av giftige gasser

I forbindelse med Trinnvis utbygging vil det trolig være ekstra utfordringer knyttet til diverse byggeperioder (anleggsperiode samtidig med drift), men for selve driften vil man ikke ha spesielle farer ved Trinnvis utbygging utover dem man har identifisert for base case.

Så lenge forutsetningene og antagelsene er gyldige og anbefalte tiltak vurderes nøye og implementeres i fornuftig utstrekning (gjelder særskilt hendelser som havner i gult ALARP-område) anser Scandpower risikoen som akseptabel.

14.2 Lovverk

Regelverket er hjemlet i *brann- og eksplosjonsvernloven av 14. juni 2002 nr. 20 samt plan- og bygningsloven*. Risikoanalysen skal tjene som underlagsmateriale for Industrikraft Møre AS i forbindelse med installasjon og drift av et industrikraftverk i Elnesvågen like ved Hustadmarmor AS inkludert godkjenning hos norske myndigheter ved Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB). Analysen forholder seg primært til følgende forskrifter og veiledninger: *Forskrift av 1.mars 2004 om brannfarlig og trykksatt stoff, (DSB)*. I tillegg til å regulere håndtering av brannfarlig og trykksatt stoff, regulerer den også konstruksjon, produksjon, plassering, montering, bruk og vedlikehold av utstyr som benyttes ved håndtering av brannfarlig og trykksatt stoff.

Forskriften skal danne grunnlaget for at håndtering av brannfarlig og trykksatt stoff skal foregå på en betryggende måte. Veiledningen (HR 2081, ISBN 82-7768-068-6, april 2004) viser til konkrete spesifikasjoner og normer som DSB legger til grunn for forståelsen av forskriftens krav. Forskrift med veiledning må ses i sammenheng. For enkelte typer utstyr/anlegg er det utarbeidet spesielle temaveiledninger som inneholder mer detaljerte veiledningstekster til relevante paragrafer (se nedenfor).

Forskrift om trykkpåkjent utstyr gjelder for kontroll ved montasje av gassanlegg for systemdeler som er beregnet for trykk over 0,5 barg, mens forskrift om brannfarlig og trykksatt stoff gjelder for systemdeler som er beregnet for trykk lavere enn 0,5 barg.

Forskrift om brannforebyggende tiltak og tilsyn av 26. juni 2002 nr 20. Det henvises særlig til kapittel 3 og 4 som stiller krav til organisatoriske og tekniske tiltak i særskilte brannobjekter.

- *ATEX-direktivet* med underordnede forskrifter og veiledninger kommer til anvendelsen når det gjelder områdeklassifisering og krav til utstyr som skal brukes i eksplosjonsfarlige atmosfærer. Totalt sett er det følgende forskrifter som gjelder:
- ATEX Directive 1994/9/EC of 23 March 1994
- ATEX Directive 1999/92/EC of 16 December 1999
- Forskrift om helse og sikkerhet i eksplosjonsfarlige atmosfærer, 30. juni 2003
- Forskrift om utstyr og sikkerhetssystem til bruk i eksplosjonsfarlig område, 1. januar 1997
- IEC 60079-0: Electrical apparatus for explosive gas atmospheres, part 0: General Requirements, Edition 3.1, 2000-6
- IEC 60079-10: Electrical apparatus for explosive gas atmospheres, part 10: Classification of hazardous areas, 4th edition, 2002-06
- IEC 60079-20: Electrical apparatus for explosive gas atmospheres, part 20: Data for flammable gases and vapours, relating to use of electrical apparatus, 1st edition, 1996-10.

Temaveiledningen om gassanlegg (ISBN 82-7768-069-4, april 2004) inneholder generelle retningslinjer for denne typen anlegg, men ikke spesifikt om gasskraftverk.

Temaveiledning om prosessanlegg (ISBN 82-7768-071-6, august 2004) inneholder generelle retningslinjer for denne typen anlegg, men ikke spesifikt om gasskraftverk. Den er likevel relevant og sier generelt at særskilte sikkerhetstiltak skal planlegges og installeres i henhold til gjennomført risikoanalyse og i henhold til lover og forskrifter.

14.3 Risikoanalysen

Fareidentifikasjonen er gjennomført iht. stikkordslister (HAZID metodikk). Scandpower har utført oppdraget iht. følgende plan:

1. Informasjonsinnsamling, befaring og HAZID (del av oppstartsmøte)
2. Systembeskrivelse samt beskrivelse av metodikk, forutsetninger og antagelser
3. Valg av dimensjonerende hendelser og konsekvensberegninger med TRACE (må sees i sammenheng med HAZID).
4. Presentasjon av risikobilde.
5. Konklusjon og anbefalinger inkludert forslag til risikoreduserende tiltak.
6. Rapportering
7. Kvalitetssikring.

14.3.1 Risikovurdering

De identifiserte farene er vurdert etter alvorlighetsgrad av skade (konsekvenspotensialer) og antall tilgjengelige barrierer, og plassert inn i en risikomatrise som vist i Figur 14-1 for å gi et oversiktlig og enhetlig bilde av faresituasjonen.

Sannsynlighetsklasse	5 Meget sannsynlig					
	4 Sannsynlig					
	3 Lite sannsynlig					
	2 Usannsynlig					
	1 Svært usannsynlig					
		1 Neglisjerbar	2 Liten	3 Signifikant	4 Alvorlig	5 Kritisk
		Konsekvensklasse				

Figur 14-1: Oppsummering av risikobildet hvor de ulike tallene korresponderer til farenes ID nummer i Tabell 14-4

Tabell 14-1: Konsekvensklasser

Klasse	Beskrivelse
5	Kritisk Flere dødsfall eller/og stans av anlegget i over 1 mnd eller/og meget alvorlig materiell skade.
4	Alvorlig Dødsfall eller/og 7-30 dagers stans av anlegget eller/og større materiell skade
3	Signifikant Alvorlig personskade eller/og 3-7 dagers stans eller/og signifikant materiell skade
2	Liten 1-3 dagers stans eller/og små materielle skader
1	Neglisjerbar Mindre enn 1 dags stans

De ulike barrierene i systemet er kategorisert etter følgende typer:

- Fysiske barrierer (inngjerding, fysiske kanter, låser, autovern osv.)
- Organisatoriske barrierer (visuell kontroll, opplæring, skilting, "trafikkregler" osv.)

Tabell 14-2 Sannsynlighetsklasser

Klasse	Beskrivelse	Antall hendelser pr år	Frekvens (logskala)	Barrierer (hvis relevant vurderingskriterium)
5	Meget sannsynlig	> 0,1	$> 10^{-1}$	Ingen fungerende barriere
4	Sannsynlig	0,1-0,01	$10^{-1} - 10^{-2}$	En organisatorisk barriere
3	Lite sannsynlig	0,01-0,0001	$10^{-2} - 10^{-4}$	Flere uavhengige organisatoriske barrierer
2	Usannsynlig	0,0001-0,00001	$10^{-4} - 10^{-5}$	En fysisk/teknisk og en uavhengig organisatorisk barriere
1	Svært usannsynlig	< 0,00001	$< 10^{-5}$	To fysisk/tekniske barrierer

	Uakseptabel risiko. Design, deler av design eller drift, med tilhørende risiko, kan ikke aksepteres. Effektive risikoreduserende tiltak må iverksettes for å redusere risikoen til under dette uakseptable risikonivået
	Signifikant risiko (ALARP). Risikoen skal, hvis mulig, søkes redusert med kostnadseffektive tiltak ut fra ALARP-prinsippet (As Low As Reasonable Possible). Dette nivået kan aksepteres hvis aktuelle tiltak ikke er formålstjenlige ut fra en kost-/nyttevurdering
	Ikke signifikant risiko. Risikoreduserende tiltak er ikke nødvendig

Figur 14-2: Risikokategorier

Alle krav i lover og forskrifter må normalt oppfylles. Krav i myndighetenes veiledninger har man imidlertid anledning til å fravike gjennom såkalte tekniske bytter. Det betyr at man kan innføre andre tiltak som er minst like gode som de veiledningene skisserer. Kravet man stiller til et teknisk bytte bør reflektere mulige konsekvenser hvis en av barrierene svikter. Alle antagelser og forutsetninger er oppsummert nedenfor i Tabell 14-3.

Tabell 14-3: Sentrale antagelser og forutsetninger avdekket under Hazid møte.

Nr	Antagelser og forutsetninger
1	Ved behov skal lekkasjefrekvenser for relevante landanlegg benyttes. (Erfaring tilsier at det kan være vanskelig å få tak i relevante ulykkesdata fra utstørsleverandører)
2	Fakkel for trykkavlastning av naturgassrøret mellom tilknytningspunkt på Ormen Lange på Aukra og industrikraftverket i Elnesvågen, er lokalisert på Aukra
3	Forutsetter god kommunikasjon med Nyhamna i forhold til nødavstenging, trykkavlastning, mm
4	Denne analysen tar ikke hensyn til fremtidige planer om aktiviteter eller anlegg i nærområdet som f. eks LNG fabrikk eller PCC anlegg
5	Risikoanalysen tar ikke hensyn til risiko for tap av kulturminner og lignende
6	Risikoanalysen tar kun for seg potensielle ulykker ifbm drift av anlegget med fokus på 3. person
7	Pålitelighet og redundans i kraft nettet er ikke vurdert i denne analysen
8	Værdata fra Ormen Lange er relevante for konsekvensberegninger i Elnesvågen
9	Denne analysen er begrenset til å vurdere anleggsdeler som vil være innenfor anleggsgjerdet. Dvs. nedstrøms ESD ventil i forbindelse med Trykk reduksjonsstasjonen (TR stasjonen). TR stasjonen utenfor anleggsområdet samt gassrør mellom Aukra og Elnesvågen er ikke en del av dette studiet. Dette gjelder både for base case og alternativet med for trinnvis utbygging
10	Antall ansatte vil trolig være 10-30 personer. De skal primært utføre forefallende arbeid. Automatikken på selve anlegget kan fjernstyres

Nr	Antagelser og forutsetninger
11	Industrikraftverket vil styres med nødkraftsystem / UPS som ivaretar sikkerhetskritiske funksjoner i forbindelse med en eventuell strømstans
12	Anleggsområdet vil ha gode og sikre rømningsmuligheter
13	Meteorologiske og geologiske forhold antas å være gode, herunder: <ul style="list-style-type: none"> - Gode grunnforhold uten fare for at steinfylling i sjø siger - Store nedbørsmengder eller springflo påfører anlegget skader - Anlegget er sikret mot ekstremvær i form av gode prosedyrer som f. eks stans i driften ved ekstreme vindforhold etc. - Anlegget holdes ryddig uten løse gjenstander som kan fly gjennom luften og skade utstyr eller personell ifbm ekstreme vindhastigheter
14	Det planerte området gir bl.a. en skjæring på 28 meter i bakkant mot vei. Denne og lignende skrenter vil sikres med gjerde
15	Gode HMS- og beredskapsrutiner i forbindelse med drift: <ul style="list-style-type: none"> - Brannstasjonen er lokalisert ca 2 min kjøring fra den planlagte tomten - HMS rutiner for gasskraftanlegget vil integreres med Hustadmarmor AS sine rutiner som er godt innarbeidet. Mindre "arbeidsulykker", dvs. ulykker som ikke er relatert spesifikt til anlegget som analysen gjøres for (fallende last, forbrenninger, frostskafer, klemskafer etc.), forutsettes håndtert med gode prosedyrer, opplæring, personlig verneutstyr etc. - Gode rømningsveier (fritt og åpnet område rundt anlegget) - Industrikraftverket vil ha felles industrivern med Hustadmarmor AS
16	Tilfredsstillende tennekildekontroll: <ul style="list-style-type: none"> - Lynnedslag - lynavleder - Ex klassifisering av alt relevant utstyr iht. gjeldende regelverk. - Adgangsbegrensning inn på anleggsområdet mht potensielle tennekilder som biler og lignende - Underlaget til selve industrikraftverket og tilhørende installasjoner (transformatorer etc.) skal være av ikke brennbart materiale
17	Anlegget vil ha et moderne og høypålitelig system for gassdeteksjon og deteksjon av brann som er tilknyttet nødavstengingssystemet. ESD ventil nedstrøms TR stasjon vil lukkes ifbm gass eller branndeteksjon med mer
18	Tilførselsledning for naturgass mellom TR stasjon og selve industrikraftverket er nedgravd
19	Det antas at man vil ha innebygde sikkerhetssystemer og prosedyrer som hindrer at man får naturgass i eksosanlegget, dette er særlig viktig ifbm oppstart
20	Gassturbinene er utstyrt med system som motvirker rusing
21	Deteksjon av potensielt giftige gasser bør vurderes og implementeres i design dersom relevant
22	Uønskede hendelser ifbm base case er også relevante for alternativet med trinnvis utbygging. Ifbm trinnvis utbygging vil det kunne være utfordringer knyttet til diverse byggeperioder (anleggsperiode samtidig med drift), men for selve driften vil man ikke ha spesielle farer ved trinnvis utbygging som man ikke får ifbm base case.
23	Turbinene har innebygd system som motvirker rusing
24	Anlegget vil konstrueres og driftes ut fra anbefalte luftkvalitetskriterier gitt av SFT og Statens Institutt for Folkehelse

14.4 Fareidentifikasjon

14.4.1 Historiske data

Databasesøk

Institute of Environmental and Energy Technology i Nederland (TNO) vedlikeholder databasen *FACTS* som inneholder informasjon om ca. 16000 industrielle ulykker fra hele verden de siste 70 årene. I forbindelse med et tidligere prosjekt som Scandpower gjennomførte (ref. /i/) ble TNO forespurt om å gjøre et søk i *FACTS* vedrørende ulykker i industrikraftverk. Søket resulterte i kun fire treff (søkeord "Power Station" AND "Gas"). Beskrivelsen av ulykkene er i form av korte sammendrag og de er (oppsummert) som følger:

1. Gas cloud (hydrogen) escaped from a power station
2. Hydrogen explosion at power station
3. Explosion (hydrogen) and fire in electric power plant, destroying six of eight units
4. A gas leak (natural gas) triggered an explosion in an air-conditioning plant, belonging to a power plant

Slik informasjonen er presentert er det ikke entydig klart om ulykkene skjedde på selve gasskraftverkene. Gassen (H_2 i tre tilfeller) kan komme fra hydrogenkjølte systemer i generatorer drevet av dampturbiner, for eksempel i et atomkraftverk, men kan også stamme fra hydrogenkjølte generatorer i gasskraftverk. I industrikraftverket som planlegges her vil hydrogen ikke bli benyttet og ulykkene er derfor ikke relevante. TNO ble forøvrig spurt om de kunne gi mer utfyllende informasjon om ulykkene, men dette var ikke mulig.

TNO gjorde også et søk i *MHIDAS*, en database vedlikeholdt av SRD i England. Kun en ulykke ble funnet:

5. Gas explosion in high-pressure, gas-fired steam boiler due to improper or faulty operation of automatic gas safety controls. Archer Daniels Midland Co. No details on injuries.

Sistnevnte kan være relevant for det planlagte industrikraftverket da et system med dampturbin vil bli installert. Imidlertid vil ikke dampkjelen være direkte gassfyrt, men bli varmet opp av eksosgassen fra gassturbinen.

Potensielle leverandører forespurt mhp. deres erfaringer på nestenulykker. To av leverandørene svarte.

I følge leverandørindustrien er altså ulykker med gasskraftverk tilsynelatende et ukjent fenomen.

Omfattende forskning har blitt gjort for å kartlegge risiko for storulykker i kraftverk (energy systems). En av de større publikasjonene på dette er av *Paul Scherrer Institute* i Sveits. Her er det gjort en sammenligning over ulike "fuel cycles" for kull-, olje-, gass-, atom- og vannkraft. Det beregnes i denne publikasjonen at antall dødsfall per GW-år (1 gigawatt = 1000 megawatt) er 0.3 for gasskraftproduksjon. Det gjøres imidlertid oppmerksom på at tallene inkluderer total "fuel cycle" (produksjon, behandling og transport av gass). Kraftproduksjon (elektrisitet) utgjør bare en mindre andel av dette.

Fra andre kilder finner man at for gass så er bidrag til risiko fordelt som følger:

- Produksjon : 80%
- Transport : 10%
- Kraftverk : 10%

For et 450 MW industrikraftverk basert på gass som her får man fra tallene over $0.45 \text{ (GW)} \times 0.3 \times 0.1 = 0.0135$ dødsfall per år. Altså i gjennomsnitt et dødsfall pr 80 år, alle disse blant ansatte (dvs. ingen 3. person). *Paul Scherrer Institute* ble kontaktet og forespurt om å gjøre et søk i deres database mhp. dødsulykker i gasskraftverk. Søket ga ingen treff, dvs. ingen av deres 8217 registrerte ulykker samsvarte med søkekriteriene.

De historiske data gitt ovenfor tilsier at farene forbundet med et gasskraftverk generelt er små, men dette er selvsagt situasjonsavhengig. Flere gasskraftverkprosjekter har blitt evaluert i Norge tidligere der også sikkerhetsrelaterte spørsmål har vært gjennomgått. I disse studiene utmerker følgende ulykkesscenarier seg:

- Gassystem: mengdemåling, trykk og temperatur regulering og kontroll, antall og type potensielle lekkasjepunkter, etc.
- Bygningsmessige forhold: styrker, trykkavlastning, ventilasjonssystem
- Gassturbin kontrollsystem, inklusive trip og nødavstengning
- Smøresystem
- Generatorkjøling (luft eller hydrogen).

14.4.2 Fareidentifikasjon for industrikraftverket

Generelt

De historiske data gitt ovenfor tilsier at farene forbundet med et gasskraftverk generelt er små, men dette er selvsagt situasjonsavhengig. Ulykker kan derfor allikevel ikke utelukkes, og det er følgelig utført en fareidentifikasjon for dette konkrete kraftverket. I en risikoanalyse må et begrenset utvalg ulykkesscenarier defineres ut fra et (uendelig) stort antall mulige uhell. Utvalgte ulykkesscenarier må derfor:

- være "representative" for en gruppe "like" ulykker som gir risiko omtrentlig i samme størrelsesorden
- har en sannsynlighet som er høyere enn en gitt "cut-off" sannsynlighet som er valgt slik at risiko i forbindelse med ulykker med lavere sannsynlighet kan sees bort fra
- har konsekvenser som er store nok til å rettferdiggjøre en plass i studien, dvs. ulykker med svært små konsekvenser utelates.

Resultat

Tabell 14-4 gir en oversikt over identifiserte farer i forbindelse med HAZID møtet hos Hustadmarmor AS i Elnesvågen 13. oktober 2006.

Tabell 14-4: Oversikt over alle identifiserte farer

ID	Farebeskrivelse
1	Biler kan kollidere med utsatte anleggsdeler
2	Båter kan kollidere med utsatte anleggsdeler på gasskraftverket
3	Brann i nærliggende drivstofflager (diesel 450 m ³ og 60 m ³ et) kan påføre industrikraftverket skade
4	Brann i skip ved kai
5	Lekkasje med påfølgende antennelse fra høytrykksrør i tilknytning til TR-stasjon kan eskalere over til industrikraftverket
6	Eksplasjon i nærliggende transformator
7	Kraftlinjer mellom industrikraftverket og Fræna transformatorstasjon kan påføre elektromagnetisk stråling og visuell støy til beboere langs kabeltraseen

ID	Farebeskrivelse
8	Skade på mennesker og materiell som følge av kraftig vind og nedbør
9	Demonstranter som er imot bygging av gasskraftverk kan demonstrere mot eller sabotere anlegget
10	Gasslekkasje fra selve kraftverket inkl gassturbinen og tørkeanlegg med tilhørende ventiler og flenser
11	Lekkasje fra hovedtilførselsledning mellom TR-stasjonen og industrikraftverket
12	Oljelekkasje
13	Naturgass i eksosanlegget, særlig under oppstart
14	Lekkasje fra dampkjel eller tilhørende rørsystem med damp under høyt trykk og temperatur
15	Rusing av turbin
16	Utslipp av konsentrert CO ₂
17	Lekkasje av kjemikalier/giftige væsker
18	Lekkasje av giftige gasser
19	Utslipp av aminer fra absorpsjonstårnet vil forurense jordsmonn og sjø i nærområdet rundt utslippstedet, særlig ifbm regnvær hvor aminer i avgassen kan løses i vann og overføres til jordsmonnet
20	Utslipp av NO _x og ammoniakk. Det vil være et visst forbruk av ammoniakk som blir reabsorbert i aminsysteet. Usikkert hvordan ammoniakk vil reagere med NO _x i røykgassen
21	Uakseptabel høy temperaturstigning av sjøvannet i nærområdet rundt kjølevannsutløpet og bruk av begroingshemmende midler som kan forurense nærområdet rundt kjølevannsutløpet
22	Støy fra industrikraftverket overstiger akseptable grenser for nærmeste bebyggelse

14.5 Konsekvensberegninger

14.5.1 Generelt

Å beregne konsekvenser av samtlige mulige hendelser er hverken formålstjenlig eller praktisk mulig. Det plukkes derfor ut noen få hendelser for konsekvensberegning som best mulig eksemplifiserer hva som kan skje. Dette er gjort nedenfor. Hendelsene som konsekvensberegnes benyttes til å plassere også lignende hendelser i konsekvensklasser. Konsekvensberegninger av gasspredning og av jetbrann er utført med programmet TRACE utviklet av SAFER Systems i USA. Scandpower har god erfaring med TRACE og har benyttet denne i en lang rekke prosjekter der norske myndigheter har vært godkjenningorgan.

Lokale værforhold er viktig utgangspunkt for alle konsekvensberegninger. Vinndata fra Ormen Lange-anlegget på Nyhamna, er her benyttet som utgangspunkt. Dataene er målt i perioden september 2001 til september 2002. For gasspredning er lite vind mest konservativt, men for antente branner er det omvendt. Det bør derfor velges meteorologi som tar hensyn til begge deler, men selvsagt med utgangspunkt i lokal værstatistikk.

14.5.2 Lekkasje av naturgass

Dimensjonerende utslipp

En naturgasslekkasje innebærer en ukontrollert utstrømming av gass med eventuell påfølgende antennesse. Skal lekkasjen utgjøre en signifikant fare må den imidlertid antennes da metangassen i seg selv ikke er farlig (giftig, etc). En antent lekkasje kan gi ulike utfall som jetbrann, flashbrann eller eksplosjon avhengig av når lekkasjen antennes og grad av innelukking (les; mulighet for ekspansjon av forbrenningsprodukt).

Smålekkasjer er i Scandpowers Data Dossier definert som lekkasjer fra hull med maksimalt 1 mm² areal. Slike lekkasjer kan man se bort fra da konsekvensene normalt er neglisjerbare. Fullstendig rørbrudd kan få alvorlige konsekvenser, men sannsynligheten for dette er særdeles liten og det er andre hullstørrelser ved lekkasje som dominerer. Det er derfor ikke naturlig å la fullt rørbrudd være dimensjonerende hendelse, og det er således heller ikke gjort konsekvensberegninger av fullt rørbrudd. For å velge dimensjonerende gassutslipp benyttes Scandpowers Data Dossier der lekkasjefrekvenser for ulike komponenter er oppgitt. En stor lekkasje er definert som en lekkasje fra et 2 cm² hull i en 8 3/4" rørfless. For 12" rør (største planlagte dimensjon på tilførselsrør for gass til kraftverket) tilsvarer dette lekkasje fra ett 3,76 cm² hull hvis man korrigerer i forhold til rørtverrsnitt. Denne metoden benyttes bl.a. i beregningsprogram for lekkasjer og legges derfor til grunn også her.

Umiddelbart kan størrelsen på stor lekkasje virke liten i forhold til et brudd (hele rørtverrsnittet), og man kunne forvente at stor lekkasje burde vært definert som f.eks. 50 % av rørets tverrsnitt. I praksis viser det seg imidlertid at så store lekkasjer svært sjelden forekommer og at det er mindre lekkasjer som dominerer. Som et eksempel på dette er nedenfor gitte hullstørrelsesfordeling tatt fra Scandpowers Data Dossier. Data for lekkasjer i ventiler, hvor d er hullstørrelse og D er ventildiameter viser f.eks. følgende:

$0 < d < 0.05D$	65 %
$0.05D < d < 0.1D$	23 %
$0.1D < d < 0.2D$	6 %
$0.2D < d < D$	6 %

Det er denne typen data som også ligger til grunn for valg av dimensjonerende gassutslipp.

Hullstørrelse på 3,67 cm² beskrevet ovenfor benyttes således som utgangspunkt. Selv om rørdiameter for visse deler av tilførselsrøret og i selve kraftverket kan avvike fra 12" er dette den dimensjonen som er størst. Mindre dimensjon gjør bare at beregningene blir konservative. Trykket i røret antas konservativt til 70 bar. Ved hjelp av forenklet Bernoulli-ligning kan utslippsrate beregnes:

$$Q = U \times A \times P \times (5.35 \times 10^{-5} \times M/T)^{1/2}$$

Hvor:

Q = Initiell utslippsrate (kg/s)

U = Utstrømningskoeffisient = 0.8

A = Arealet av utstrømningsplanet (m², 1 cm² = 1 x 10⁻⁴ m²)

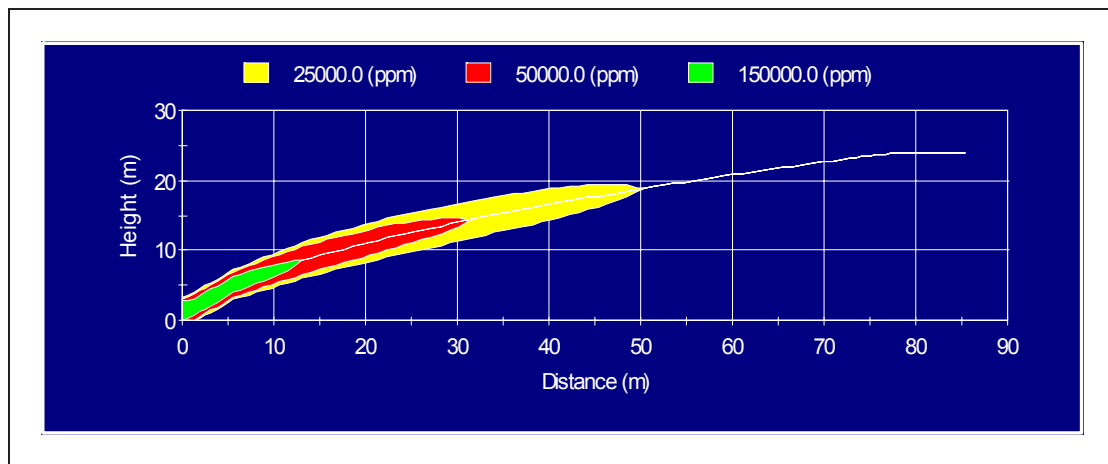
P = Overtrykk i utstyr (Pascal, 1 bar = 1 x 10⁵ Pa)

T = Absolutt temperatur i utstyr (Kelvin) = 283 K

M = Molekylær vekt av gass = 16 g/mol (for metan)

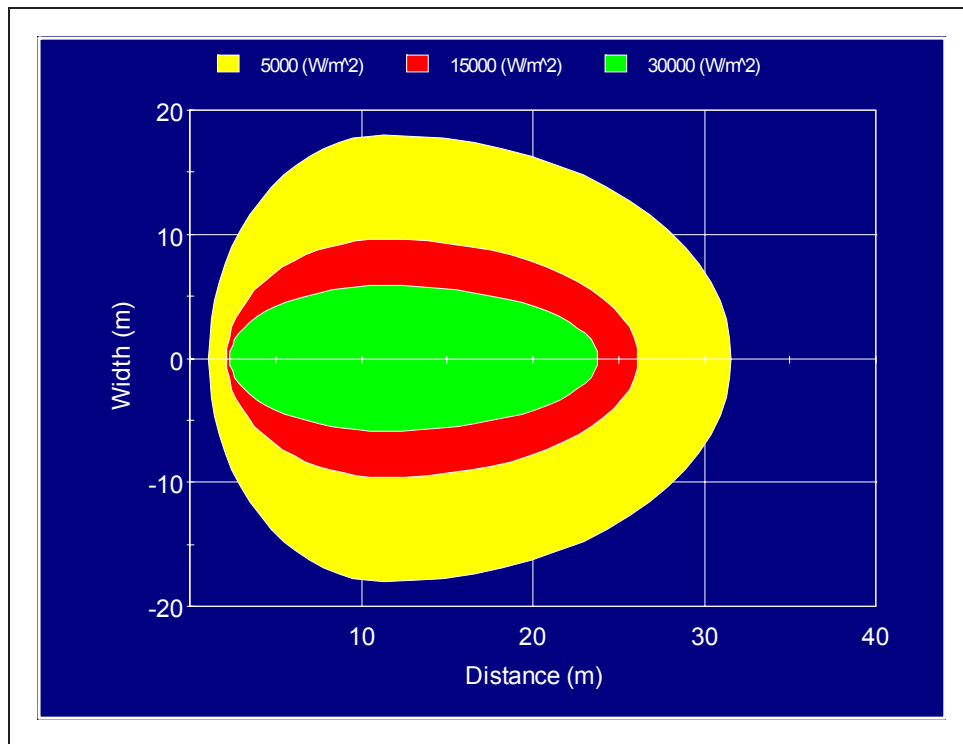
Utslippsraten Q blir 3,66 kg/s.

Med en rate på 3,66 kg/s vil skyens størrelse øke frem til det oppstår likevekt (avdrift av gass = tilførsel av gass) med konstant gasskystørrelse. Likevektssituasjon oppstår etter 1-2 minutter. For at maksimal skystørrelse skal bli mindre må lekkasje detekteres (manuelt eller automatisk) og ventiler stenges hurtigere enn dette. Det anses ikke som realistisk.



Figur 14-3: Vertikalt utslippsbilde etter at stabil gassky har oppstått. Maksimal skybredde ca 7 meter

Pga. ekspansjon og kjøling ved lekkasje vil oppdrift trolig være noe mindre enn figuren viser, men erfaringsmessig vil vertikal utstrekning være den samme. Hvis lekkasjen blir antent vil varmestrålingen bli som vist nedenfor (når jetbrann har stabilisert seg).



Figur 14-4: Varmestråling ved antent lekkasje (stabil jetbrann).

En forsinket antenning av en gasslekkasje vil gi hurtig forbrenning av en forblandet gass/luft-sky. Dette beskrives enten som en flashbrann eller en eksplosjon. Dersom forbrenningen får ekspandere fritt (les: ingen vegger eller obstruksjoner), vil en få en flashbrann. Hvis ikke fri ekspansjon er mulig (lukket eller delvis lukket volum) får man i tillegg trykkoppbygging og forbrenningen kalles da en eksplosjon. Konsekvens av eksplosjon eller flashbrann avhenger av mengde energi som frigjøres, grad av innelukking og hvor hurtig energien frigjøres, samt hva som utsettes for trykk og varmemstråling ved forbrenningen. Området rundt industrikraftverket er åpent og det finnes lite hindringer/obstruksjoner som kan bidra til trykkoppbygging ved en eventuell antenning av gassky. Flashbrann anses derfor normalt å være utfallet dersom en gassky skulle antennes. Stråling fra flashbrann kan ikke beregnes i TRACE. En konservativ antagelse, som tilsier at stråling fra flashbrann medfører 100 % dødelighet innenfor et område tilsvarende utbredelsen av LFL anvendes derfor vanligvis i konsekvensbedømminger. TRACE egner seg heller ikke særlig godt for eksplosjonsberegninger, men behovet for en slik beregning utendørs anses altså ikke å være tilstede.

I en analyse som dette skal fokus ligge på fare for tredjeperson. Beregningene vist ovenfor gjelder derfor primært utendørs. Man kan teoretisk også få slike lekkasjer innendørs. Når rommet/bygget er fylt med gass, vil man da få en tilsvarende rate ut av bygget som det som er vist over, men det blir høyst teoretisk. Bygget vil ha høypålitelig system for gassdeteksjon og deteksjon av brann som er tilknyttet nødavstengningssystemet og ESD-ventil nedstrøms TR-stasjon vil lukkes i forbindelse med gass eller branndeteksjon med mer. Dessuten vil det være mekanisk ventilasjon med utløp til kaldfakkel over tak (ca 60m). Videre vil det være en sertifisering av anlegget som tilsier avlastningspaneler i bygget for evt. eksplosjon hvis det er behov for det. Naturgasseksplosjon i bygget som kan gi trykkbølge og skade tredjeperson regnes derfor som et lite relevant scenario og er derfor ikke beregnet.

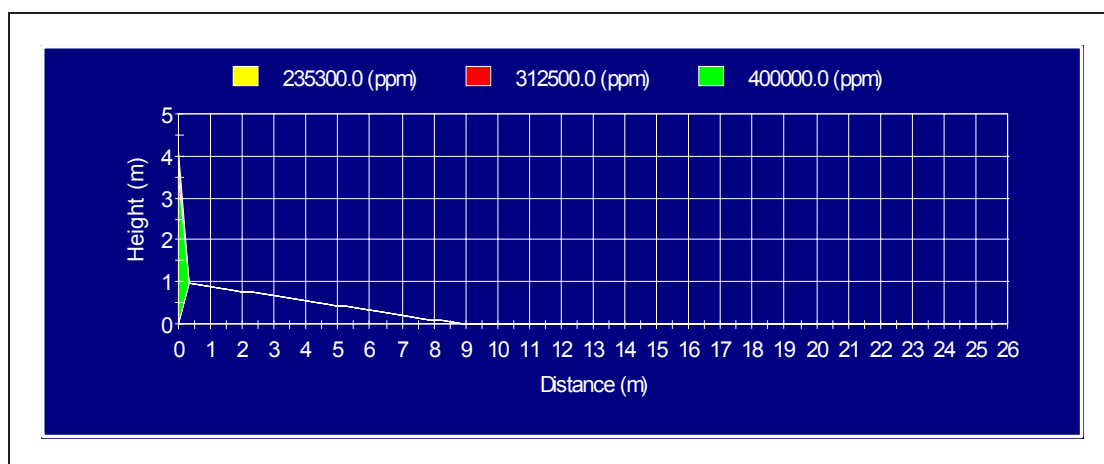
14.5.3 Lekkasje av karbondioksid

Dimensjonerende utslipp

Karbondioksid er ikke brennbart eller giftig for mennesker. Kvelningsfare er imidlertid mulig fordi karbondioksid vil kunne fortrenge oksygen i luften. Kvelningsfare kan foreligge når oksygenmengden i luft går under 16 %. En oksygenkonsentrasjon på 16 % i luft tilsvarer 31,25 % karbondioksid.

Det finnes flere alternativer for videre transport og lagring av karbondioksid. Disse er nokså forskjellige. Som dimensjonerende hendelse relevant for alle alternativer velges derfor en lekkasje direkte til friluft tilsvarende maksimal massestrøm ut av renseanlegget. Denne er på 150 tonn/time og må betraktes som en konservativ tilnærming. I praksis vil lekkasjer normalt være atskillig mindre.

Med en rate 150 tonn/time vil skyens størrelse øke frem til det oppstår likevekt (avdrift av gass = tilførsel av gass) med konstant gasskystørrelse. Likevektssituasjon oppstår i dette tilfellet raskt (< 1 minutt). Som Figuren nedenfor viser, er utstrekningen av farlige konsentrasjoner meget liten.



Figur 14-5: Vertikalt utslippsbilde etter at stabil gass sky har oppstått. Maksimal skybredde ca 6 meter

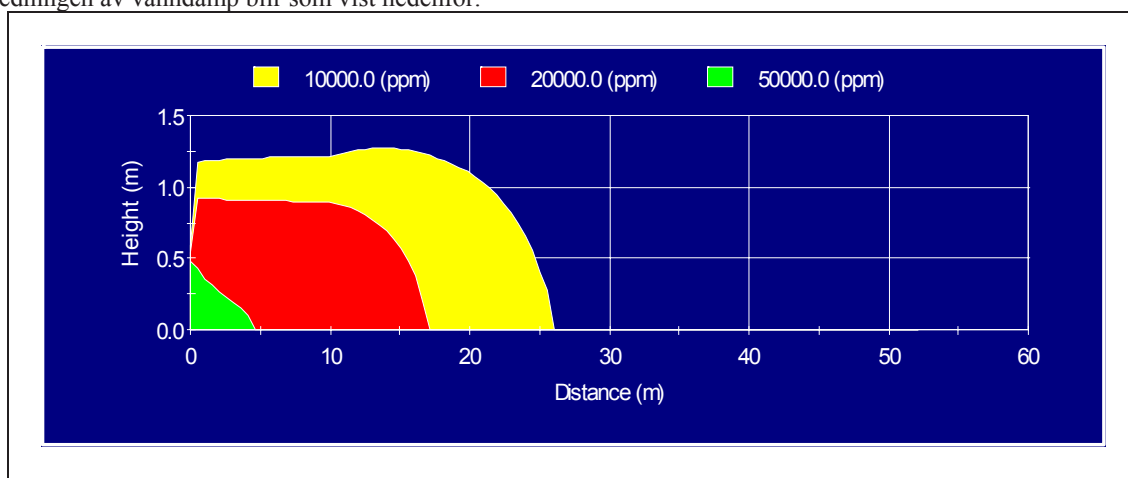
Som simuleringene viser, vil kvelningsfare utendørs bare kunne oppstå meget lokalt. Innendørs antas faren å være noe større, men dette vil ikke kunne påvirke tredjeperson, som er fokus for denne typen analyser. Ved å forutsette at personell (førsteperson) har friskluftmasker tilgjengelig ved arbeid i anlegget, vil risikobidraget fra dette scenariet kunne betraktes som neglisjerbart (friskluftmasker vil også være til hjelp ved røykgasser fra lokal brann). En tilleggsfare ved karbondioksid er frostskafer ved kontakt med nedkjølt, flytende karbondioksid. Dette vil også bare være relevant for personell (førsteperson), altså ikke tredjeperson, og kan således løses ved bruk av relevant verneutstyr.

14.5.4 Lekkasje av høytrykksdamp

Dimensjonerende utslipp

Industrikraftverket vil ha en dampturbin. Dampen genereres vha varm eksos fra gassturbinen. Systemet vil inneholde høytrykksdamp på inntil 600 grader Celsius med et trykk på 60-100 bar. Mulige lekkasjepunkt for høytrykksdamp er i forbindelse med varmevekslere og selve dampturbinen. Hvis personell eksponeres direkte for utslipp av høytrykksdamp på nært hold kan alvorlige brannskader oppstå. Dimensjonen på rørsystemene for høytrykksdamp er ikke kjent på dette stadiet i prosjekteringen. For å velge dimensjonerende gassutslipp benyttes derfor Scandpower AS sin Data Dossier direkte. En stor lekkasje er der definert som en lekkasje fra et 2 cm² hull i en 8 3/4" rørflens eller lignende. 2 cm² hull benyttes derfor som utgangspunkt for lekkasje av høytrykksdamp.

Spredningen av vanndamp blir som vist nedenfor.



Figur 14-6: Vertikalt utslippsbilde for utslipp med høytrykksdamp. Maksimal bredde ca 4 m

Umiddelbart etter utslipp og ekspansjon regnes vanndampen å ha ca 100°C ved utslippspunktet. Etter hvert vil den også kjøles ned av omgivelsene. Temperaturen lenger bort fra utslippspunktet vil således være lavere enn 100°C og dermed avtar faren. Farebildet som fremkommer i Figur 14-6 er derfor konservativt. Det er imidlertid ikke formålstjenlig med nøyaktige temperaturberegninger, da simuleringen med TRACE kun skal gi et omtrentlig bilde av fareavstand.

Videre bør det nevnes at det er krav til beskyttelse/isolasjon av alle overflater personell kan komme i kontakt med slik at man ikke brenner seg. De mest utsatte lekkasjepunkt (eksempelvis damp inn til turbin) vil dessuten være innkapslet slik at damp ikke kan treffe personell direkte ved lekkasje.

14.6 Sikkerhet – gassrørledning

Rørledningssystemet vil bli konstruert og bygget etter anerkjente standarder og normer. Rørledningstraséen mellom Levran og Elnesvågen ligger i stor utstrekning i ubebodd område som blir klassifisert i klasse 1. Den siste delen inn til Elnesvågen går traséen i et område med liten befolkningstetthet og som tilsvarer klasse 2. Tilsvarende vil gjelde for strekningen Levran til Harøysund og for de 5 kilometerne med rørledning over land fra Nyhamna til Levran.

Utnyttelsesfaktorene vil være i samsvar med traséklassifiseringen. For høytrykkledninger gjelder "Forskrift om transport av petroleum i rørledning". For lavtrykksdelen som omfatter rørledningen med 3,9 bar gjelder "Forskrift om brannfarlig eller trykksatt stoff". Forskrift med veiledning og temaveiledninger ses i sammenheng.

Det vil ikke være behov for seksjonering av rørledningene utover trykkreguleringsstasjonene pga de korte avstandene. I trykkreguleringsstasjonene vil det være fjernopererte nødavstengingsventiler. Disse ventilene stenger også ved endringer i gasstrykket som ligger utenfor det innstilte trykket. Rørledningene vil i størst mulig grad være nedgravd.

Installasjonen i Nyhamna som inkluderer en ESD-ventil, pigsluse og MR-stasjon består av ventiler og utstyr som kan gi mindre lekkasjer fra pakninger og pakkbokser. Det vil derfor bli installert gassdetektorer som gir alarm ved 20% LEL og nedstengning ved 60% LEL. 2 av 3 detektorer skal registrere lekkasje før alarm og nedstengning igangsettes. Sikkerhetssonen rundt installasjonene vil være mellom ca. 5 og 30 meter og vil bli liggende innenfor eiendomsgrensen. Trykkreduksjonsstasjonene fra høytrykk til 4 eller 10 bar er enklere enn MR-stasjonen. Men pga. høyt inngangstrykk og ventiler, flenser etc. som kan gi mindre lekkasjer, vil det også for disse stasjonene bli installert gassdeteksjon med alarm og nedstengningsventiler.

Med bakgrunn fra tilsvarende prosjekter er sannsynligheten for stor lekkasje som antennes utenfor trykkreduksjonsstasjonene satt til 5,8 E-4 og for brudd med antennelse til 5,8 E-5. Sannsynligheten for årlig rørbrudd med tap av liv hvis eksponert er vurdert til 1,9 E-5.

Rørledninger med armaturer vil være effektivt korrosjonsbeskyttet. Utstyr og rør over bakken vil være sammenhengende elektrisk ledende og jordet.

Det vil bli utarbeidet Områdeklassifiseringsvurderinger og tegninger for alle områder hvor elektriske anlegg og tennkilder kan føre til antennelse av gass ved en eventuell lekkasje. Elektrisk utstyr vil bli spesifisert iht Områdeklassifiseringen. NEK - EN 60079-10 og IP15 vil bli lagt til grunn for vurderingene.

En fullstendig sikkerhetsanalyse vil bli foretatt under detaljprosjekteringen, og vil bli ferdigstilt i løpet av 2006/2007.

14.6.1 Sikkerhetssoner for ferdsel

Mottaksstasjon for gassrørledningen vil stå på et inngjerdet område. De øvrige sikkerhetssonene rundt gassrørledningen begrenser ikke normal ferdsel, men setter restriksjoner på permanent opphold og bruk av åpen ild. Som et utgangspunkt planlegges sikringsfeltet rundt nedgravde rørledninger med:

- 25m for høytrykksdelen
- 2m for 0 - 4 bar i regulert område
- 6m for 0 – 4 bar utenom regulert område

Endelige verdier for sikringsfeltet vil bli fastlagt ved en Risikoanalyse som utføres i neste fase av prosjektet.

Sikringsfeltet rundt installasjonene med høytrykksinngang planlegges med 100 m. For lavtrykksinstallasjoner vil det bli benyttet et standard sikringsfelt på 24 meter. Dette er verifisert med risikoanalyser utført i tilsvarende prosjekter (Rogass) og ble akseptert av DSB.

14.6.2 Kontroll og beredskap

Rørledningssystemet vil bli kontinuerlig overvåket og periodisk kontrollert for å unngå farlige situasjoner. I tillegg er gassen tilsatt odorant slik at lekkasjer kan lokaliseres forholdsvis lett. Ved detaljprosjektering vil det bli inkludert system for deteksjon og identifisering av gasslekkasjer i sjøledning og landledning(-er). Det vil bli utarbeidet drifts-, sikkerhets- og vedlikeholdsinstrukser. I tillegg vil det være beredskap med nødvendig opplæring som skal ivareta hendelser som kan oppstå i driftsfasen. Naturgass Møre AS vil være ansvarlig for driften av gassrørene, og vil også ha beredskapssystem i tilfelle det skulle oppstå lekkasjer eller andre driftsmessige problemer knyttet til rørledningen.

14.7 Oppsummering av risikovurdering og oversiktsmatrise

Farenes plassering i risikomatriksen, gjenspeiler risikonivået når planlagte barrierer er implementert. Ved tvil har Scandpower valgt en konservativ tilnærming for å gi hendelsene ekstra oppmerksomhet mht til det videre arbeidet. Selv om risikovurderingen er basert på konseptuelt design, mener Scandpower at tilgjengelig informasjon vurderes som tilfredsstillende mht formålet til denne risikovurderingen. Hovedforutsetningene mht konsekvensberegninger av potensielle eksplosjoner og brannscenarier vil tvisomt endre seg slik at det gir vesentlig endring i risikonivået, særlig for tredjeperson som oppholder seg utenfor anleggsområdet.

Frekvensklasse	5 Meget sannsynlig: Ingen fungerende barriere					
	4 Sannsynlig: En organisatorisk barriere			8		
	3 Lite sannsynlig: Flere uavhengige organisatoriske barrierer	16	21	10		
	2 Usannsynlig: En fysisk/teknisk og en eller flere org. barrierer	22	1, 3, 4, 9, 12	2, 5, 6, 11, 13, 14, 15, 17, 19, 20	18	

	1 Svært usannsynlig: To eller flere fysisk/tekniske barrierer	7				
		1 Neglisjerbar	2 Liten	3 Signifikant	4 Alvorlig	5 Kritisk
	Konsekvensklasse					

Figur 14-7: Oppsummering av risikobildet hvor de ulike tallene korresponderer til farenes ID nummer i Tabell 14-4

Det er ikke identifisert noen farer som medfører uakseptabel risiko (ingen hendelser plasserer seg i rødt område). Følgende tre farer plasserer seg i det gule ALARP området (Risikoen skal, hvis mulig, søkes redusert med kostnadseffektive tiltak As Low As Reasonable Possible):

- ID 8 : Skade på mennesker og materiell som følge av kraftig vind og nedbør
- ID 10 : Gasslekkasje fra selve kraftverket inkl gassturbinen og tørkeanlegg med tilhørende ventiler og flenser
- ID 18 : Lekkasje av giftige gasser.

Det kan alltid diskuteres hvorvidt man har vurdert frekvens og konsekvens riktig i en slik kvalitativ analyse. Man kunne til og med løftet de usikre barrierene opp som antagelser og således fått et bilde som viste et lavere risikonivå totalt sett. Som nevnt i teksten over, har Scandpower imidlertid valgt en noe konservativ tilnærming ved vurdering av frekvens og konsekvensklasse i forbindelse med farer som det knyttes noe usikkerhet til i denne fasen av prosjektet. Man får da satt et ekstra fokus på slike farer. Farer som havner i gul sone (ALARP området) kan normalt flyttes ned til grønt område i risikomatriksen ved hjelp av relativt enkle tiltak.

CO2-fangstanlegget er tildels komplekst og bør i det videre arbeidet evalueres nøye med fokus på pålitelighet i forhold til gitte utslippskrav, de ulike kjemikalienes kompatibilitet og beredskap i forbindelse med uønskede utslipp til ytre miljø. Det er imidlertid satt i verk flere studier knyttet til faren for negative effekter for menneskers helse, vegetasjon eller følsomme økosystemer i nærområdet.

Alle de identifiserte farene er relevante for både base case (Hovedalternativet) og for Trinnvis utbygging. Det er imidlertid tatt utgangspunkt i base case i forbindelse med risikovurderingene. I forbindelse med trinnvis utbygging vil det trolig være ekstra utfordringer knyttet til byggeperioder (anleggsperiode samtidig med drift), men for selve driften vil man ikke ha spesielle farer ved trinnvis utbygging utover dem man har identifisert for base case. Med bakgrunn i dette kan man anta at oppsummeringen av risikobildet gir noenlunde samme resultat for begge alternativene. Samtidig kan man anta at bildet er noe konservativt mht første fase av en evt. trinnvis utbygging da gassmengder og lignende vil være mye mindre enn i tilfellet med base case.

14.8 Anbefalinger og avbøtende tiltak

Tabell 14-5 gir en oppsummering av Scandpower AS sine anbefalinger og tiltak som bør evalueres nøye og implementeres i fornuftig utstrekning. Dersom man blir tvunget til å velge mellom ulike tiltak, skal frekvensreducerende tiltak prioriteres da de er forebyggende og skal hindre at uønskede hendelser inntreffer. De aktuelle tiltak tar utgangspunkt i inntrykk fra befaringen, mottatt informasjon og gjeldende lover og regler. Listen med anbefalte tiltak (som bør implementeres) bør leses i sammenheng med antagelser og forutsetninger, som er en huskeliste til hva som skal implementeres i det videre prosjektarbeidet.

Tabell 14.5: Oppsummering av anbefalinger og tiltak som bør vurderes nøye og implementeres i fornuftig utstrekning i forbindelse med det planlagte industrikraftverket ved Hustadmarmor AS i Elnesvågen

Anbefalinger og tiltak
Mekanisk skade <ol style="list-style-type: none">1. Alle tanker, ventilhoder etc skal beskyttes mot mekanisk skade og påkjørsel hvor relevant. Det skal tilstrebes å benytte helsveisede rør i størst mulig grad for å redusere antall potensielle lekkasjepunkter2. Eventuelle gassførende systemdeler eller andre sensitive komponenter ytterst på kaien må ha tilfredsstillende beskyttelse mot kollisjon med båt og evt fallende gjenstander fra båt eller kran dersom relevant
Naboaktivitet <ol style="list-style-type: none">1. Avlastningsåpning fra TRAFO-stasjonen bør vende bort fra industrikraftverket i ufarlig retning slik at en evt. transformatoreksplosjon ikke kan skade gassførende anleggsdeler eller andre kritiske deler av anlegget2. Det må utarbeides en helhetlig plan for kraftsystemet mht transformatorstasjoner og tilknytningspunkt til nettet med fokus på fare for overbelastning av systemdeler. Uønskede hendelser skjer i hovedsak i forbindelse med at enkelte systemdeler i nettet er nede hvor det kan bli fristende med overbroinger etc for å opprettholde produksjon
Meteorologiske og geologiske fenomen <p>Det anbefales at man tar spesielt hensyn til muligheten for ekstremvær ved utforming av anlegget. Dette kan være "tulipantopper" på utstikkende ventilhoder og instrumenter, ekstra bardunering/festing/forsterket konstruksjon av lettere anleggsdeler eller høye tårn med stort vindfang, gode avløp/drenering av vann og beskyttelse mot vanninntrengning, etc. Se også antagelse nr 13</p>
Skadeverk/omdømme <ol style="list-style-type: none">1. Det er mye rådyr mm i nærområdet. Gjerdet må bygges slik at disse ikke kan komme inn på anleggsområdet.2. Det er til nå lagt stor vekt på omdømme til Hustadmarmor AS i forbindelse med tidligere utbyggingssaker. Det bør utarbeides en informasjonsstrategi mht å forebygge negativ omtale ifbm utbygging av industrikraftverket

Anbefalinger og tiltak
<p>Tennkilder</p> <p>En koblingsstasjon/transformatorstasjon i umiddelbar nærhet vil gi et betydelig bidrag til tennsannsynligheten. Transformatorstasjonen bør følgelig plasseres et godt stykke unna gassførende ledninger, samt mest mulig oppstrøms fremherskende vindretning. Behov for utkopling av transformatorstasjon i forbindelse med en større gasslekkasje bør vurderes.</p> <p>Se også antagelse nr 16</p>
<p>Lekkasjer</p> <ol style="list-style-type: none">1. Evaluere mest hensiktsmessig plassering av ESD ventil mht uønskede hendelser i industrikraftverket2. Alle små og store lukkede rom hvor man potensielt kan få innendørs gasslekkasje (som f. eks turbinhus og lignende) bør utstyres med avlastningsflater som peker i ufarlig retning. Avlastningsflatene må designes iht. gjeldende regelverk. Potensielt eksplosjonsovertrykk styres i stor grad av utløsningstrykket til avlastningsflaten3. Det må verifiseres at industrikraftverket driftes med prosedyrer og /eller sikkerhetssystemer som kontrollerer at man ikke har naturgass i eksosanlegget ifm. oppstart4. Det må installeres detektorer for giftige gasser ifm. potensielle lekkasjepunkter for å sikre tidlig varsling slik at man kan unngå eskalering av hendelsen
<p>Ytre Miljø</p> <ol style="list-style-type: none">1. Det anbefales at man vurderer behovet for oppsamlingssystem for alle potensielle oljelekkasjer.2. Det bør utarbeides en helhetlig plan, med systemer og prosedyrer som sørger for at gitte utslippskrav overholdes, samt at man må ha tilfredsstillende beredskap i tilfelle uønskede hendelser. En bør også verifisere at man ikke vil kunne motta svovelholdig naturgass fra Ormen Lange.3. Miljøutfordringer knyttet til industrikraftverket bør implementeres i eksisterende "miljøovervåkningsprogram" av Frænfjorden4. Støykrav må evalueres og implementeres i det videre prosjektarbeidet5. Beredskap og forebyggende tiltak i forbindelse med store uønskede utslipp av miljøgifter bør vektlegges:6. Lukket avløp under alle potensielle utslippspunkter.7. Gode prosedyrer i forbindelse med fylling og tømning av kjemikalier herunder ammoniakk og spesialavfall fra regenereringsenheten, filter for konsentrerte aminer og smøreolje som er forurenset med aminer mm8. Kjemikaliene må håndteres iht. krav i relevante datablad9. Dersom man får naturgass i eksosutløpet skal man være oppmerksom på at når flyktige organiske forbindelser (NMVOC) reagerer med nitrogenoksider (NOx) under påvirkning av sollys, dannes ozon. Høye nivåer av ozon nær bakken kan føre til skader på helse, vegetasjon og materialer <p>Se også antagelse nr 15</p>

Som nevnt over kan alle lukkede rom og lignende medføre en viss fare for eksplosjon. I tillegg til de dimensjonerende lekkasjehendelsene bør slike forhold ligge til grunn i forbindelse med prosjektering av innbyrdes utstyrsplassering på området. Særlig bør plassering av evt. større volum av giftige og brennbare kjemikalier vurderes nøye, samt plassering av utløp på kaldfakkell.

Konsekvensberegningene er utført med en vindhastighet på 5 m/s. Dette er antatt som gjennomsnittlig vindhastighet i området basert på vinddata fra Ormen Lange prosjektet og skal følgelig legges til grunn for konsekvensberegning av dimensjonerende hendelse. Prosjektet bør imidlertid være oppmerksom på at dager med lav vindhastighet, særlig under skjæringen i bakkant (nordenden) av anleggsområdet, kan gi betydelig lavere utlufting av et eventuelt gassutslipp. På slike dager vil man følgelig kunne ha større utbredelse av farlig gass enn konsekvensberegningene viser. Med bakgrunn i dette bør det tilstrebes å ha lagertanker for gass og lignende så langt ut mot fjorden (sør) som mulig.

I *Temaveiledning om prosessanlegg*, er det gitt et par anbefalinger som også bør gjelde her:

Avstand mellom enkelte utstyrsenheter kan bestemmes ut fra beregninger av varmpåkjønning hvis lekkasjer antennes, eller det kan brukes avstandstabeller basert på industripraksis. Det må rettes spesiell oppmerksomhet mot fyrte enheter som ovner og kjeler, og mot roterende utstyr. Ovner og kjeler bør helst stå oppvinds i forhold til fremherskende vindretning og med god avstand til øvrig utstyr som inneholder brannfarlig vare. Det anbefales minimum 15 m.

Pumper og kompressorer bør ikke plasseres under utstyr eller rørgater når det ikke er foretatt spesielle beskyttelsestiltak. Det anbefales en horisontal avstand på minimum 2 m til nærmeste utstyrsenhet eller rørledning. Det er uklart om dette er relevant i forhold til eksempelvis smøreoljepumpene i industrikraftverket.

14.8.1 Sikringsfelt

Sikringsfelt angir den minste avstand fra anlegg med brannfarlig vare (tank, beholder og lignende) der tredjeperson (utenforstående) skal kunne oppholde seg med rimelig sikkerhet, selv om det skulle oppstå uhell som f. eks lekkasje, brann, eksplosjon, utslipp eller lignende. I sikringsfeltet skal tredjepersons aktiviteter heller ikke være noen risiko for anlegget. Sikringsfelt skal være merket, men trenger ikke gjerdes inn. I en næringspark kan virksomhetene ha overlappende sikringsfelt.

Basert på foreløpig design kan det være rimelig å basere sikringsfeltet på lekkasje fra gasstilførselsystemet mellom TR-stasjon og industrikraftverket. Som Kapittel 14-1 viser, er dette en hendelse både med forholdsvis høy sannsynlighet og et visst konsekvenspotensial. Konsekvensberegningene viser en fareavstand på 30 - 50 m (avhengig av høydebegrensninger). Et sikringsfelt på 50 m rundt de gassførende delene av anlegget kan således være en rimelig anbefaling ut fra konseptuelt design.

14.9 Konklusjon

Så lenge forutsetningene og antagelsene er gyldige og anbefalte tiltak vurderes nøye og implementeres i fornuftig utstrekning (gjelder særskilt hendelser som havner i gult ALARP-område), anser Industrikraft Møre AS det for sannsynlig at risikoen i forbindelse med det planlagte kraftverket vil kunne gjøres akseptabel.

15 Kildehenvisning

Direktoratet for naturforvaltning (www.dirnat.no)

Fylkesdelplan for inngrepsfrie naturområder. Møre og Romsdal Fylkeskommune. Mai 2000.

Havsul I AS, februar 2006. Konesjonssøknader og konsekvensutredninger for Havsul I, Sandøy kommune.

Havsul IV AS, februar 2006. Konesjonssøknader og konsekvensutredninger for Havsul IV, Eide og Averøy kommuner.

Industrikraft Møre, 21.12.2005. Melding om planlegging av industrikraftverk i Elnesvågen - Fræna kommune.

Industrikraft Møre AS, ”Melding om planlegging av industrikraftverk i Elnesvågen – Fræna kommune”, Molde, 20.12.05. (Melding sendt NVE).

Istad Nett AS, mai 2006. Kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2006.

Istad Nett, desember 2006. Nettanalyse for industrikraftverk i Fræna.

Istad Nett, desember 2005. Vurdering av behov for tiltak i 132 kV spolejordet Møre-nett.

Istad Nett AS, ”Lokal energiutredning – Molde kommune 2005”, www.istad.no.

Istad Nett AS, ”Lokal energiutredning – Fræna kommune 2005”, www.istad.no.

Justis- og politidepartementet, ”LOV 1959-10-23 nr 03: Lov om overføring av fast eiendom”
<http://www.lovdata.no/cgi-wift/wiftldrens?usr/www/lovdata/all/hl-19591023-003.html>

Kartlegging av naturtyper i Fræna kommune. Rapport utarbeidet av J.B.Bjordal nr.5-2005.

Lyse Gass AS, ”Utslippssøknad for Rogass-prosjektet”,
http://www.sft.no/nyheter/dokumenter/lysegass_utslippssoknad070803.pdf.

Lysenor, ”Rapport”. Utarbeidet for Naturgass Møre AS, november 2006.

Marintek: ”*Framtidsbilde for norsk naturgassdistribusjon, 2015 – 2025*”, Rapportnr. 222067.00.01, 2005. Oppdragsgiver: Enova SF.

Miljøverndepartementet, ”LOV 1985-06-14 nr 77: Plan- og bygningslov”.
<http://www.lovdata.no/all/hl-19850614-077.html>

Naturgass Vest AS v/ T. Johannesen og P. Wiberg: "Rørstudie – Teknisk og økonomisk utredning av gassdistribusjonssystem fra Aukra til Fræna", Dok. nr. 6220-NGV-Z-R-0001.doc, 2003. Oppdragsgiver: Naturgass Møre AS.

Norsk Hydro: "Anskaffelser i Ormen Lange", Trondheim, mars 2004,
<http://www.hydro.com/ormenlange/library/attachments/Anskaffelser%20mars%2004.pdf>.

Norsk Hydro: "Ormen Lange Transport: Konsekvensutredning, Nytt transportsystem for gass fra Nyhamna via Sleipner til Easington (Storbritannia)", 37-00-NH-F15-00052, august 2003.
Olje- og Energidepartementet, "Naturgassloven",
<http://www.lovdata.no/all/hl-20020628-061.html>.

Olje- og Energidepartementet, "Fakta 2005: Energi- og vassdragsvirksomhet i Norge", 2005.

Olje- og Energidepartementet, "Naturgassforskriften",
<http://www.lovdata.no/for/sf/oe/xe-20031114-1342.html>.

Olje- og Energidepartementet, "Delegering til NVE etter naturgassforskriften"
<http://www.lovdata.no/cgi-wift/wiftldrens?usr/www/lovdata/for/sf/dl/oe-20040923-1292.html>.

Olje- og Energidepartementet, "LOV 1996-11-29 nr 72: Lov om petroleumsvirksomhet".
<http://www.lovdata.no/cgi-wift/wiftldrens?usr/www/lovdata/all/hl-19961129-072.html>

Olje- og Energidepartementet, "Forskrift til lov om petroleumsvirksomhet"
<http://www.lovdata.no/cgi-wift/wiftldrens?usr/www/lovdata/for/sf/oe/xe-19970627-0653.html>

Oljeindustriens Landsforening, "RKU Norskehavet. Regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomheten i Norskehavet", utarbeidet av Statoil på vegne av OLF, 2003
<http://www.npd.no/Norsk/Emner/Ytre+miljo/Miljo/Regionale+konsekvensutredninger/Norskehavet+RKU/Rapporter/RKU+Norskehavet+2003+hoved+N1.htm>

Reinertsen Engineering: "Traséstudie – sjørør fra Nyhamna til Fræna", Dok. nr. 110110 – 01, 2004. Oppdragsgiver: Naturgass Møre AS.

Riksantikvaren, Brev fra Riksantikvaren til Hustadmarmor AS datert 15.08.2006: "Melding om ferdigstilte arkeologiske granskingar. Reguleringsplan for Hustadmarmor vest, gnr.19, Fræna kommune, Møre og Romsdal".

Statnett SF, august 2006. Kraftsystemutredning for sentralnettet 2006-2025.

Statnett SF, august 2006. Nettutviklingsplan for sentralnettet 2006-2025.

Statnett SF, juni 2004. Kraftsystemutredning for sentralnettet 2004.

Statnett SF, mars 2006. Systemstudie: Nettilknytning Ormen Lange – Mulighet for restforbruk ved Nyhamna etter utfall av Viklandet-Fræna.

Statnett SF, 02.05.2005. Maksimal framtidig kortslutningsytelse ved Fræna og Nyhamna.

[Statkraft, januar 2005. Konesjonssøknad Fræna vindpark – Fræna kommune.](#)

[Statkraft, juni 2006. Fræna vindpark. Fræna kommune. Tillegg til konsesjonssøknad – nytt forslag til utbyggingsløsning.](#)

Strålevern Rapport 2005:8: "Forvaltningsstrategi om magnetfelt og helse ved høyspentanlegg." Datert 31.05.2005.

Sweco Grøner, januar 2006. Havsul I, Havsul II og Havsul IV. Analyse av nettilknytning.

Sjøservice, "Sjøtraséalternativer for lokal gassdistribusjon i Aukra-Fræna regionen. Sammendragsrapport etter oppmåling og visuelle sjøbunnsundersøkelser gjennomført mai 2003", 2003. Oppdragsgiver: Naturgass Møre AS.

Sjøservice, "Gassrørtrasé Aukra – Fræna, Rapport etter multistråleoppmåling og undersøkelser med ROV, september 2006". Oppdragsgiver: Naturgass Møre AS.

Sjøservice AS, 2006: "*Gassrør Aukra – Fræna, Rapport etter traséundersøkelser gjennomført september 2006*". Oppdragsgiver: Naturgass Møre AS.

Appendiks 1 – vedlegg til kap. 7 – Tilknytning Gassrør

Beregnet gasskomposisjon for regionalt gassuttak ved Nyhamna. Gasskomposisjonen gjelder både for uttak på 70 barg og 227 barg. (Kilde: Norsk Hydro, “Ormen Lange typical dry gas composition and properties, Source Process Simulation Report 37-1A-AK-C15-00003 rev.03F”).

Main simulation case for early production life. Design case for the gas system	
Temperature (C)	39.39
Pressure (bar)	228
Molecular Weight	17.35
Mass Density (kg/m3)	185.2
Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	3.376
Z Factor	0.8219
Viscosity (cP)	0.02259
Cp/Cv	1.801
GAS COMPOSITION	
Comp Molar Flow	[%vol]
Nitrogen	0,356
CO2	0,265
Methane	93,950
Ethane	3,457
Propane	1,251
i-Butane	0,212
n-Butane	0,277
i-Pentane	0,083
n-Pentane	0,075
6305-01*	0,045
6305-02*	0,028
6305-03*	0,001
6305-04*	0,000
H2O	0,001
Total	100,000

Appendiks 2 – Vedlegg til kap. 8 – Berørte grunneiere

Grunneier		G. nr.	Br. nr.	ca. lengde(meter)
Hustadmarmor AS		42	326	80
Hatlebakk	Asbjørg	42	14	25
Rv.				10
Hatlebakk	Asbjørg	42	14	10
Fæna kommune		42	296	220
Pedersen	Aage Peder	42	347	25
Pedersen	Björg Anita	42	347	
Hatlebakk	Asbjørg	42	14	80
Monøy	Aud Eli Eidem	42	8	145
Eidem	Gunstein Ingar	42	8	
Eidem	Knut Andreas	42	8	
Tornes	Svein Eilif	42	11	
Tornes	Otto	42	11	
Tornes	Einar	42	11	
Tornes	Søren Edvin Kåre	42	11	
Eide	Inger Elsa	42	11	
Knutson	Aase	42	11	
Håseth	Harry Marvin	17	7	100
Johansen	Inger Marie	17	7	
Sagmoen	Magnhild Synnøve	17	7	
Hjelle	Elsa Ingrid	17	7	
Tornes	Oddny	17	7	
Johansen	Gerd Tonny Håseth	17	7	
Hauge	Gyda Sylvia	17	7	
Håseth	Odd Sigmund	17	7	
Håseth	Frank Herman	17	7	
Eidem	Martin	42	1	300
TIKI AS		17	9	100
Håseth	Bjørn	19	6	120
Statnett ASA				40

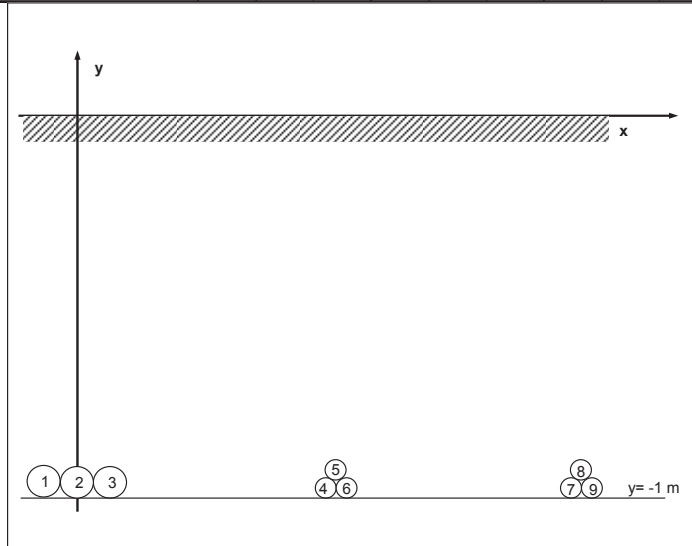
Appendiks 3 – Vedlegg til kap. 8 – Beregning av magnetiske felt

Forutsetninger

Felmåling 1,5 meter over bakken
 Bunn kabelgrøft 1 meter under bakken
 Ytterdiameter 420 kV kabel 13,1 cm
 Ytterdiameter 132 kV kabel 8,3 cm
 Avstand mellom kabelsett 300 cm

Det er ikke hensyntatt lukket skjerm, som vil gi lavere felt enn beregnet.

Kabel	IKM-Fræna			Fræna-HM 2			Fræna-HM 1		
Spenning	420 kV			132 kV			132 kV		
Overføring	430 MW			65 MW			85 MW		
Strøm	600 A			280 A			370 A		
Kabel nr.	1	2	3	4	5	6	4	5	6
Vinkel strøm (grader)	-120	0	120	-300	-180	-30	-300	-180	-30
x	-0,262	0,000	0,262	2,959	3,000	3,042	5,959	6,000	5,959
y	-0,935	-0,935	-0,935	-0,959	-0,887	-0,959	-0,959	-0,887	-0,959



strøm - fase - geometri

	Strøm [A]	Fase [°]	X-pos [m]	Y-pos [m]
I1	600	120	-0.262	-0.935
I2	600	0	0	-0.935
I3	600	-120	0.262	-0.935
I4	280	-300	2.959	-0.959
I5	280	-180	3	-0.887
I6	280	-60	3.042	-0.959
I7	370	-300	5.959	-0.959
I8	370	-180	6	-0.887
I9	370	-60	6.042	-0.959

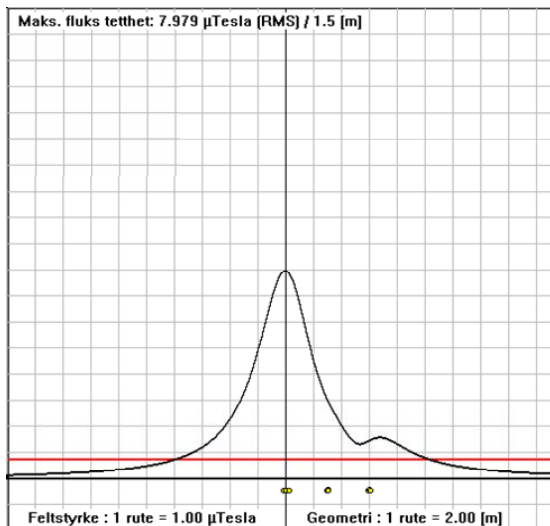
☐ Turbo Beregnet i høyde [m]: 1.5

☐ Roterende vektor Tesla skala: 1.000

☒ Kopi til utklippstavle

XY-skala: ☐ x1 ☐ x2 ☒ x5

☒ OK



Appendiks 4 – Vedlegg til kap. 9 – Marint liv

Arter observert på fjordbunnen i Harøyfjorden mellom Aukra og Fræna

Marint liv observert september 2006	
Transekt 1: 190 m dyp	
Bløtbunn	
Norsk navn	Latinsk navn
Rødpølse	Sticopus tremulus
Svarthå	Etmopterus spinax
Dypvannsreke	Pandalus borealis
Sjøkreps	Nephrops norvegicus
Mudderbunnsjørese	Bolocera tuedidae
Hågjel	Galeus melastomus
Trollhummer	Munida sp.
Havmus	Chimaera monstrosa
Stor piperenser	Funiculina quadrangularis

Arter observert på fjordbunnen i Harøyfjorden mellom Aukra og Fræna.

Marint liv observert september 2006	
Transekt 2: Harøyfjorden øst, 154 m dyp	
Bunntype: Bløtbunn med noe innslag av stein og grus	
Norsk navn	Latinsk navn
Lange	Molva molva
Hågjel	Galeus melastomus
Trollhummer	Munida sp.
Havmus	Chimaera monstrosa
Kamelonsjöstjerne	Henricia sp.

Arter observert på fjordbunnen i Harøyfjorden mellom Aukra og Fræna.

Marint liv observert september 2006	
Transekt 1: Harøyfjorden vest, 200 m dyp	
Bunntype: Bløtbunn	
Norsk navn	Latinsk navn
Sjøkreps	Nephrops norvegicus
Rødpølse	Sticopus tremulus
Stor piperenser	Funiculina quadrangularis
Vanlig sjøfjær	Pennatula phosphorea
Havmus	Chimaera monstrosa
Svarthå	Etmopterus spinax
Mudderbunnsjørese	Bolocera tuedidae

Arter observert ved landfallene ved Nyhamna, Levran og Sandvika.

Marint liv observert september 2006 Transekt: Landfallsområder Nyhamna – Levran - Sandvika	
Norsk navn	Latinsk navn
<i>Fisk:</i>	
Svarthå	Etmopterus spinax
Hågjel	Galeus melastomus
Havmus	Chimaera monstrosa
Lange	Molva molva
Torsk	Gadus morhua
Breiflabb	Lophius piscatorius
<i>Pigghuder:</i>	
Rødpølse	Sticopus tremulus
Kamelonsjøstjerne	Henricia sp.
Sjølilje	Crinoidea
Sjøkjeks	Ceremaster granularis
<i>Krepsdyr:</i>	
Dypvannsreke	Pandalus borealis
Sjøkreps	Nephrops norvegicus
Trollhummer	Munida sp.
Taskekrabbe	Cancer pagurus
Trollkrabbe	Lithodes maja
<i>Pølseormer:</i>	
Grønn pølseorm	Bonellia viridis
<i>Nesledyr:</i>	
Mudderbunnsjorose	Bolocera tuedidae
Stor piperenser	Funiculina quadrangularis
Vanlig sjøfjær	Pennatula phosphorea
<i>Svampdyr:</i>	
Viftesvamp	Phakellia ventilabrum
Kålrabisvamp	Geodia sp.
Uidentifiserte svamper	Porifera
<i>Alger:</i>	
Sukkertare	Laminaria saccharina
Tare	Laminaria sp.

Appendiks 5 – Utredningsprogram fra NVE

Industrikraft Møre AS

Vår dato:

Vår ref.: NVE 200504705-32

Arkiv: 912-513.2/

Deres dato:

Deres ref.:

Saksbehandler:

Henriette Rogde Haavik

22 95 94 65

Industrikraft Møre AS - Fastsetting av utredningsprogram

Vi viser til Deres melding av 21.12.2005, tilleggsopplysninger av 18.5.2006, møter om saken, mottatte høringsuttalelser og våre vurderinger i vedlagte "Bakgrunn for utredningsprogram" av 9.8.2006.

I medhold av plan- og bygningslovens § 33-4 og forskrifter om konsekvensutredning, fastsetter herved Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) et utredningsprogram (UP) for Industrikraft Møre sitt planlagte gasskraftverk i Fræna, Møre og Romsdal fylke.

NVE har forelagt utredningsprogrammet for Miljøverndepartementet iht. forskrift om konsekvensutredninger av 1. april 2005 § 7.

Industrikraft Møre (IKM) meldte 21.12.2005 et 420 MW gasskraftverk med CO₂-håndtering (netto 360 MW etter CO₂-rensing), med nettilknytning til det nye 420-kV sentralnettpunktet i Fræna. Gasskraftverket skal forsynes med naturgass fra Ormen Lange feltet via en gassrørledning.

Den 18.5.2006 mottok NVE tilleggsopplysninger fra IKM om at de også vurderer en trinnvis utbyggingsløsning som i første omgang vil omfatte en gasturbin på ca 100 MW, alternativt ca 200 MW. IKM viser til at Statnett har antydnet en underdekning fra år 2008 på 2-400 MW. Iht Stortingsmelding nr. 18 Om forsyningssikkerheten for strøm mv. 2003-2004, har Statnett mulighet til å supplere markedet med ekstra sikkerhet i en svært anstrengt situasjon, dvs. å gjennomføre andre nødvendige tiltak enn nettinvesteringer. IKM viser til at en trinnvise løsning allerede vil kunne være på plass 2007/2008 og at de ser på muligheten for at dette vil kunne erstatte eventuelle mobile gasskraftverk i regi av Statnett.

Spørsmål vedrørende gassleveranse, eventuell CO₂-deponering og nettilknytning må være avklart før et konsesjonsvedtak kan fattes.

Utredningen skal kun omfatte de alternativene som omsøkes. Konsekvenser av gasskraftverket med tilhørende infrastruktur, heretter kalt "tiltaket", skal utredes.

Konsekvensutredningen skal i nødvendig utstrekning omfatte de punkter som er skissert i vedlegg IX i forskrift om konsekvensutredninger av 1.4.2005. På bakgrunn av forskriften, forslag til utredningsprogram, innkomne høringsuttalelser og egne vurderinger fastsetter NVE følgende utredningskrav:

Begrunnelse for tiltaket

Det skal gis en kort begrunnelse for tiltaket. Herunder skal det begrunnes hvorfor IKM har valgt det meldte området til lokalisering av gasskraftverket samt valg av størrelsen og utbyggingstakt.

Forholdet til andre planer

- På bakgrunn av tilgjengelig kunnskap skal det gis en kort beskrivelse av forventet utvikling i planområdet og tilgrensende områder dersom gasskraftverket ikke realiseres. Beskrivelsen skal inkludere temaene landskap, friluftsliv og ferdsel, biologisk mangfold, annen arealbruk og andre temaer som anses som relevante.
- Det skal gis en oversikt over eventuelle offentlige og private tiltak som vil være nødvendige for gjennomføringen av tiltaket.
- Forholdet til eventuelle kommunale eller fylkeskommunale planer for planområdet eller andre områder som indirekte berøres av tiltaket skal beskrives. Eventuelle konflikter med andre planer skal vurderes.
- Andre planer, målsetninger eller retningslinjer for området som IKM er gjort kjent med skal beskrives dersom de vurderes som relevante. Det skal gjennomføres en kort drøfting av tiltakets mulige konsekvenser for disse.
- Det skal oppgis om tiltaket krever tillatelser fra andre offentlige myndigheter enn NVE.

Utslipp til luft

- Utslipp fra gasskraftverket skal beskrives for alle vesentlige utslippskomponenter, herunder bla karbondioksider (CO₂), karbonmonoksider (CO), svoveloksider (SO_x), nitrogenoksider (NO_x), aminer(NH₃), VOC og partikler (PM₁₀) samt eventuelle andre utslipp fra renseanlegg for CO₂. Utslippene skal presenteres sammen med andre vesentlige utslippskilder i regionen, og vurderes i forhold til nasjonale målsetninger og regelverk. Klimagassutslippene og NO_x-utslippet skal også vurderes i forhold til internasjonale forpliktelser.
- Mengden NO_x-utslipp fra anlegget skal oppgis og det skal gis en beskrivelse av mulige konsekvenser av NO_x-utslipp for eventuelle sårbare og vernede arter, viktige naturtyper og vernede områder. Konsekvensene ved overskridelser av anbefalte verdier for NO₂, skal også utredes.

- Det skal redegjøres for avbøtende tiltak for reduksjon av NO_x-utslipp (til mindre enn 5 ppm). Konsekvensene av dette og hvilke kostnader dette vil medføre skal utredes.
- Det skal gjøres en optimalisering av skorsteinshøyde og høyde på et eventuelt absorpsjonstårn for aminrensing basert på meteorologiske målinger og spredningsberegninger.
- Kraftverket og fangstanlegget for CO₂ sin betydning for lokal dis- og ozondannelse skal utredes.
- Det skal lages en detaljert beskrivelse av lokale resipientforhold og beregnede virkninger på land og i luft av alle utslipp og eventuelt avfallstrømmer som følger av gasskraftverket, CO₂-fangstanlegg og PCC-produksjonsanlegget.
- Utslipp til luft skal beskrives med tanke på spredning, det skal også utredes om utslipp under normal drift og ved akutte utslipp vil ha miljømessige effekter lokalt og regionalt samt eventuelle helseeffekter.
- Alle utslipp ved produksjon av PCC må utredes. For selve produktet PCC må det beskrives hvordan CO₂ forblir bundet i produktet i de aktuelle hovedbruksområder og deretter ved avfallshåndtering (f.eks. som returpapir til papirproduksjon og ved forbrenning i ulike avfallsanlegg).

Utslipp til sjø

- Det skal lages en detaljert beskrivelse av lokale resipientforhold og beregnede virkninger i sjø av alle utslipp og eventuelt avfallstrømmer som følger av gasskraftverket, CO₂-fangstanlegg og PCC-produksjonsanlegget.
- Behovet for kjølevann skal beskrives og valg av kilde for kjølevann skal begrunnes.
- Mengde, innlagring og spredning av kjølevann skal beskrives. Det skal tas hensyn til utslipp fra eksisterende industri. Det skal utredes hvordan utslippene kan ledes ut i sjøen for å ikke gi negative miljøpåvirkninger i resipienten.
- Det skal utredes om utslipp av oppvarmet kjølevann vil kunne påvirke biologiske og/eller andre prosesser i sjøen.
- Tiltak for å unngå tilsetning av kjemikalier til kjølevann skal beskrives. Dersom kjemikalier må benyttes skal det redegjøres for hvilke kjemikalier som er tenkt brukt, samt mengder og doseringsmetode. Spredning i resipienten skal beregnes og eventuelle miljømessige konsekvenser av bruken skal utredes.
- Mulig anvendelse av oppvarmet kjølevann utenfor tiltaket skal beskrives.

Gassrørledning

- Aktuelle rørtraseer skal beskrives og tegnes inn på sjøkart. Alternativene skal beskrives med tanke på frie gassrørledningsspenn, eventuelle restriksjoner på eksisterende ankringsområder og innseilingsområder til eksisterende og planlagte kaianlegg i området.
- Områder for nedgraving/spyling og overdekking, dybder for overdekning og metode og utstyr for gjennomføring av dette må presenteres. Mulige miljøkonsekvenser av rørleggingen og forslag til avbøtende tiltak, herunder i forhold til leggemetoder, skal beskrives
- Eventuelle restriksjoner i tilknytning til gassledningen fra Nyhamna til gasskraftverket skal beskrives. Her skal eventuelle sikkerhetssoner og mulig fremtidig arealbruk beskrives.
- Eventuelle konsekvenser for bruken av de tre eksisterende ankringsområdene i Frænfjorden samt risiko ved uforutsett bruk av anker eller havari/forlis herunder eventuell skade/brudd på ledning må utredes.
- Det skal beskrives hvem som vil ha det endelige ansvaret for gassrørledningen av prosjektet.
- Det skal beskrives om de forskjellige rørtraseene vil stenge for muligheter til i framtiden å få gass fram til Harøysund industriområde.
- Det skal kort sees på muligheten for å parallellføre gassrørledning med eksisterende og eventuelt planlagte nye sjøledninger. Et overslag av kostnadsforskjeller dersom dette kan gjennomføres skal også presenteres.
- Gassrørets dimensjon, driftstrykk og eventuelle planlagte T-stykker skal beskrives.
- Marine naturtyper langs de alternative traseene skal beskrives

Støy

- Det skal gjøres støyberegninger og utarbeides støysonekart for tiltaket i driftsfasen. Støynivået ved nærmeste bebyggelse skal vurderes spesielt.
- Behovet for støyreducerende tiltak skal vurderes og da særlig for den nærmeste bebyggelsen. Aktuelle avbøtende tiltak skal beskrives.

Landskap

- Det skal gis en kort beskrivelse av landskap, kulturmiljø og nærliggende bebyggelse og konstruksjoner ved de omsøkte alternative kraftverkstomtene.
- Det skal foretas en vurdering av hvordan anlegget kan tilpasses landskap og bebyggelse (orientering og detaljlokalisering av anlegget, fargevalg og lignende).
- Det skal gis en nøyaktig beskrivelse av plassering og avgrensning av tiltaket.

Andre miljøforhold

- Avfallshåndtering i anleggs- og driftsfase må beskrives, herunder også avfall fra CO₂-rensing.
- Ferskvannsbehov og dekning av dette skal beskrives.
- Sannsynligheten for akutte utslipp til luft/vann/grunn må vurderes samt miljørisikoen ved slike utslipp. Planlagt forebyggende og beredskapsmessige tiltak mot akutt forurensing skal også beskrives.
- Konsekvensene ved eventuell lagring av CO₂ i akviferer skal utredes, her må det blant annet sees nærmere på konsekvensene for marin natur.

Friluftsliv, ferdsel og fiskeriinteresser

Det skal gis en beskrivelse av dagens bruk av de aktuelle sjøområdene og områdenes verdi for friluftsliv og utøvelse av fiske. Mulige konflikter og behov for avbøtende tiltak skal beskrives.

Kulturminner

- Kjente automatisk fredede kulturminner og nyere tids kulturminner innenfor planområdet skal beskrives og vises på kart. Potensialet for funn av ukjente automatisk fredede kulturminner skal angis på land og i vann. Kulturminnenes verdi skal vurderes.
- Direkte og indirekte konsekvenser av tiltaket for kulturminner og kulturmiljø skal beskrives og vurderes. Tiltaket skal visualiseres fra verdifulle kulturminner og kulturmiljø som blir vesentlig berørt av tiltaket.
- Det skal kort redegjøres for hvordan eventuelle konflikter med forekomster av kulturminner og kulturmiljø kan unngås ved plantilpasninger.

Fremgangsmåte:

Eksisterende dokumentasjon skal gjennomgås, eventuelt suppleres med befaringer og kontakt med lokalkjente.

Fiskeri og skipsfart

- Fiskeri- og havbruksnæringen i utbyggingsområdene skal beskrives og eventuelle konsekvenser grunnet tiltaket skal vurderes.
- Skipsfarten i området og aktuelle seilingstraseer skal beskrives, sammen med behovet for losbordingssted, taubåtassistanse og alternative ankringsområder utover de tre områdene i Frænfjorden.

- Bruken av skip i anleggs- og/eller driftsfase herunder forventet skipstyper/størrelse og aktuelle seilingstraseer skal beskrives sammen med eventuelle behov for innsnevring og/eller stengning av farvann i anleggs og driftsfasen. Behov for losbordingssted, taubåtassistanse og alternative ankringsområder utover de tre områdene i Frænfjorden skal også beskrives.
- Eventuelle sikkerhetsavstander i sjø utenfor landanlegget og langs røret skal beskrives sammen med eventuelle konsekvenser for annen sjøferdsel.

Infrastruktur

- Det skal redegjøres for nødvendig etablering av infrastruktur ved aktuelle utbyggingsalternativer, og da særlig med tanke på gassrør og forsterkning av kraftledningsnettet i regional- og sentralnettet. Eventuelle konsekvenser av etablering av infrastruktur skal beskrives.
- Nødvendig anlegg og infrastruktur mellom sannsynlig ilandføringspunkt for gass og gasskraftverket skal beskrives. Eventuelle behov for buffergasstank og/eller oljetank og det sikkerhetsmessige aspektet ved lokalisering av slike tanker, skal utredes.
- Det skal kort beskrives hvordan tiltaket med tanke på nettkapasitet vil påvirke eventuell annen fremtidig innmating i sentralnettet i området. Her må det tas hensyn til planlagte kraftutbygginger i regionen.

Fremgangsmåte:

Tiltakshaver må kontakte bla. Havgul, Istad Nett, Statkraft SF og Statnett for å samordne og finne en optimal løsning som sikrer forsvarlig drift av nettet.

Samfunnsmessige konsekvenser

- Muligheten for å integrere gasskraftverket med eksisterende og planlagt industri i regionen med tanke på bedre energiutnyttelse, herunder spillvarme og damp, skal vurderes.
- Tiltakets inntektsmessige virkninger for kommunal sektor, og virkninger for eksisterende og fremtidig aktivitet og sysselsetting lokalt og regionalt, skal vurderes.
- Det skal beskrives om næringslivet i Fræna kan dra nytte av gassen, og eventuelt hvilke positive konsekvenser dette kan ha for næringslivet og samfunnet for øvrig.
- Eventuelle andre prosjekter som tiltaket er avhengig av skal kort presenteres, sammen med forutsetninger for at disse realiseres.
- Det skal kort beskrives hvordan miljøvennlig gasskraftproduksjon i Fræna kan åpne for elektrifisering og senking av CO₂-utslippene på sokkelen.

Teknologi

- Den valgte gasskraftteknologien skal verifiseres, begrunnes og presenteres. Det skal inkluderes en beskrivelse av den aktuelle teknologien for CO₂-fangst, hvordan og hvilke mengder CO₂ som vil bli håndtert på hvilke måter og hvordan lagringen er sikret mot framtidig utlekking til atmosfæren.
- Aktuelle felt hvor CO₂ kan benyttes til EOR, skal også beskrives.
- Gasskraftverkets el- og varmekvinningsgrad skal beskrives sammen med eventuelle mulige tiltak for å øke energieffektiviteten.
- De ulike alternative renseteknologiene skal sammenlignes med konvensjonelt gasskraftteknologi med tanke på energieffektivitet og CO₂-utslipp.
- Dersom det vurderes ettermontering av separasjonsanlegg, skal det fremgå hvordan anlegget skal tilrettelegges for dette og hvilke begrensninger en ettermontering legger på valg av separasjonsteknologi.
- Det skal gjennomføres risiko- og sårbarhetsanalyse knyttet til gassrørledningen og gasskraftverk med CO₂-håndtering. Hvem som har ansvar for sikkerhet i tilfelle noe skjer, samt eventuelle sikkerhetssoner rundt gasskraftverk og gassrørledning skal også beskrives.
- Det må utredes hvordan energiutnyttelse av naturgassen kan optimaliseres gjennom integrering av produksjonsanlegget for PCC (precipitated calcium carbonate), gasskraftverket og eventuelt eksisterende industri.
- Lokale utslipp ved brenning av kalk til PCC produksjon skal beskrives, samt muligheten for å håndtere disse CO₂-utslippene.
- Det skal beskrives nærmere om det er aktuelt å tilsette innfangete CO₂ til eksportgass som en midlertidig løsning og hvilke mengder og tidsperspektiv det vil være snakk om.

Økonomi

- Det skal kort redegjøres for antatte drifts- og investeringskostnader for gasskraftverk med CO₂-håndtering, gasskraftverk med forsinket driftsstart for CO₂-separasjonsanlegg, CO₂-injisering inkludert CO₂-transport gassrørledning til planområdet og fra planområdet. Det skal kort skisseres hvilke elementer som er inkludert i kostnadsberegningene, her må det fremkomme hvilke kostnader som er beregnet for fangst og deponering av CO₂ og hvilke forutsetninger (el-pris, gasspris, kvotepris, CO₂-pris) som er lagt til grunn.
- Årlige forventede innmatningskostnader skal oppgis.
- Kostnadene ved CO₂-rensing og -lagring skal beregnes og sammenlignes med kostnadene for et konvensjonelt gasskraftverk i tilsvarende størrelse og med et konvensjonelt gasskraftverk på ca 400 MW.

Metode og samarbeid

Industrikraft Møre skal ta kontakt med berørte myndigheter og organisasjoner under utredningsarbeidet.

De ulike alternativene må presenteres slik at de kan sammenlignes innbyrdes og konklusjonene presenteres, slik at det fremgår hvordan ulike momenter er vurdert og vektlagt og at høringsinstansene kan etterprøve vurderingene i konsekvensutredningen.

Det skal kort redegjøres for datagrunnlag og metoder som er brukt for å beskrive konsekvensene, og eventuelle faglige eller tekniske problemer ved innsamling og bruk av dataene og metodene.

Det skal angis en kort og oversiktlig sammenstilling av konsekvensene av de forskjellige alternativene med tanke på teknologi og plassering.

Miljøverndepartementets veileder T-1177 "Konsekvensutredninger etter plan- og bygningsloven", gir informasjon om og veiledning for arbeidet med enkelttemaene miljø, naturressurser og samfunn. Vi viser videre til rundskriv T-2/2000 "Rundskriv om konsekvensutredninger etter plan og bygningsloven", hvor det redegjøres for regelverket.

NVE ber IKM om å ta kontakt med kommunene, grunneiere og andre berørte interesser i utredningsarbeidet. IKM oppfordres videre til å ta kontakt med NVE før søknaden med konsekvensutredning ferdigstilles og oversendes til formell behandling.

IKM bes å utforme et kortfattet sammendrag av konsekvensutredningen beregnet for offentlig distribusjon, jf. forskrift om konsekvensutredninger, § 10. NVE anbefaler at det utformes en enkel brosjyre.

Konsekvensutredningen skal foreligge samtidig med en eventuell konsesjonssøknad etter energiloven, og vil bli sendt på høring sammen med søknaden.

Med hilsen

Bjørn Wold
avdelingsdirektør

Arne Olsen
seksjonssjef

Vedlegg Bakgrunn for KU-program
Kopi Ifølge vedlagt liste

