



**Energiverk Mongstad
Kraftvarmeverk med tilhørende
ombygginger i raffineriet
Konsekvensutredning**

Juni 2005

Energiverk Mongstad

Kraftvarmeverk med tilhørende ombygginger i raffineriet

Konsekvensutredning

Juni 2005

Forord

Industrianleggene på Mongstad forbruker betydelige energimengder, hovedsakelig i form av varme. Hoveddelen av denne energien egenproduseres i dag i anleggene gjennom forbrenning av raffineri fygass. Manglende anvendelsesmuligheter for overskuddsgass har medført en lavere energieffektivitet enn ønskelig ved anleggene, samtidig som utviklingen av nye prosjekter begrenses. Energikostnadene utgjør i dag nesten halvparten av driftskostnadene på Mongstad, og en effektivisering av energiforsyningen er avgjørende for å gjøre raffineriet mer konkurransedyktig og dermed sikre en langsiktig sysselsetting på Mongstad.

Gassbehandlingsanleggene på Kollsnes og Troll A plattformen er fullt elektrifisert, og anleggene forsynes med elektrisk kraft som skaffes til veie fra det nordiske kraftmarkedet. Elektrisitetsforbruket ved anleggene var ca. 1,4 TWh i 2004. De foreliggende planer og prosjekter innebærer at behovet for elektrisitet til disse anleggene forventes å øke til nærmere 3 TWh frem mot 2020.

Basert på disse forhold har Statoil ASA inngått en intensjonsavtale med eierne i Troll-lisensen om å etablere felles energiproduksjon basert på egen råvareforsyning for industrianleggene på Mongstad samt gassbehandlingsanleggene på Kollsnes og Troll A plattformen. Prosjektet "Energiverk Mongstad" innebærer bygging av et kraftvarmeverk integrert i eksisterende industrianlegg på Mongstad. Byggingen av kraftvarmeverket utløser også behov for ombygginger i selve raffineriet. Kraftvarmeverket skal drives med fygass fra raffineriet samt naturgass fra Kollsnes forsynt til Mongstad gjennom en ny gassrørledning. Prosjektet vil forbedre Mongstad-raffineriets energiutnyttelse, gjøre raffineriet mer konkurransedyktig og sikre en langsiktig sysselsetting på Mongstad.

Elektrisitetsproduksjonen i kraftvarmeverket vil dekke raffineriets eget behov for strøm, og vil bidra til å dekke behov knyttet til Troll A plattformen og gassbehandlingsanleggene på Kollsnes. Sikker tilgang på elektrisk kraft i denne regionen er spesielt viktig for å sikre høy regularitet av de strategisk viktige norske gassleveransene til Europa over Kollsnes.

Det er samtidig nødvendig med en stabil og økende tilførsel av elektrisk kraft i Bergensregionen for å dekke opp et økende behov, særlig knyttet til olje- og gassvirksomheten, men også innen allmenn forsyning.

Størrelsen på energileveransene fra kraftvarmeverket er tilpasset raffineriets nåværende og fremtidige varmebehov. Anlegget vil ha en installert kapasitet på 350 MW til forvarming av råoljestrømmen og dampproduksjon, samt inntil 280 MW elektrisitet for å dekke eget behov på Mongstad samt ved Troll A plattformen og gassbehandlingsanleggene på Kollsnes. Kraftvarmeverket vil gi en fremtidig mulighet for å benytte over 80 prosent av energien i innfyrt brensel til varme- og strømproduksjon. Utbyggingsløsningen gir en høy varmeutnyttelse i raffineriet, og varmeproduksjonen vil erstatte eldre og mindre effektive varmekilder. For raffineriet vil dette bety en vesentlig forbedring i energieffektiviteten.

Bygging av kraftvarmeverket vil gi en svært utslippseffektiv samproduksjon av kraft og varme. Anlegget vil øke CO₂-utslippene på Mongstad med ca. 950.000 tonn/år. Siden Norge i et "normalår" er i en underskuddssituasjon på egenprodusert elektrisk kraft, vil klimagassutslippet bli redusert i et globalt perspektiv som følge av et redusert behov for import av elektrisitet. NO_x- utslippene på Mongstad vil ikke øke i forhold til dagens nivå.

Anleggene planlegges satt i drift rundt årsskiftet 2008/2009.

Innhold

1	Sammendrag.....	6
1.1	Begrunnelse for tiltaket.....	6
1.2	Utbyggingsplanene for kraftvarmeverket.....	6
1.3	Utbyggingsplanene for raffinerianlegget.....	7
1.4	Integrering av kraftvarmeverket.....	7
1.5	Nødvendig infrastruktur.....	7
1.6	Utslipp til luft.....	7
1.7	Utslipp til sjø.....	8
1.8	Støy.....	8
1.9	Samfunnsmessige konsekvenser.....	8
1.9.1	Effektbalanse og kraftbalanse nasjonalt og regionalt.....	8
1.9.2	Samfunnsøkonomiske forhold.....	9
1.10	Sikkerhet.....	9
1.11	Miljøoppfølging.....	9
2	Innledning.....	10
2.1	Bakgrunn og formål.....	10
2.2	Eierforhold og operatørskap.....	11
2.3	Lovverkets krav til konsekvensutredning.....	12
2.4	Formålet med konsekvens-utredningsprosessen.....	12
2.5	Saksbehandling og tidsplan for konsekvensutredningsprosessen.....	13
2.6	Nødvendige tillatelser.....	13
2.7	Saksbehandling for tilhørende tiltak.....	13
3	Utredningsprogram, datagrunnlag og utredningsmetodikk.....	14
3.1	Merknader fra høring av melding med forslag til utredningsprogram.....	14
3.2	Fastsatt utredningsprogram.....	14
3.3	Oversikt over utførte studier.....	14
3.4	0-alternativet.....	14
3.5	Datagrunnlag.....	14
4	Eksisterende anlegg på Kollsnes og Mongstad.....	16
4.1	Troll-anleggene.....	16
4.1.1	Videre utvikling av anleggene på Kollsnes og Troll A.....	16
4.1.2	Energiforsyning og energiforbruk.....	17
4.2	Eksisterende anlegg på Mongstad.....	18
4.2.1	Videre utvikling av virksomheten på Mongstad.....	20
4.2.2	Assosierte anlegg.....	20
4.2.3	Energiforsyning og energi-forbruk ved Mongstad-anleggene.....	20
5	Prosjektbeskrivelse.....	22
5.1	Utbyggingsplanene.....	22
5.1.1	Kraftvarmeverket.....	23
5.1.2	Oppgradering av eksisterende anlegg.....	25
5.1.3	Integrasjonseffekter mellom raffineriet og energiverket.....	27
5.2	Nødvendige infrastrukturtiltak: Naturgassforsyning og kraft-overføringsanlegg.....	28
5.3	Leveranser av elektrisitet.....	29
5.4	Alternativer til etablering av Energiverk Mongstad.....	29
5.5	Arealanvendelse og eiendomsforhold.....	30

Konsekvensutredning

5.6	Tidsplan for utbyggingen	30
5.7	Kostnader	30
5.8	Sikkerhet	30
5.9	Behov for offentlige og private tiltak	32
5.10	Avvikling	32
6	Miljømessige konsekvenser	33
6.1	Utslipp til luft	33
6.1.1	Utslipp fra eksisterende anlegg	35
6.1.2	Videre utvikling i utslippene på Mongstad (0- alternativet)	35
6.1.3	Utslipp til luft fra Mongstad med Energiverk Mongstad	37
6.1.3.1	Utslipp av CO ₂	37
6.1.3.2	Utslipp av NO _x og SO ₂	38
6.1.3.3	Diffuse utslipp (nmVOC og CH ₄)	50
6.1.3.4	Utslipp av naturgass fra gassrørledningen	50
6.2	Utslipp til sjø	51
6.2.1	Utslipp fra eksisterende anlegg	51
6.2.2	Videre utvikling i utslippene på Mongstad (0- alternativet)	51
6.2.3	Forventede utslipp fra Energiverk Mongstad	51
6.3	Støy	53
6.3.1	Støysituasjonen på Mongstad i 0- alternativet	53
6.3.2	Støy fra Energiverk Mongstad	54
6.4	Avfallshåndtering	55
6.4.1	Dagens avfallshåndtering på Mongstad	55
6.4.2	Avfallshåndtering Energiverk Mongstad	55
6.5	Landskapsestetiske konsekvenser	56
6.5.1	Landskapsmessige virkninger av eksisterende anlegg	56
6.5.2	Landskapsmessige virkninger av Energiverk Mongstad	56
7	Mulige tiltak for å redusere negative miljøvirkninger	58
7.1	Internasjonale avtaler	58
7.1.1	Begrensning av forurensning og beste tilgjengelige teknikk (IPPC- direktivet og BAT)	59
7.1.2	Samproduksjon av elektrisitet og varme (CHP- direktivet)	60
7.2	Mulige tiltak for å redusere utslipp av CO ₂	60
7.2.1	Teknologi for reduksjon av CO ₂ - utslipp	60
7.2.2	Mekanismer under Kyotoavtalen	63
7.2.3	CO ₂ fra Mongstad til injeksjon/ deponering i Utsira-formasjonen – et eksempel	64
7.3	Mulige tiltak for å redusere utslipp av NO _x	73
8	Samfunnsmessige konsekvenser	76
8.1	Forsyningssituasjonen for elektrisitet	76
8.1.1	Forholdet til regional og nasjonal elproduksjon og -forsyning	76
8.1.2	Effektbalansen i Norge	78
8.1.3	Kraftsituasjonen i Nord-Europa	78
8.1.4	Regional kraftforsyning	79
8.2	Trafikkmessige konsekvenser	81
8.3	Sosiale og helsemessige konsekvenser	81
8.4	Samfunnsøkonomiske forhold	81
8.4.1	Investerings- og driftskostnader	81
8.4.2	Metode	82

Konsekvensutredning

8.4.3	Kontraksstrategi	82
8.4.4	Vare- og tjenesteleveranser	82
8.4.5	Sysselsettingsvirkninger.....	83
8.4.6	Eiendomsskatt	84
8.5	Videre industriutvikling på Mongstad	84
9	Oppfølgende tiltak og undersøkelser.....	86
9.1	Oppfølging av tiltak i konsekvensutredningen.....	86
9.2	Miljøovervåkning på Mongstad	86
	Vedlegg A Fastsatt utredningsprogram	87
	Vedlegg B - Sammendrag fra konsesjonssøknad med konsekvensutredning for gassrørledning Kollsnes-Mongstad.....	103
	Vedlegg C - Støysonekart.....	109
	Vedlegg D – Målepunkter for støy	110

1 Sammendrag

Statoil planlegger bygging av et kraftvarmeverk på Mongstad samt tilhørende ombygginger i raffineriet. Denne konsekvensutredningen dekker begge disse delene av prosjektet.

Kraftvarmeverket krever at det bygges en ny rørledning for naturgass mellom Kollsnes og Mongstad. Det er utarbeidet en separat konsesjonssøknad med tilhørende konsekvensutredning for denne rørledningen. Et sammendrag av denne er gitt i vedlegg B.

Samlet utgjør kraftvarmeverket, raffinerioppraderingen og rørledningen delprosjektene i hovedprosjektet Energiverk Mongstad (EVM).

Anleggene planlegges med oppstart ved årsskiftet 2008/2009.

1.1 Begrunnelse for tiltaket

Hoveddrivkraften bak planene for EVM er å styrke og bevare Mongstad- raffineriets posisjon som en kostnadseffektiv leverandør av raffinerte petroleumsprodukter, samt å videreutvikle en robust og langsiktig konkurranseposisjon for Mongstad som industristed.

Kraftvarmeverket vil produsere varme og elektrisk kraft til industrianleggene på Mongstad samt elektrisk kraft til gassbehandlingsanleggene på Kollsnes og Troll A plattformen.

I dag er Mongstad-raffineriets egen fyrgass hovedenergikilden. Raffineri fyrgass, som er et restprodukt fra raffineriprosessene, brennes i dag i mange til dels lite effektive ovner og kjeler i raffineriet. Ombygging av raffineriet til mer effektiv energibruk er ikke mulig uten at det etableres anlegg som kan nyttiggjøre seg denne overskuddsenergien på en lønnsom måte. EVM er et slik prosjekt som i tillegg vil gi en høy grad av fleksibilitet for Mongstad-raffineriet siden fremtidige leveranser av

varmeenergi kan tilpasses til det behovet som nye anlegg vil kreve.

Et kraftvarmeverk på Mongstad vil styrke kraftbalansen i Norge og Norden, og bidra til å sikre stabil kraftforsyning i tørre år. Dette er av spesielt stor betydning i Bergens- regionen, med underskudd på egen kraft og sterkt økende kraftbehov i nær framtid. Spesielt gjelder dette etterspørsel fra gassbehandlingsanleggene på Kollsnes og Troll A plattformen. Kraftvarmeverket vil på noe sikt også spare eller utsette kostnader til nettførsterkningstiltak i regionen.

Et kraftvarmeverk i dette området vil dra nytte av kort transportavstand for gass fra feltene i Nordsjøen, og av kort transportavstand for leveranser av elektrisk kraft til en region med økende kraftbehov.

En integrert utbygging av kraftvarmeverk og oppgradering av raffineriet på Mongstad med energiforsyning til Troll-anleggene innebærer på denne måten synergieffekter som gir både bedriftsøkonomiske og miljømessige gevinster.

1.2 Utbyggingsplanene for kraftvarmeverket

Kraftvarmeverket vil bestå av følgende hovedelementer:

- To gassturbiner knyttet til hver sin generator (hver på ca 130 MW)
- Dampturbin med generator (20 MW)
- Varmegjennvinningsenhet for produksjon av damp og forvarming av råolje

Gassturbinene vil være av en type industriturbin som har en relativt lav brennkammertemperatur, og er godt tilpasset varmebehovet som skal dekkes i varmegjennvinningsenheten.

Kraftvarmeverket kan levere inntil 350 MW som varme til raffineriet. Anlegget vil videre ha en kapasitet for elektrisitetsproduksjon på

ca. 260 MW. I tillegg vil ca 20 MW leveres av dampturbin/generator. Dette gir en forventet årlig produksjon av elektrisk kraft på ca. 2,3 TWh.

Høytemperaturrenergien som hentes ut av røykgassen vil bli benyttet til forvarming av råoljestrømmen før destillasjonstårnet, og til produksjon av høytrykksdamp som brukes som energibærer i prosessanleggene på Mongstad.

Kraftvarmeverket vil bli plassert på eksisterende raffineriområde.

Energieffektiviteten i kraftvarmeverket ved oppstart beregnes å være rundt 70%, men vil økes når fremtidige raffinerianlegg gradvis knyttes til kraftvarmeverket. Dessuten vil kraftvarmeverket gjøre det mulig å gjennomføre ulike større og mindre interne energieffektiviseringstiltak ved raffinerianleggene.

Kraftvarmeverkets gassforbruk er beregnet til ca. 1,9 millioner Sm³/d, som tilsvarer ca. 0,5 milliarder Sm³/år med naturgass og ca. 0,2 milliarder Sm³/år med raffineri fyrgass.

1.3 Utbyggingsplanene for raffinerianlegget

Kraftvarmeverket skal forsyne industrianleggene på Mongstad med energi, og må dermed være tett integrert med driften av raffineriet.

Nødvendige ombygginger av eksisterende raffineri omfatter i hovedsak følgende systemer:

- Anlegg for forvarming av råolje
- Fyrgass systemet
- Damp- og kondensat systemet
- Kjølervannsystemet / Sjøvann
- Elektrisitetsforsyning- og distribusjon
- Tilknytning til prosessfakkel
- Renseanlegg, brannvann

Den planlagte integreringen mellom kraftvarmeverket og raffineriet vil medføre nedstengning av enkelte eldre ovner og kjeler.

1.4 Integrering av kraftvarmeverket

Kraftvarmeverket vil benytte flere av raffineriets hjelpesystemer og annen infrastruktur:

- Demineralisert vann. Eksisterende anlegg vil bli utvidet
- Nitrogenanlegg
- Brannvann
- Vaskevann
- Drikkevann

Driftsorganisasjonen for kraftvarmeverket vil benytte eksisterende tjenester og fasiliteter ved raffineriet.

1.5 Nødvendig infrastruktur

Bygging av kraftvarmeverket gjør det nødvendig å bygge en ny gassrørledning fra Kollsnes. En egen konsesjonssøknad med konsekvensutredning for rørledningen vil bli behandlet parallelt med søknad og konsekvensutredning for utbyggingen på Mongstad.

Mongstad-anleggene med kraftvarmeverket vil bli tilknyttet 132 kV kraftforsyningsnettet gjennom en nedgravd kabelforbindelse til et nytt koblingsfelt i Mongstad transformatorstasjon. Koblingsfeltet tilknyttes det regionale 132 kV kraftledningsnettet tilhørende BKK-Nett.

Det vil ikke være behov for nye kraftledninger for å håndtere elektrisitetsproduksjonen fra kraftvarmeverket, men det er nødvendig med enkelte mindre forsterkningstiltak (f.eks temperaturoppgradering) i eksisterende linjenett og trafostasjoner.

1.6 Utslipp til luft

Utslipet av CO₂ fra Mongstad- anleggene øker ved oppstart av kraftvarmeverket fra ca 1,75 millioner tonn til ca 2,70 millioner tonn pr. år. Utslippene av NO_x og SO₂ vil ikke øke.

Statoil har lagt til grunn at Kyotoprotokollens mekanismer er de best egnede for å oppnå ønskede, kostnadseffektive reduksjoner av

klimagassutslipp. Kostnadene ved å redusere CO₂-utslippene direkte gjennom tiltak på Mongstad vil være meget høye.

En eventuell løsning med lagring av CO₂ i undergrunnen i Utsiraformasjonen krever opp mot 6 milliarder kroner i investeringer, og mellom 350 - 550 millioner kr i årlige driftsutgifter. Mesteparten av dette vil være energikostnader.

Ved 7% kalkulasjonsrente og en før skatt betraktning vil kostnaden pr tonn fjernet CO₂ bli mellom 550 og 600 kroner basert på aktuelle elektrisitets- og naturgasskostnader.

Siden Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked, og der dette felles kraftmarkedet også handler kraft med Europa for øvrig, må CO₂-virkningen av økt produksjonskapasitet i Norge vurderes i nordisk og europeisk sammenheng. Flere utredninger har vist at bygging av gassbasert kraftproduksjon i Norge vil redusere de samlede utslippene av CO₂ i Europa.

Etableringen av kraftvarmeverket på Mongstad vil ikke øke utslippene av NO_x og SO₂ fra Mongstad sammenliknet med dagens nivå. Det er i dette lagt til grunn at det skal gjennomføres rensetiltak for NO_x i eksisterende raffinerianlegg.

1.7 Utslipp til sjø

Kraftvarmeverket vil ha behov for 6.500 m³ kjølevann pr. time. Dette vil bli hentet fra eksisterende kjølevannssystem. Det forventes ikke negative effekter på grunn av utslippsøkningen.

I tillegg vil avløpsvann oppstå i form av dreneringsvann fra områder med fast dekke, og som nedblåsningsvann fra damp-kondensat systemet. Ingen av disse vannstrømmene er i utgangspunktet forurenset av hydrokarboner. Det vil bli etablert egne oppsamlingssystemer for søl/spill.

1.8 Støy

Kraftvarmeverket med tilhørende ombygginger i raffineriet vil medføre flere nye støykilder på Mongstad. Som et designpremiss er det satt at disse ikke skal bidra til økt støy ved nabobebyggelsen. De støyberegninger som er utført bekrefter dette, selv om det kan bli en viss økning i støynivåene i et område uten bolighus øst for raffineriet.

I forbindelse med anleggsarbeidene vil det bli noe anleggstøy, men det forventes ikke at dette vil medføre spesielle støyproblemer.

1.9 Samfunnsmessige konsekvenser

1.9.1 Effektbalanse og kraftbalanse nasjonalt og regionalt

Uten tilførsel av ny kraft forventes det i et tørrår, iht offisielle prognoser, en udekket etterspørsel i Norge på 14 TWh, 18 TWh og 19 TWh i hhv. 2005, 2010 og 2015, selv med full utnyttelse av importkapasiteten. Tilgjengelig vintereffekt har de siste vintrene vært nær fullt utnyttet.

Elektrisitetsproduksjonen fra det planlagte kraftvarmeverket vil bidra noe til en bedring både av effektbalansen og kraftbalansen på nasjonalt nivå.

For Bergensregionen forventer en fremover et betydelig energi- og effektunderskudd pga økt kraftforbruk, hovedsakelig ved Troll anleggene.

Uten ny kraftproduksjon vil dermed dagens situasjon, med en tilnærmet balanse mellom forbruk og produksjon, gradvis forverre seg.

Uten etablering av ny produksjon, må kraftunderskuddet dekkes opp via økt import fra tilgrensende regioner.

Kraftvarmeverket vil kunne etableres uten bygging av nye kraftledninger i forsyningsnettet.

1.9.2 Samfunnsøkonomiske forhold

Samlede investeringer for oppgradering av raffineriet og bygging av kraftvarmeverk er beregnet til 3 milliarder kroner (+/- 30%), angitt som løpende kroner.

Den norske andelen av investeringene er anslått til 42 prosent, eller ca. 1260 millioner kroner. Det er anslått at ca. 40% av de norske leveransene kan tilfalle næringslivet i regionen. Dette gir muligheter for vare- og tjenesteleveranser på ca 490 mill kr fordelt over 3 år.

Totale innkjøp av varer og tjenester knyttet til drift og vedlikehold av eksisterende anlegget på Mongstad utgjør i dag ca 500 millioner kroner per år. Omtrent halvparten av dette er innkjøp fra lokale og regionale leverandører. De forventede driftskostnader for raffinerioppgadering og kraftvarmeverk er anslått til ca. 110 millioner kroner. Hvor stor andel av dette som vil tilfalle regionale og lokale leverandører, er avhengig av hvilken modell som velges for vedlikeholdsoppdragene.

De totale nasjonale sysselsettingsvirkninger i anleggsfasen er beregnet til 2700 årsverk. Av dette er 1000 årsverk knyttet til leverandørindustrien, 800 årsverk knyttet til underleverandører og 900 årsverk knyttet til ringvirkninger i økonomien. For Bergensregionen er sysselsettingseffektene beregnet til i underkant av 1000 årsverk. Av dette er 400 årsverk en direkte følge av produksjonsvirkninger, 250 skyldes indirekte virkninger, mens resten skriver seg fra ringvirkninger.

Den største effekten vil komme innenfor bygg- og anleggsnæringen, som samlet forventes å stå for nærmere 60% av sysselsettingsvirkningene lokalt.

Industrianleggene på Mongstad har i dag ca 600 ansatte. Avhengig av hvordan driftsorganisasjonen rundt kraftvarmeverket bygges opp, er totalt behov for ny arbeidskraft anslått til mellom 10 og 20 årsverk. I tillegg kommer indirekte virkninger lokalt gjennom økt etterspørsel etter varer og tjenester fra anleggene og de nye ansatte.

Det er beregnet at eiendomsskatten til Lindås kommune vil øke med ca 12 millioner kr.

1.10 Sikkerhet

Med utgangspunkt i eksisterende totalrisikoanalyse for anleggene på Mongstad, er det gjort innledende risikoevalueringer for oppgradering av raffinerianlegg og bygging av kraftverk. De risikoelementer som her ble identifisert er tatt hensyn til i den videre planleggingen.

Under all prosjektering, bygging og drift av anleggene vil utbygger ha et nært samarbeid med Petroleumstilsynet, som har ansvaret med å føre tilsyn med landanleggene tilknyttet petroleumsvirksomheten.

1.11 Miljøoppfølging

For dagens anlegg på Mongstad foreligger det resultater fra miljøundersøkelser foretatt med jevne mellomrom siden raffineriet startet opp. En del av disse er inkludert i miljøoppfølgingsprogram, der også nye undersøkelser er lagt inn etter hvert som det har vært behov for det.

Miljøoppfølgingsprogrammet revideres årlig. Undersøkelser og aktiviteter for å følge opp miljøkonsekvensene av det oppgraderte raffineriet og kraftvarmeverket vil bli innarbeidet i dette programmet.

2 Innledning

2.1 Bakgrunn og formål

Prosjektet Energiverk Mongstad (EVM) omfatter følgende tre delprosjekter:

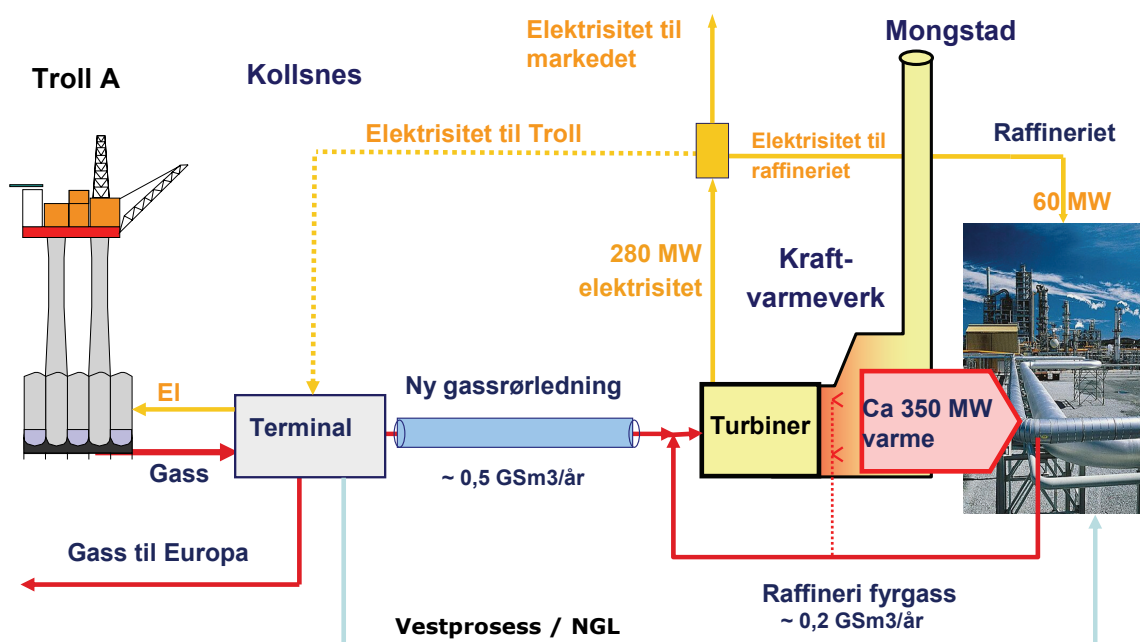
- Et kraftvarmeverk på Mongstad med en produksjonskapasitet på ca. 280 MW elektrisk kraft og ca. 350 MW varme
- Nødvendige tilkoblinger til, og ombygginger i, eksisterende raffineri
- Ny gassrørledning fra Kollsnes til Mongstad

Kraftvarmeverket vil levere elektrisitet til gassbehandlingsanleggene på Kollsnes og

Troll A plattformen samt elektrisitet og varme til raffineriet med de øvrige industrianleggene på Mongstad.

En ny gassrørledning mellom Kollsnes og Mongstad vil være nødvendig for å forsyne kraftvarmeverket med salgsgass fra Kollsnes. I tillegg vil kraftvarmeverket motta overskuddsgass fra raffineriet.

Figur 2.1 viser en prinsippskisse over utbyggingsprosjektet.



Figur 2.1. Prinsippskisse over prosjektet Energiverk Mongstad.

Målsetningen med EVM er å:

- forbedre Mongstad- raffineriets konkurranseposisjon gjennom blant annet bedre energiutnyttelse, og å sikre videreutvikling av Mongstad som industristed og viktig arbeidsplass i regionen.
- sikre stabil tilgang på elektrisk kraft til Troll A plattformen og gassbehandlingsanleggene på Kollsnes til en forutsigbar fremtidig pris.

For Mongstad-anleggene er en tilknytning til naturgass systemet på Kollsnes viktig for å kunne oppnå en mer effektiv og miljøvennlig energibruk i eksisterende anlegg samt ved fremtidig utvikling av raffineriet og de øvrige industrianlegg. Systematisk sammenligning ("benchmarking") mot andre raffinerier viser at en forbedring av energisituasjonen på lengre sikt vil være avgjørende for at produkter fra Mongstad skal kunne hevde seg i en internasjonal konkurranse. Dagens energiproduksjon på Mongstad har et forbedringspotensial når det gjelder

Konsekvensutredning

utnyttelsesgrad. Mye varme tapes i dag uten å kunne bli utnyttet. Med dagens anleggsstruktur er det ikke mulig å forbedre dette i vesentlig grad uten å utvikle annen virksomhet som i samvirke med raffineriet kan utnytte varmen bedre.

Elektrisitet er den dominerende energibærer for Troll A plattformen og gassbehandlingsanleggene på Kollsnes. Troll A plattformen er i dag den eneste offshore installasjonen som baserer sin energiforsyning på elektrisitet levert gjennom kabler fra land. Fra høsten 2005 settes det i drift en likestrømsforbindelse for å forsyne plattformens økende kraftbehov. Kraften benyttes i hovedsak til kompresjon av gass for videre rørtransport til mottaksterminaler i Europa. Over tid vil elektrisitetsbehovet på Troll A og Kollsnes øke gradvis på grunn av lavere reservoartrykk i feltet og større kompresjonsbehov fra Troll A og Kollsnes. Installert kompressorkapasitet på Troll A og Kollsnes er i dag 200 MW. Effektprognoser viser at dette vil øke betydelig frem mot 2020. Gassproduksjonen fra Troll forventes å fortsette frem til rundt 2050.

Den mengde elektrisitet som produseres i kraftvarmeverket vil i all hovedsak bli forbrukt på Mongstad, Kollsnes og Troll A. Av en installert produksjonskapasitet på ca 280 MW elektrisk effekt vil ca 60 MW elektrisitet bli levert direkte til raffineriet. Den resterende mengden vil leveres inn på det regionale 132-kV kraftledningsnett i Mongstad transformatorstasjon.

Det er inngått en intensjonsavtale med Troll eierne som innebærer at Troll-anleggene sikres rett til produksjon av elektrisk kraft i kraftvarmeverket gjennom en leieprosesseringsavtale ("tollingavtale"). Dette betyr at Troll-eierne betaler en avgift for å få omdannet egen gass til elektrisitet.

Uten kraftvarmeverk eller annen ny elektrisitetsproduksjon i regionen må et økt elektrisitetsforbruk offshore og på land i Bergensregionen dekkes opp gjennom leveranser fra det nordiske elektrisitetsmarkedet. I dette markedet er Norge nå et underskuddsområde som dekkes

opp med import fra Norden / Nord-Europa. Kraftvarmeverket vil sikre Troll-anleggene elektrisitet produsert med høy virkningsgrad og dermed lave globale CO₂-utslipp pr. kWh.

Økt regional produksjonskapasitet for elektrisitet vil også bidra til å avlaste kraftledningene som knytter Bergensregionen til sentralnettet. Forsyningssituasjonen i denne regionen er i dag anstrengt når det oppstår perioder med knapphet på elektrisk kraft på grunn av flaskehals i forsyningsnettet. Med den økning i elektrisitetsforbruk som forventes i regionen, vil situasjonen over tid forverres og tiltak må iverksettes. Sammen med Statnett har BKK-Nett vurdert alternativene for å bedre situasjonen på lang sikt, og anbefalingen er utbygging av ny 300/420 kV kraftlinje mellom Bergensregionen og sentralnettet. Økt elektrisitetsproduksjon nær et forbruksstyrende punkt vil endre situasjonen, og kan utsette tidspunktet for en ny slik linje.

BKK-Nett peker i sin kraftsystemutredning for 2005 på at etablering av kraftproduksjon på Mongstad åpner for flere mulige tiltak for å bedre den regionale nettsituasjonen.

2.2 Eierforhold og operatørskap

Eksisterende anlegg på Mongstad har følgende eierstruktur:

Mongstad Refining DA:	
Statoil ASA	79 %
A/S Norske Shell	21 %

Mongstad Terminal DA:	
Statoil ASA	65 %
Petoro AS	35 %

Vestprosess DA:	
Statoil ASA	17 %
Petoro AS	41 %
Norsk Hydro produksjon a.s	17 %
Mobil Exploration Norway Inc	10 %
A/S Norske Shell	8 %
TOTAL E&P Norge AS	5 %
ConocoPhillips Norge	2 %

Statoil ASA er driftsansvarlig for raffineriet og de øvrige anleggene på Mongstad.

Konsekvensutredning

Troll- feltet, inkl. Troll A plattformen, er eid av Troll- lisensen som har følgende eiere (avrundet til to desimaler):

Statoil ASA	20,80%
Petoro AS	56,00%
Norsk Hydro Produksjon a.s	9,78%
A/S Norske Shell	8,10%
Total E&P Norge AS	3,69%
ConocoPhillips Norge	1,62%

Statoil ASA er operatør for gassproduksjonen på Troll- feltet.

Som en del av en endelig avtale forventes det at Troll- partnerne vil stå som eiere av den nye gassrørledningen mellom Kollsnes og Mongstad.

Gassbehandlingsanleggene på Kollsnes eies av Gassled (eierandeler avrundet til to desimaler):

Statoil ASA	20,38%
Petoro AS	38,29%
Norsk Hydro Produksjon a.s	11,13%
Total E&P Norge AS	9,04%
Esso	5,18%
A/S Norske Shell	4,68%
Mobil	4,58%
Norsea Gas	3,02%
ConocoPhillips Norge	2,03%
Eni	1,67%

Gassco AS er operatør for gassbehandlingsanleggene på Kollsnes, mens Statoil er teknisk operatør (TSP = Technical Service Provider) for anleggene.

Det planlegges etablert et eget selskap som skal eie og drive kraftvarmeverket. Eierforhold og -struktur i dette selskapet er ikke endelig avklart. Elsam A/S vil delta på eiersiden samt stå for bygging og drift av kraftvarmeverket. Elsam A/S er et dansk energiselskap med aktiviteter i Danmark og i utlandet.

Statoil ASA vil være ansvarlig for gjennomføringen av utbyggingsprosjektet EVM.

2.3 Lovverkets krav til konsekvensutredning

Forskrift om konsekvensutredninger i henhold til Plan- og bygningsloven, fastsatt ved kongelig resolusjon 13.12.1996, fastslår at visse typer tiltak som er angitt i vedlegg I til forskriften alltid skal meldes og konsekvensutredes. Lovens § 33-5 bestemmer at en konsekvensutredning skal gjennomføres på grunnlag av et fastsatt utredningsprogram.

Bygging av kraftvarmeverket med tilhørende ombygginger i raffineriet faller inn under tiltak listet i vedlegg I i forskriften. Anleggene skal dermed meldes og konsekvensutredes i henhold til plan- og bygningslovens bestemmelser.

Kraftvarmeverket krever konsesjon etter energilovens § 3-1. Foreliggende konsekvensutredning skal derfor dekke de krav som stilles i hhv. energiloven § 2-1 og forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi §§ 2-1 og 2-2.

Også annet lovverk inneholder bestemmelser som stiller krav til konsekvensutredning, herunder bl.a. forurensningsloven og kommunehelsetjenesteloven. Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet for å ivareta de krav til konsekvensutredninger som stilles i de ulike lovverk.

2.4 Formålet med konsekvensutredningsprosessen

Konsekvensutredningen er en integrert del av planleggingen av større utbyggingsprosjekt både på land og i sjø, og skal sikre at forhold knyttet til samfunn, miljø og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på linje med tekniske, økonomiske og sikkerhetsmessige forhold.

Konsekvensutredningen skal bidra til å etablere et grunnlag for å belyse spørsmål som er relevante både for den interne og eksterne beslutningsprosessen. Samtidig skal den sikre offentligheten informasjon om prosjektet. Saksbehandlingen knyttet til både melding med utkast til utredningsprogram og selve konsekvensutredningen, gir alle instanser som kan bli berørt av planene, anledning til å

komme med innspill som kan bidra til å påvirke utformingen av prosjektet gjennom konsekvensutredningsprosessen.

2.5 Saksbehandling og tidsplan for konsekvensutredningsprosessen

Etter plan- og bygningslovens bestemmelser er Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) ansvarlig myndighet for konsekvensutredningsprosessen.

NVE sendte melding med forslag til utredningsprogram for EVM på høring i august 2004. Meldingen ble også kunngjort i lokale aviser, samt lagt ut til offentlig ettersyn i Lindås og Austrheim kommuner. Høringsfristen ble satt til 11. november 2004. NVE har koordinert høringsrunden. På grunnlag av melding med forslag til utredningsprogram og de innkomne merknader fra høringsrunden, ble utredningsprogram fastsatt av NVE i brev datert 20. desember 2004. Se vedlegg A. Utredningsprogrammet har i henhold til plan- og bygningslovens bestemmelser om konsekvensutredninger vært forelagt Miljøverndepartementet i forbindelse med godkjenning.

NVE vil sende konsekvensutredningen ut på høring og motta høringsuttalelsene.

Konsekvensutredningen vil, iht. endringene i plan- og bygningsloven av 01.04.2005, inngå som en integrert del av beslutningsgrunnlaget for de enkelte vedtak om godkjenning, jfr. kap. 2.6.

2.6 Nødvendige tillatelser

Nedenfor er gitt en oversikt over noen av de viktigste tillatelser som må innhentes fra myndighetene i løpet av planprosessen.

- Konesjon iht. energiloven. Myndighet er NVE.
- Byggetillatelse i henhold til plan- og bygningsloven. Myndighet er Lindås kommune.
- Godkjennelse av eventuelle endringer i bebyggelsesplan som følge av nye anlegg. Myndighet er Lindås kommune.

- Forhåndsmelding om bygge- og anleggsvirksomhet etter arbeidsmiljøloven. Myndighet er Petroleumstilsynet.
- Samtykke til oppføring av bygning etc. i henhold til arbeidsmiljøloven. Myndighet er Petroleumstilsynet.
- Godkjenning av anleggene i henhold til lovgivning om brann- og eksplosjonsvern. Myndighet er Petroleumstilsynet.
- Driftstillatelse iht. lovgivning om brann- og eksplosjonsvern. Myndighet er Petroleumstilsynet.
- Godkjent endring i eksisterende utlippstillatelse etter forurensingsloven for Mongstad- anleggene. Myndighet er Statens forurensingstilsyn.

Behovet for å innhente eventuelle andre tillatelser enn de som her er nevnt avklares i den videre planprosessen.

2.7 Saksbehandling for tilhørende tiltak

Realiseringen av kraftvarmeverket medfører behov for en ny naturgassrørledning mellom Kollsnes og Mongstad. Rørledningen er konsesjonspliktig etter naturgassloven. Naturgassforskriftens § 2-1 viser til at søknad om godkjenning av anlegg som er konsesjonspliktig etter forskriftens § 2-3, og som omfattes av plan- og bygningsloven av 14. juni 1985 nr. 77 kapittel VII-a, skal etter forskriftens § 2-2 vedlegges konsekvensutredning. NVE er ansvarlig myndighet for konsekvensutredningsprosessen.

Melding med forslag til utredningsprogram ble sendt på høring i september 2004, med høringsfrist 11. november 2004. Det ble lagt til grunn at konsekvensutredningen skal dekke naturgassforskriftens bestemmelser om konsekvensutredninger for rørledningen i sjø og på land.

Konesjonssøknad med tilhørende konsekvensutredning for rørledningen blir sendt på høring samtidig med foreliggende konsekvensutredning.

3 Utredningsprogram, datagrunnlag og utredningsmetodikk

3.1 Merknader fra høring av melding med forslag til utredningsprogram

Det kom inn uttale fra 11 høringsparter til melding med forslag til utredningsprogram. Hovedpunktene fra høringsuttalelsene, sammen med NVE's kommentarer til disse i forbindelse med fastsettelse av utredningsprogram, er gitt i vedlegg A.

3.2 Fastsatt utredningsprogram

NVE har i brev av 20. desember 2004 oversendt fastsatt konsekvensutredningsprogram. Programmet er i sin helhet gjengitt i vedlegg A.

3.3 Oversikt over utførte studier

Som grunnlag for konsekvensutredningen er følgende eksterne studier blitt gjennomført:

- *Energiverk Mongstad - Samfunnsmessige konsekvenser.* Agenda Utredning og Utvikling (2005).
- *Konsekvenser for utslipp fra Energiverk ved Statoil Mongstad.* Norsk Institutt for Luftforskning (2005).
- *Energiverk Mongstad – sprednings- og innlagringsberegninger for kjølevann.* SINTEF (2005)
- *Energiverk Mongstad – støyberegninger.* Det Norske Veritas (2005)
- *Konsekvensutredning/ kraftbalanse og nettsituasjonen.* Norsk Energirevisjon AS (2005)

Underlagsrapportene er en del av konsekvensutredningen, og kan på forespørsel sendes høringsinstansene eller andre interesserte. Konsekvensutredningen med tilhørende underlagsdokumentasjon er gjort tilgjengelig på følgende nettsadresse:

www.statoil.com/mongstad

Andre utredningstema (jfr. fastsatt utredningsprogram) er utredet internt i egne fagmiljø eller bygger på referanser til andre kilder (jfr. kapittel 3.5).

3.4 0-alternativet

"0-alternativet" etableres som et grunnlag for å beskrive en antatt utvikling dersom utbyggingsprosjektet ikke blir realisert. Situasjonen vil, basert på gjeldende planer og produksjonsprognoser, definere et helhetsbilde for utviklingen av Mongstad-anleggene fram mot oppstart av EVM i 2008/2009.

0-alternativet for en videre utvikling i perioden 2008 – 2015 og videre er mer komplisert å vurdere. Imidlertid vil forutsetningene for hvilke anlegg og produkter det vil være mulig for eierne å realisere være svært annerledes uten Energiverk Mongstad i forhold til en situasjon med de nye anleggene.

EVM gir Mongstad-anleggene et potensiale for nyutvikling og forbedringer som vanskelig kan erstattes med alternativer som introduseres gradvis og etter behov, verken mht økonomi eller miljø. I den konkurransesituasjonen raffineriet befinner seg i, vil Mongstad sin posisjon uten EVM sannsynligvis gradvis bli forverret. Andre raffinerianlegg med tilgang på naturgass, og som har en effektiv energiproduksjon, kan utkonkurrere produktene fra Mongstad ved lavere investeringsbehov og med lavere energi- og miljøkostnader.

Troll-anleggene vil i 0-alternativet måtte basere sin elektrisitetsforsyning på innkjøp i det nordiske elektrisitetsmarkedet.

Forsyningssituasjonen for elektrisitet i Bergens-regionen er i visse situasjoner vanskelig, og vil med den generelle forbruksøkning forverres såfremt ikke eksisterende nett utbygges og forsterkes. Planlegging av tiltak som for eksempel nye kraftledninger til hovednettet pågår, og erfaringer fra utfallet av tilførselslinjer og resulterende strømstans sist vinter inngår i dette arbeidet.

3.5 Datagrunnlag

For de planlagte tiltakene har det vært mulig å dra nytte både av tidligere gjennomførte

Konsekvensutredning

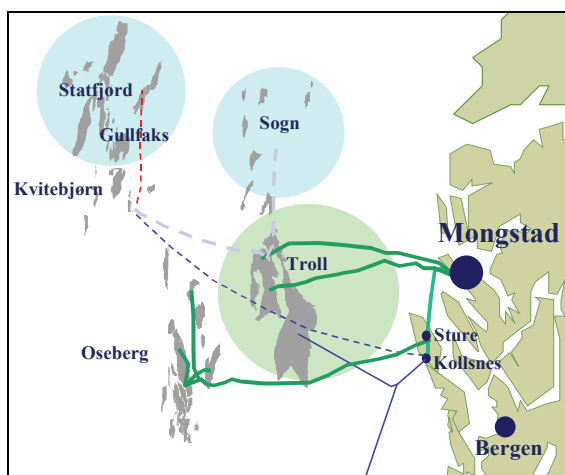
konsekvensutredninger og studier knyttet til driften av Mongstad- anleggene. Tidligere konsekvensutredninger og studierapporter som er benyttet omfatter blant annet følgende:

- Konsekvensutredning for Troll Oljerør II (Statoil 1997).
- Konsekvensutredning Vestprosess (Statoil, 1997).
- Konsekvensutredning Vestprosess kondensatrørledning – alternativ trasé Sture-Mongstad (Statoil 1998).
- Konsekvensutredning for utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden (Statoil 2004)
- Konsekvensutredning Gasskraftverk på alternative byggesteder: Kårstø, Kollsnes, Tjeldbergodden (Naturkraft 1996)
- Søknad om utslippstillatelse Gasskraftverk på Kollsnes (Naturkraft, 1997)
- Statoil Mongstad. Immisjonsmålinger støy 2001 (Det Norske Veritas, 2002).
- Statoil Mongstad. Eksternstøymålinger 2004 (Det Norske Veritas, 2004).
- Overvåkning av luftkvalitet ved Statoil Mongstad i perioden september 2002 – februar 2003 (NILU 2003).
- A VOC emission survey of the Statoil Mongstad Process Area, Water Treatment Plant and Flare (Spectrasyne, 2002)
- Prøvetaking og analyse av avgass fra koks. Statoil Mongstad (Eurofins Norge 2004).
- Miljørisikoanalyse for Statoil Mongstad. Akutte utslipp fra landanlegg, kai og seilingsled (Det Norske Veritas 2000).
- Studie av prosesskjemikaliene på Mongstad (NIVA 2003)
- Overvåkning av marinbiologiske forhold ved Statoil's raffineri på Mongstad i 2000 (UNIFOB 2001)
- Overvåkning av marinbiologiske forhold ved Statoil's raffineri på Mongstad i 2003 (UNIFOB 2004).

4 Eksisterende anlegg på Kollsnes og Mongstad

Behandlingsanlegget for gass fra Troll-feltet ligger på Kollsnes i Øygarden kommune, Hordaland fylke. Mongstad-anleggene ligger i kommunene Lindås og Austrheim i Nordhordland, jfr. fig. 4.1.

I det følgende gis en kort beskrivelse av dagens virksomhet ved anleggene, sammen med de oppgraderinger som planlegges.



Figur 4.1 Lokalisering av Kollsnes, Mongstad og Troll-feltet.

4.1 Troll-anleggene

Gassbehandlingsanleggene på Kollsnes har vært i drift siden 1996. Rikgass mottas i rørledninger fra Troll A plattformen på Troll Øst. I behandlingsprosessen på Kollsnes blir gassen tørket og komprimert før den transporteres i rørledning til Sleipner stigerørplattform og Draupner-plattformene. Fra disse plattformene blir gassen transportert i rørsystemene videre til kontinentet. Gjennomstrømningskapasiteten i anlegget på Kollsnes er inntil 120 millioner Sm³ salgsgass og 22 000 fat kondensat pr. dag.

Gass og væske fra Kvitebjørn og Visund føres i land på Kollsnes i rørledning og prosesseres i et eget NGL anlegg. Dette anlegget ble satt i drift høsten 2004. Kapasiteten for behandling av gass på Kollsnes økte etter dette til i overkant av 140 MSm³ per dag, mens

kapasiteten for produksjon av kondensat ble økt til 69 000 fat per dag.

Gjennom Vestprosess er gassbehandlingsanlegget på Kollsnes knyttet til anleggene på Mongstad med en rørledning for transport av kondensat/NGL².

Gassbehandlingsanleggene på Kollsnes har siden 1999 levert naturgass i en egen rørledning for CNG³- og LNG⁴-produksjon i Gasnors anlegg i Kollsnes Næringspark i Øygarden.

Produksjonsvolumene på Kollsnes var i 2004 som vist i tabell 4.1.

Tabell 4.1 Produksjonsvolumer ved gassbehandlingsanleggene på Kollsnes 2004.

Produkt	Volum
Salgsgass	28,6 milliarder Sm ³
Kondensat	0,84 millioner Sm ³

Figur 4.2 viser anlegget på Kollsnes i år 2000. Det nye NGL- anlegget ble satt i drift 1. oktober 2004, og er ikke med på bildet.

4.1.1 Videre utvikling av anleggene på Kollsnes og Troll A

Det foreligger planer og prosjekter under gjennomføring som innebærer at behovet for elektrisitet på Kollsnes og ved Troll A plattformen vil øke betydelig i årene fremover.

Det forberedes økning av kapasiteten for eksport av salgsgass til Europa. Den nye kompressoren (40 MW) skal etter planen være satt i drift i løpet av 2006.

Det pågår også et prosjekt for installasjon av kompressorer for prekompresjon på Troll A plattformen. Prosjektet innebærer etablering av en likestrømsforbindelse mellom Kollsnes og Troll A plattformen for å kunne drive de nye kompressorene med elektrisitet.

² NGL = Natural Gas Liquids

³ CNG = Compressed Natural Gas

⁴ LNG = Liquefied Natural Gas

Kompressorene vil installeres over tid og etter behov i perioden fram til ca 2018, med oppstart av de første høsten 2005. Det planlegges installert til sammen 6

kompressorer hver med 40 MW ytelse. Det installeres 2 kompressorer i første byggetrinn.



Figur 4.2. Gassbehandlingsanleggene på Kollsnes sett fra vest mot øst. Bildet er tatt år 2000 (Foto: Statoil).

4.1.2 Energiforsyning og energiforbruk

Gassbehandlingsanleggene på Kollsnes og Troll A plattformen er fullt elektrifisert. Anleggene forsynes med elektrisk kraft fra det nordiske kraftmarkedet, og leveres via det eksisterende regionale kraftledningsnettet.

Kollsnes forsynes i dag av to kraftledninger: Linjen Merkesvik – Kollsnes opererer med 132 kV og linjen Fana – Kollsnes over Sotra opererer med 300 kV spenningsnivå. Troll A plattformen forsynes med elektrisitet fra Kollsnes gjennom kabler.

Troll-anleggenes energiforbruk er i stor grad forårsaket av kompressorarbeid for å kunne levere gassen i rørledningene til Europa. På Kollsnes er det foreløpig installert 5 eksportgasskompressorer, hver på 40 MW. Kompressorene er elektrisk drevet. I tillegg

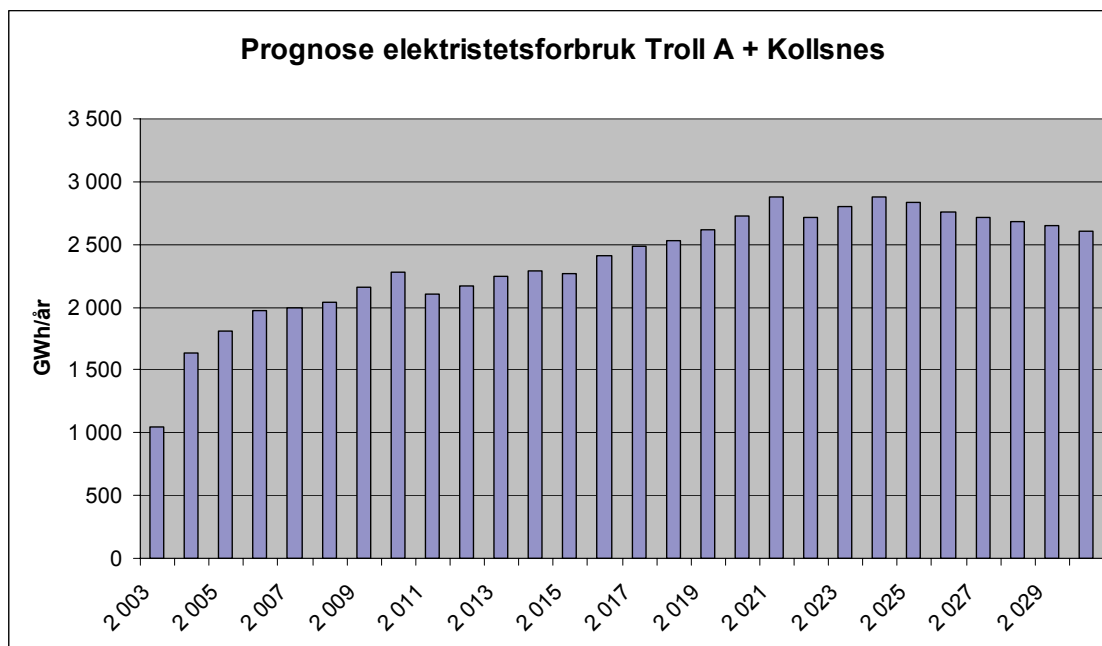
produseres noe energi som varme gjennom et varmoljesystem fyrt med naturgass.

Energiforbruket ved gassbehandlingsanleggene på Kollsnes og ved Troll A plattformen i 2004 er vist i tabell 4.2.

Tabell 4.2. Energiforbruk ved Kollsnes gassbehandlingsanlegg/Troll A 2004.

	Kollsnes inkl Troll A
Elektrisitet	1 440 GWh
Brenngass	96 GWh
Fakkelgass	177 GWh

De foreliggende planer og prosjekter innebærer at behovet for elektrisitet på Kollsnes vil øke betydelig i årene fremover. En energiprognose for Kollsnes inklusive Troll A plattformen frem til 2030 er vist i figur 4.3.



Figur 4.3. Forventet utvikling av elektrisitetsbehovet ved gassbehandlingsanleggene på Kollsnes og Troll A plattformen (Kilde: Statoil).

4.2 Eksisterende anlegg på Mongstad

Anleggene på Mongstad har vært i drift siden midten av 1970-årene og består i dag av et oljeraffineri, et NGL-prosessanlegg (Vestprosess) samt en råoljeterminal.

Råoljen som blir behandlet i raffineriet fraktes til Mongstad hovedsakelig med bøyelastere. Fra Troll-feltet leveres oljen via rørledningene Troll Oljerør I og II. Vestprosess-anleggene behandler kondensat fra Troll-feltet og NGL fra Oseberg som mottas via en rørledning fra Kollsnes/ Sture.

Råoljeterminalen på Mongstad mottar råolje for lagring og utskipning med større skip. "Skip-til-skip" omlasting kan også utføres. Installasjonene består av kaianlegg, målestasjoner og fjellhaller (1,5 millioner m³) for lagring av råolje.

Oljeraffineriet behandler i dag vel 10 millioner tonn råstoff pr. år, og er det største av de to gjenværende oljeraffineriene i Norge. I europeisk sammenheng er Mongstad-raffineriet middels stort.

Den eldste delen av raffineriet startet produksjonen i 1975. Nye anlegg for mer oppgraderte og miljøtilpassede produkter er

realisert på senere tidspunkt. En vesentlig kapasitetsutvidelse skjedde i 1989, og prosesskapasiteten økte da fra 6,5 til 8 millioner tonn per år. Våren 1996 ble et nytt avsvovlingsanlegg for diesel og gassolje satt i drift. Et anlegg for reduksjon av benzen i bensin ble satt i drift høsten 1997. I 1999 ble råoljeanlegget igjen oppgradert og utvidet til dagens produksjonskapasitet på ca. 10 millioner tonn per år. Våren 2003 ble et nytt anlegg for fjerning av svovel fra krakkernafta, (bensinkomponent), satt i drift. Raffineriet leverer i dag bensin og diesel som tilfredsstillende EU-krav med hensyn på svovelinnhold.

I raffineriet behandles råoljen ved destillasjon, og de ulike komponentene fra destillasjonen blir videreforedlet i en rekke forskjellige prosessanlegg. Hovedproduktene fra Mongstadraffineriet er bensin, diesel, flydrivstoff, andre lette petroleumsprodukt og koks. I tillegg blir det som et resultat av oljeforedlingen produsert fyrgass. Denne gassen består av lette komponenter (metan, etan, hydrogen) som ikke kan følge de ferdige petroleumsproduktene. Denne fyrgassen benyttes som energibærer i kjeler og ovner for å drive raffineriprosessene.

Raffineriets prosesser er kontinuerlige med høye krav til regularitet og foregår under til

dels høyt trykk og høy temperatur. Fakkelen fungerer som sikkerhetsventil for nødvendig trykkavlastning av gass og prosessinnhold.

Den tyngste delen av råoljen går inn i koksanlegget for produksjon av petrolkoks. Petrolkoks er råstoff for anodeproduksjon til smelteverksindustrien. De øvrige raffineriproduktene lagres i tankanlegg og fjellhaller før det meste av volumet skipes ut med båt. Mindre volumer bensin og diesel eksporteres med tankbil.

Første utbyggingstrinn av Vestprosess-anlegget på Mongstad ble satt i drift i høsten 1999, med en produksjonskapasitet på ca 1,5 millioner tonn per år. Anlegget bruker NGL (våtgass) som råstoff. Våtgassen transporteres i en egen rørledning fra gassbehandlingsanleggene på Kollsnes og råoljeterminalen på Sture, og videreføres på Mongstad til propan, butan og nafta.

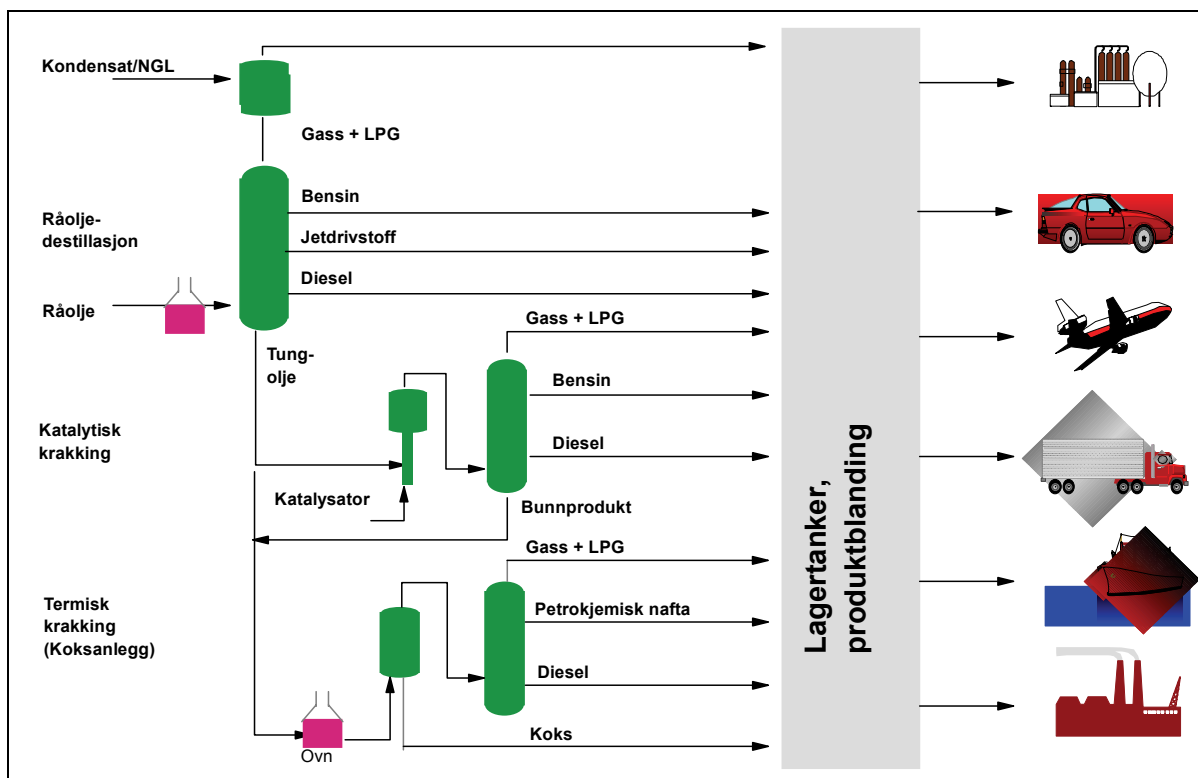
Mengdene NGL i Vestprosess-rørledningen vil øke i årene fremover som følge av ilandføring og prosessering av gass både fra Kvitebjørn og

Visund i det nye NGL- anlegget på Kollsnes. Det har derfor vært behov for å utvide behandlingskapasiteten i Vestprosess-anleggene fra ca 1,5 til ca. 2,8 millioner tonn pr. år. Utvidelsen startet opp 01.10.2004, samtidig med oppstart av Kvitebjørn-feltet og det nye NGL- anlegget på Kollsnes.

Raffineriet leverer damp som energikilde til Vestprosess- anleggene. For å dekke behovet er det bygget to nye dampkjeler.

Produksjonsvolumene ved raffineriet på Mongstad var i 2004 9 355 000 tonn petroleumsprodukter som propan, butan, nafta, gassolje, jetdrivstoff, bensin, diesel, petrolkoks og svovel.

En forenklet flytskisse av produksjonsprosesser og produkter ved Mongstadanleggene er vist i figur 4.4.



Figur 4.4. Produksjon og produkter ved Mongstad-anleggene.

4.2.1 Videre utvikling av virksomheten på Mongstad

Våren 2005 startet arbeidet med å sprengte ut et nytt fjell-lager for nafta. Anlegget vil være ferdig til bruk i løpet av høsten 2006.

Statoil vurderer kontinuerlig nye prosjekter, blant annet for videre oppgradering av produkter samt utvidelse av kapasitet i enkelte eksisterende anlegg. I dette bildet er energiforsyningsløsninger og fleksibilitet for nye anlegg et svært viktig element. Realiseringen av EVM åpner således for nye forretningsmuligheter.

4.2.2 Assosierte anlegg

Da raffineriet ble bygget på Mongstad ble det også tilrettelagt for å kunne etablere annen industri i nærområdet. Lindås og Austrheim kommuner samarbeider med Statoil og flere andre aktører med sikte på å få realisert ny virksomhet på de store arealene som er tilgjengelige nær raffineriet.

Næringssselskapet Mongstad Vekst AS er etablert som et samarbeid mellom Lindås Tomteselskap, Austrheim Næringssselskap, Mongstad Eiendomsselskap, Nordhordland Handtverk og Industrilag samt Statoil ASA. Selskapet tilrettelegger for ny næringsvirksomhet basert på overskuddsressurser fra Mongstad-anleggene.

Selskapet Mongstad Næringshage AS er etablert for å kunne bistå med å utvikle etableringer i tilknytning til den etablerte industrien i Mongstad-området. Som en del av aktivitetene er det planer om å utrede muligheter for et fjernvarmeanlegg i Mongstad- området.

Mongstad Vekst har i samarbeid med selskapet Bergen Aqua AS utarbeidet planer for en landbasert akvapark ved Grunnevik på industriområdet mellom raffineriet og Mongstad Sør. Disse planene bearbeides videre.

4.2.3 Energiforsyning og energiforbruk ved Mongstad-anleggene

Mongstadanleggene har behov for tilførsel av energi i form av varme til raffineriprosessene. Videre er det et energibehov i form av elektrisitet til drift av pumper og annet mindre utstyr.

Varmebehovet dekkes ved forbrenning av raffineri fyrgass og andre produkter som hentes ut av raffineriprosessene, mens elektrisiteten importeres fra kraftnettet. Anleggene henter i dag om lag 95% av energibehovet internt fra råstoffene, mens 5% tilføres i form av elektrisitet gjennom kraftnettet.

Energiforbruket på Mongstad i 2003 og 2004 sammen med forventet energibehov i 0-alternativet er vist i tabell 4.3.

Tabell 4.3. Energiforbruk ved eksisterende Mongstad anlegg i 2003 og 2004 samt i 0-alternativet.

	2003	2004 ⁵	0-alternativet
Elektrisitet	426 GWh	398 GWh	500 GWh
Fyrgass og damp	5 970 GWh	5 830 GWh	6 000 GWh
Fakkelgass	345 GWh	397 GWh	350 GWh

⁵ Tall fra 2004 er påvirket av unormale driftsforhold som bl.a en revisjonsstans, driftsproblemer i H₂S forbrenningsanlegget, strømutfall pga feil i kraftledningsnettet og brann i råoljeanlegget.

Konsekvensutredning

I dag står 23 direktefyrte ovner, 4 gassfyrte kjeler, delfyring av 2 røykgasskjeler og fyring av 2 CO- kjeler for den termiske energiproduksjonen. Ovnene har en totalt innfyrte effekt på ca 330 MW, og virkningsgraden varierer fra 62 til 82 %. Røykgasskjelene har en effekt på 284 MW. Totalt innfyrte effekt i kjelene er i dag ca. 177 MW, og virkningsgraden varierer fra 52 til 92%.

Til sammen ble det i 2004 håndtert ca. 750 MW termisk energi basert på fyrgass og annet energioverskudd fra raffineriprosessene. Eksisterende maksimal dampkapasitet på Mongstad er 575 tonn høytrykksdamp per time (levert ved 30,4 barg og 315 °C). Det reelle dampbehovet i eksisterende anlegg er på ca. 520 tonn høytrykksdamp per time. Per i dag er reservekapasiteten på ca. 55 tonn per time. Det forventes at det meste av reservekapasiteten vil bli brukt opp frem mot 2009.

Elektrisitetsbehovet i raffineriet er noe over 50 MW. Behovet for elektrisk kraft dekkes i dag i sin helhet fra 132 kV-nettet.

Energibehovet i årene fremover mot 2009 forventes å øke noe som følge av økt gjennomstrømning i flere anlegg, samt bygging av nye anlegg. Dette vil ta av reservekapasiteten. Dersom EVM ikke

realiseres kan det bli nødvendig å installere en ny gassfyrte kjel for å dekke inn reservebehovet. Elektrisitetsbehovet i raffineriet forventes også å øke til opp mot 60 MW.

Samlet har anleggene på Mongstad i dag en relativt lav energieffektivitet, noe som skyldes både raffineriets anleggsstruktur, som gir høy fyrgassproduksjon, og manglende samlokalisering med annen energiintensiv virksomhet. Disse forholdene gir begrensede muligheter for å gjøre energieffektivisering, da det ikke er muligheter for å anvende det fyrgassoverskuddet som vil oppstå som følge av slike tiltak. Alternativt måtte frigjort fyrgass bli faklet eller nøye balansert mot behov for økt varmeproduksjon.

Statoil har kontinuerlig overvåket og evaluert energibruken i raffineriet, og gjennomført analyser for å optimalisere energibruken innenfor de eksisterende rammer. På bakgrunn av disse analysene er det gjennomført en rekke forbedringstiltak.

5 Prosjektbeskrivelse

Hovedmålsettingen med EVM- prosjektet er å legge til rette for at det kan oppnås høy effektivitet i bruken av energi i den videre utviklingen av prosessanleggene på Mongstad. Kraftvarmeverket skal levere damp og annen varmeenergi tilpasset raffineriets behov. Videre vil anleggene bidra til å sikre tilgang på egenprodusert elektrisitet for gassbehandlingsanleggene på Kollsnes og Troll A plattformen.

Kostnadseffektiv, fleksibel og pålitelig energiforsyning er en grunnleggende forutsetning for lønnsom drift i raffineriet og de øvrige anlegg. Dette er igjen nødvendig for at produktene skal være konkurransedyktige i et internasjonalt marked. For å holde raffinerivirkningsgraden ved Mongstad-anleggene på et høyt miljømessig nivå, er det dessuten nødvendig å ha som siktemål lave utslipp pr. produsert enhet balansert mot de investeringer som skal til for å realisere dette.

I dag er Mongstad-raffineriets egen fyrgass hovedenergikilden. Fyrgasstilgangen varierer noe, bl.a. med mengden og typen råstoff til raffineriet. Raffineri fyrgass, som er et restprodukt fra raffineriprosessene, brennes i dag i mange til dels lite effektive ovner og kjeler i raffineriet. Likevel er det til tider et overskudd av fyrgass som må brennes i fakkell. Ombygging av raffineriet til mer effektiv energibruk er ikke mulig uten at det etableres anlegg som kan nyttiggjøre seg denne overskuddsenergien på en lønnsom måte. EVM er et slik prosjekt som i tillegg vil gi en høy grad av fleksibilitet for Mongstad-raffineriet siden fremtidige leveranser av varmeenergi kan tilpasses til det behovet som nye anlegg vil kreve.

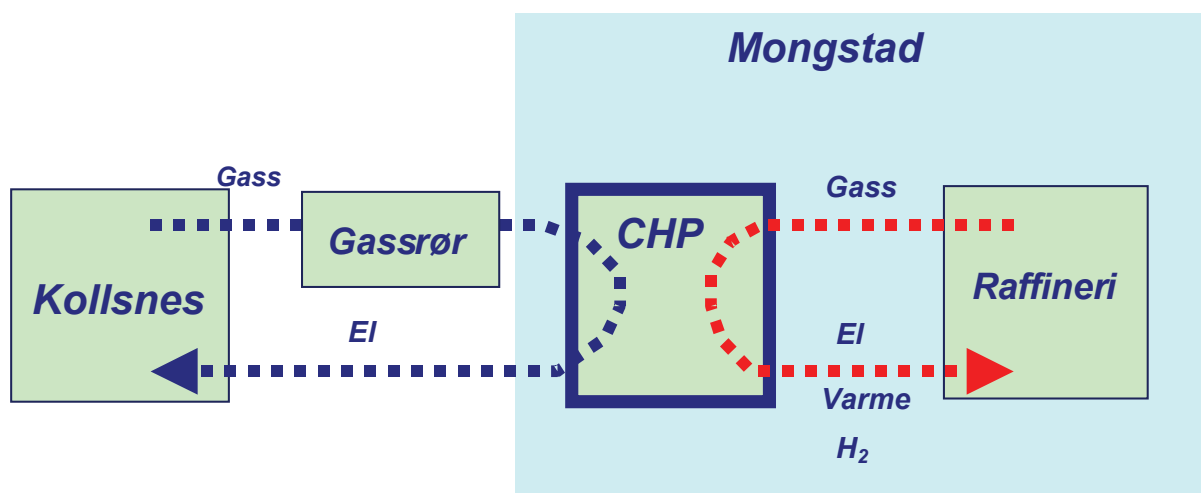
5.1 Utbyggingsplanene

Hovedelementet i prosjektet er et kraftvarmeverk som bygges tett integrert i raffineriet. Kraftvarmeverket vil være et anlegg for kombinert varme- og kraftproduksjon (CHP = "Combined Heat and Power" er en mye brukt betegnelse internasjonalt).

Anlegget dimensjoneres for å dekke behovet for kontinuerlige leveranser av damp og varme til raffineriets prosessanlegg. Dette gir en høy totalvirkningsgrad; dvs en høy andel produsert nyttbar energi levert i form av varme og elektrisitet i forhold til mengden innfyrt energi som gass. Raffineriets nåværende og framtidige varmebehov er dimensjonerende for valg av antall, -størrelse og -type iav gassturbiner i kraftvarmeverket.

Foreløpige beregninger viser at kraftvarmeverket vil ha et energibehov tilsvarende ca. 700 millioner Sm³ gass pr år. Det forventes at opp mot 2/3 av dette volumet vil bli importert som naturgass gjennom en ny rørledning fra Kollsnes til Mongstad, mens resten vil bli levert som raffineri fyrgass. Figur 5.1 viser en flytskisse av prosjektet.

Driftsmessig vil kraftvarmeverket være fullstendig integrert i raffineriet, siden energiproduksjonen vil være styrt av raffineriets behov for varmeproduksjon. Elektrisitetsproduksjonen ved anlegget vil dermed i normal drift være bundet til raffineriets avtak av varme. Kapasiteten for varmeleveranser fra anlegget er dimensjonert for fleksibilitet samt for å dekke energibehovet i fremtidige anlegg på Mongstad.



Figur 5.1. Flytskisse over utbyggingen.

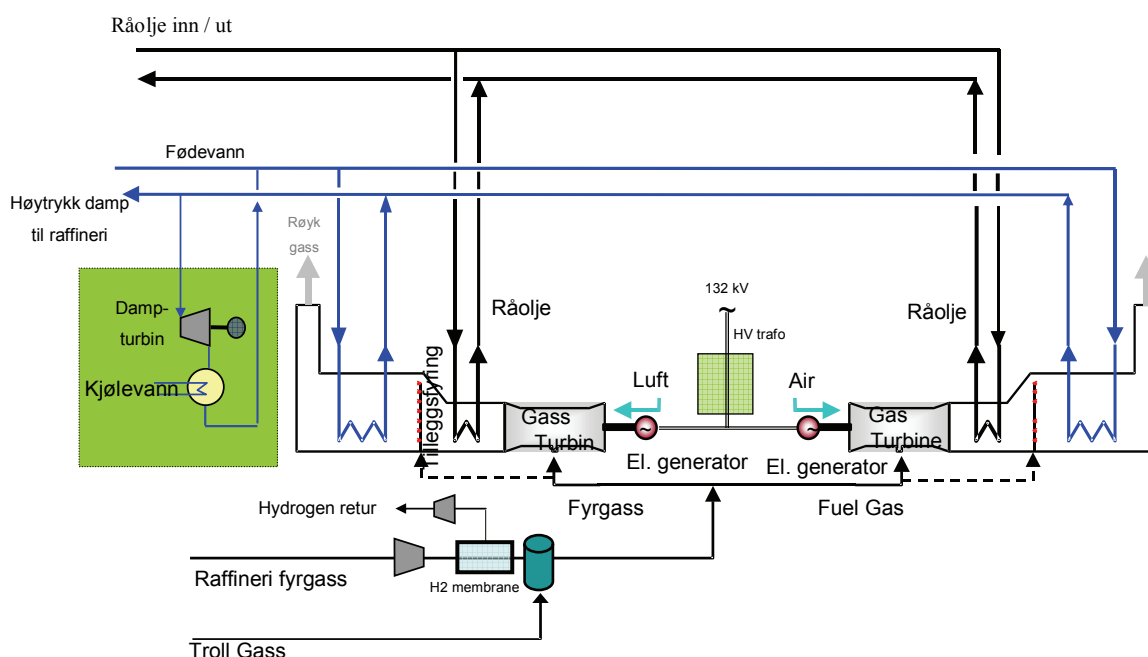
5.1.1 Kraftvarmeverket

Kraftvarmeverket vil bestå av følgende hovedelementer:

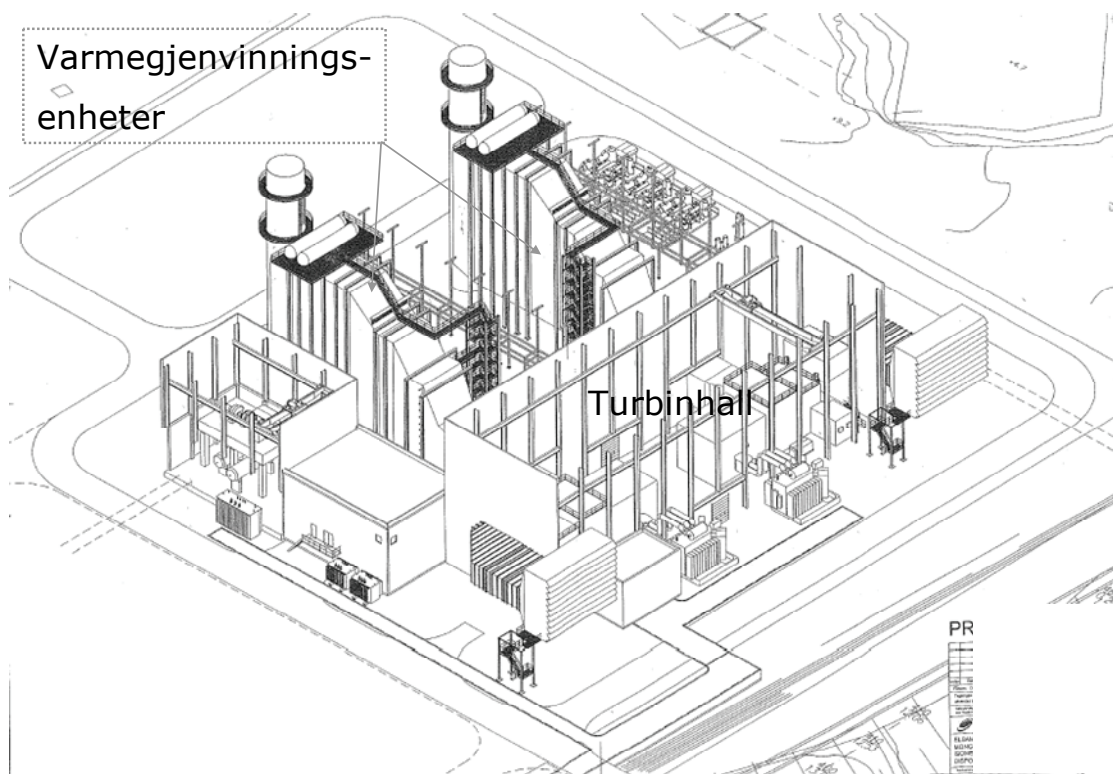
- To gassturbiner knyttet til hver sin generator (hver på ca 130 MW)
- Damp turbin med generator (20 MW)
- Varmegjennvinningsenhet for produksjon av damp og forvarming av råolje

Figur 5.2 viser en prinsippskisse av kraftvarmeverket og figur 5.3 viser en gjennomskåret perspektivtegning av anlegget.

Høytemperatur energi som hentes ut av røykgass som passerer varmegjennvinningsenheten vil bli benyttet til forvarming av råoljestrømmen før destillasjonstårnet, og til produksjon av høytrykksdamp.



Figur 5.2. Prinsippskisse av kraftvarmeverket.



Figur 5.3. Perspektivtegning av kraftvarmeverket.

Samlet vil kraftvarmeverket ha en installert produksjonskapasitet på 350 MW varme. Ved oppstart forventes anlegget å ha en termisk energileveranse på ca. 76 MW til forvarming (fra 293 til 366 grader C) av råoljestrømmen, samt ca 180-270 MW til høytrykks dampproduksjon. I tillegg kan det tas ut lavtrykksdamp (ca 40 MW).

Anlegget vil videre ha en kapasitet for elektrisitetsproduksjon på ca. 260 MW. I tillegg vil ca 20 MW leveres av dampturbin/generator. Virkningsgraden for elektrisitetsproduksjon er ca 36%. Over tid vil denne virkningsgraden gå noe ned grunnet degradering av gassturbinene. Anlegget forventes å ha en gjennomsnittlig driftstid på ca. 8100 timer/år. Dette gir en tilgjengelighet på ca. 92%, og en elektrisitetsproduksjon på ca. 2,3 TWh pr. år.

Kraftvarmeverket vil ved fullt utnyttet kapasitet ha en meget høy energieffektivitet. Over 80 % av energien i innfyrt brensel kan leveres som elektrisitet og nyttbar varmeenergi fordi raffineriet har et stort varmebehov, spesielt for høytrykksdamp, som kan forsynes

gjennom å utnytte energien i eksosvarmen fra gassturbinene.

Energieffektiviteten ved oppstart vil være rundt 70 %. Denne forventes forbedret over tid ved at nye prosjekter kan utnytte kapasiteten for økt uttak av høytrykksdamp.

Det er installert tilleggsbrennere i varmegjenvinningsenhetene som kan opprettholde høy nok dampproduksjon for raffineriet ved bortfall av eksosvarmen fra én gassturbin. Tilleggsbrennerne vil også kunne brukes til å dekke et eventuelt senere økt varmebehov, samt til å finjustere det aktuelle behovet.

Samlet gir dette en teknisk løsning med stor grad av fleksibilitet til å levere energi av den kvalitet som behøves til enhver tid.

Kraftvarmeverket med tilknyttet anlegg for råoljeoppvarming vil ha et samlet arealbehov på omlag 150 x 180 m og lokaliseres øst for eksisterende raffineriområde på Mongstad. Anleggets plassering styres av behovet for kortest mulige rørledninger for overføring av

Konsekvensutredning

varme og damp til raffineriet. Lokaliseringen av anlegget er vist i figur 5.4.

Den delen av elektrisitetsproduksjon som eksporteres vil bli levert til det regionale 132 kV kraftledningsnettet gjennom jordkabler fra kraftvarmeverket til Mongstad transformatorstasjon. Det legges imidlertid også til rette for at kraftvarmeverket ved utfallsituasjoner i nettet kan gå i øymodus/ ”Island mode”; dvs. at man kan koble anlegget fra nettet og kjøre ned produksjonen, men produsere nok elektrisitet og damp til å holde raffineriet i drift. Dette er en vesentlig forbedring i forhold til dagens situasjon. Ved strømstansen fredag 13.februar 2004 måtte

raffineriet kjøre ned prosessene og ble dermed påført et betydelig økonomisk tap. Slike hurtige nedkjøringer er i tillegg en betydelig teknisk belastning for anleggene og kan også ha negative miljømessige konsekvenser bl.a. ved faking av betydelige mengder prosessinnhold. Dette gir utslipp til luft og er en kraftig støykilde overfor omgivelsene.

Ved avbrudd i gassforsyningen vil raffineriets energianlegg som står i ”stand-by” modus startes opp. Enkelte kjeler som er tatt ut av drift kan også startes opp.



Figur 5.4. Planlagt lokalisering av kraftvarmeverket med tilhørende oppgraderinger i raffineriet.

5.1.2 Oppgradering av eksisterende anlegg

Kraftvarmeverket skal forsyne industrianleggene på Mongstad med energi i form av varme. Driften av kraftvarmeverket

må derfor være tett integrert med driften av raffineriet. Det skal foretas relativt omfattende ombygginger for å gjøre disse tilpasningene.

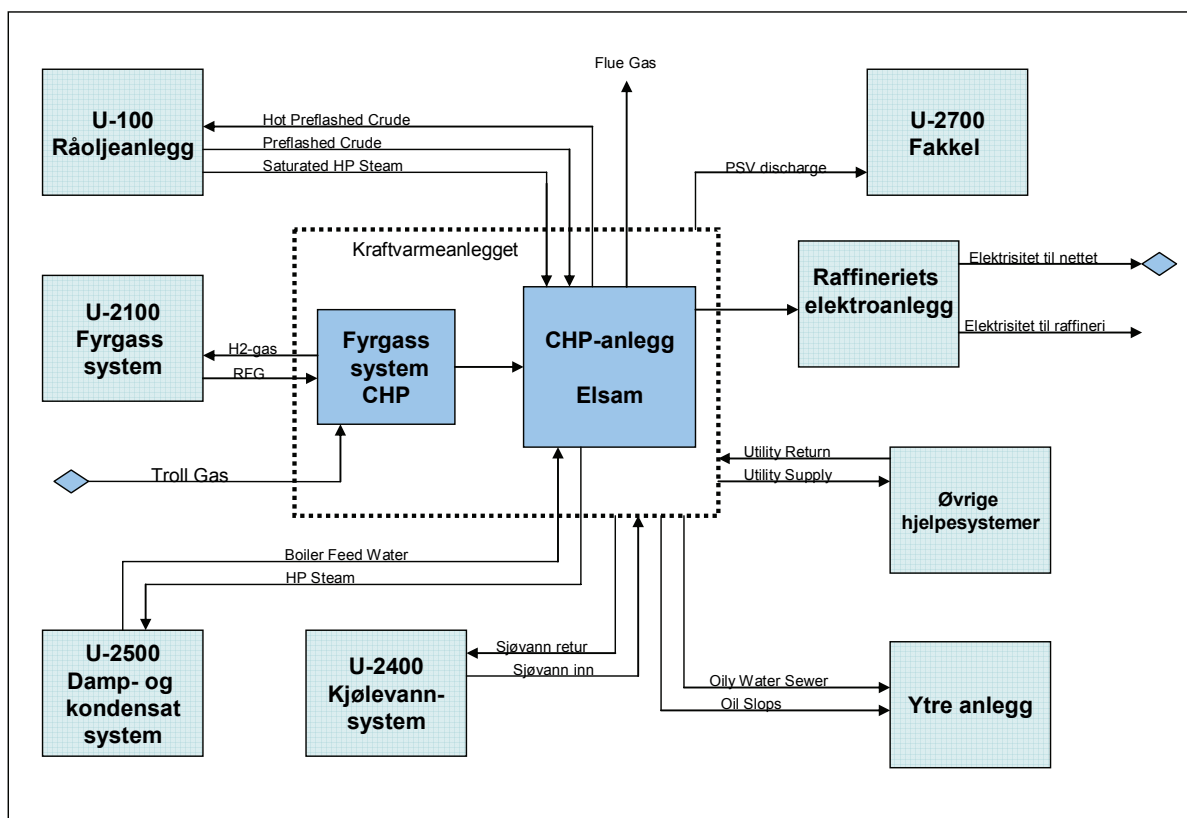
Nødvendige modifikasjoner av eksisterende raffineri i tilknytning til utbyggingen av

kraftvarmeverket omfatter i hovedsak følgende anlegg:

- Anlegg for forvarming av råolje
- Fyrgass systemet
- Damp- og kondensat systemet
- Kjølevannsystemet / Sjøvann

- Elektrisitetsforsyning- og distribusjon
- Tilknytning til prosessfakkel
- Renseanlegg, brannvann

Figur 5.5 gir en nærmere beskrivelse av disse forholdene.



Figur 5.5. Flyttdiagram som viser de ulike anleggskomponentene samt grensesnitt mellom raffineri og kraftvarmeverket.

Nedenfor er de enkelte elementene i raffinerioppraderingen nærmere beskrevet:

Råoljeanlegget / Anlegg for forvarming av råolje

Råoljen til destillasjonstårnet skal forvarmes i varmegjenvinningsdelen i kraftvarmeverket. Avstanden mellom eksisterende råoljeanlegg og kraftvarmeverket er ca. 400 meter. Forvarmingen medfører at råoljen går fra å være i ren væskefase over til en tofaseblanding av gass og væske. For å unngå problemer med tofasetransport i rørledningen tilbake til råoljeanlegget, vil råoljen bli splittet i en gass- og en væskestrøm i en ny fraksjoneringsenhet. Gass- og væskestrømmen vil så bli transportert i hver sin rørledning tilbake til raffineriets

råoljeanlegg. Forvarming og nødvendig prefraksjonering av råolje vil ha positiv effekt på ytelsen i råoljeanlegget med hensyn på kapasitet og produktkvalitet.

Fyrgass- systemet

Mindre endringer må gjøres for å tilpasse overføring av fyrgass fra raffineriet til kraftvarmeverket.

Hydrogen i fyrgassen vil bli skilt ut i et membranlegg og tilbakeført til raffineriet.

Damp-, kondensatbehandling og matevannsystem

Raffineriet leverer ferdig behandlet matevann for kraftvarmeverkets dampproduksjon.

Høytrykksdamp produsert i kraftvarmeverkets røykgasskjel leveres til raffineriets dampfordelingssystem.

Som følge av integrasjon med kraftvarmeverket blir 4 fyrte kjeler normalt stengt ned. Disse kan benyttes som back-up kjeler.

Kjølevannsystemet

Kraftvarmeverket har behov for sjøvannskjøling for kondensering av damp i dampturbinkretsen. Kjølevann skaffes til veie ved å bygge om eksisterende kjølevannsystem. Det vil installeres nye pumper i eksisterende kjølvannsgrop. Utløpet vil gå gjennom eksisterende utløpstunnel.

Elektrisitetsforsyning- og distribusjon

Fra kraftvarmeverkets 132 kV samleskinne vil det bli etablert forbindelse med jordkabel til samleskinne i Mongstad transformatorstasjon for tilknytning til BKKs 132 kV kraftledninger.

Det vil i tillegg bli etablert 132 kV forbindelse mellom kraftvarmeverket og et nytt fordelingspunkt inne på raffineriområdet. Her nedtransformeres strømmen og fordeles. Det vil være mulig å koble bort forbindelsen til kraftledningsnettet ved feilsituasjoner på nettet, og dermed slippe å kjøre ned raffineriprosessene. Dette reduserer risikoen for kompliserte og kostbare ned- og oppkjøringsoperasjoner på raffineriet.

Fakkelsystemet

Ved uønskede hendelser må eksisterende fakkelsystem avlaste det nye anlegget for råoljeoppvarming. Det etableres nødvendige tilkoplingspunkter og kontrollsystemer for å styre dette på en sikker måte.

Ytre anlegg

Eksisterende rensenanlegg har kapasitet til å håndtere avløp fra de nye anleggene. Det etableres nødvendige tilknytningspunkter og overføringsrør for overflatevann, oljeforurenset vann, samt rør for tømning av utstyr i vedlikeholdssituasjoner.

Raffineriets brannvannsystem utvides til å dekke de nye anleggene.

Andre raffinerisystemer

De nye anleggene må inkluderes i raffineriets prosessstyringssystemer. Dette innebærer mindre modifikasjoner i det sentrale kontrollrommet.

5.1.3 Integrasjonseffekter mellom raffineriet og energiverket

Fremtidige energileveranser fra kraftvarmeverket medfører at eldre og mindre energieffektive energiforsyningssystemer på Mongstad kan tas ut av drift eller kjøres redusert. Forvarming av råolje i kraftvarmeverket vil gjøre det mulig å minimalisere fyring i de eksisterende råoljeovnene. En ovn kan tas helt ut av drift.

Dette vil tilsammen frigjøre ca. 0,2 GSm³ fygass/år ved oppstart, tilsvarende ca. 1/3 av de samlede gassvolumer som vil benyttes i kraftvarmeverket. Ytterligere energieffektiviseringstiltak på Mongstad vil kunne gi økte mengder raffineri fygass til kraftvarmeverket.

EVM vil gi raffineriet stor grad av fleksibilitet i forbindelse med prosessendringer og fremtidige kapasitetsøkninger. Energiforsyningen til nye anlegg vil være mer fleksibel, lettere tilgjengelig og mer energieffektiv enn i dagens situasjon. Til forskjell fra dagens situasjon kan overskuddsgass benyttes på en nyttig måte ved at kraftvarmeverkets avtak av raffineri fygass kan økes og mengden naturgass fra Kollsnes tilsvarende reduseres.

Kraftvarmeverket vil ha kapasitet til å dekke raffineriets fremtidige behov for høytrykksdamp til aktuelle utviklingsprosjekter. EVM vil kunne gi betydelige kostnadsbesparelser for slike prosjekter, og vil være avgjørende for realisering av de enkelte prosjektene.

EVM vil gi lavere og mer forutsigbare driftskostnader knyttet til raffineriets energiforsyning, og dermed styrke Mongstad-anleggenes konkurransekraft.

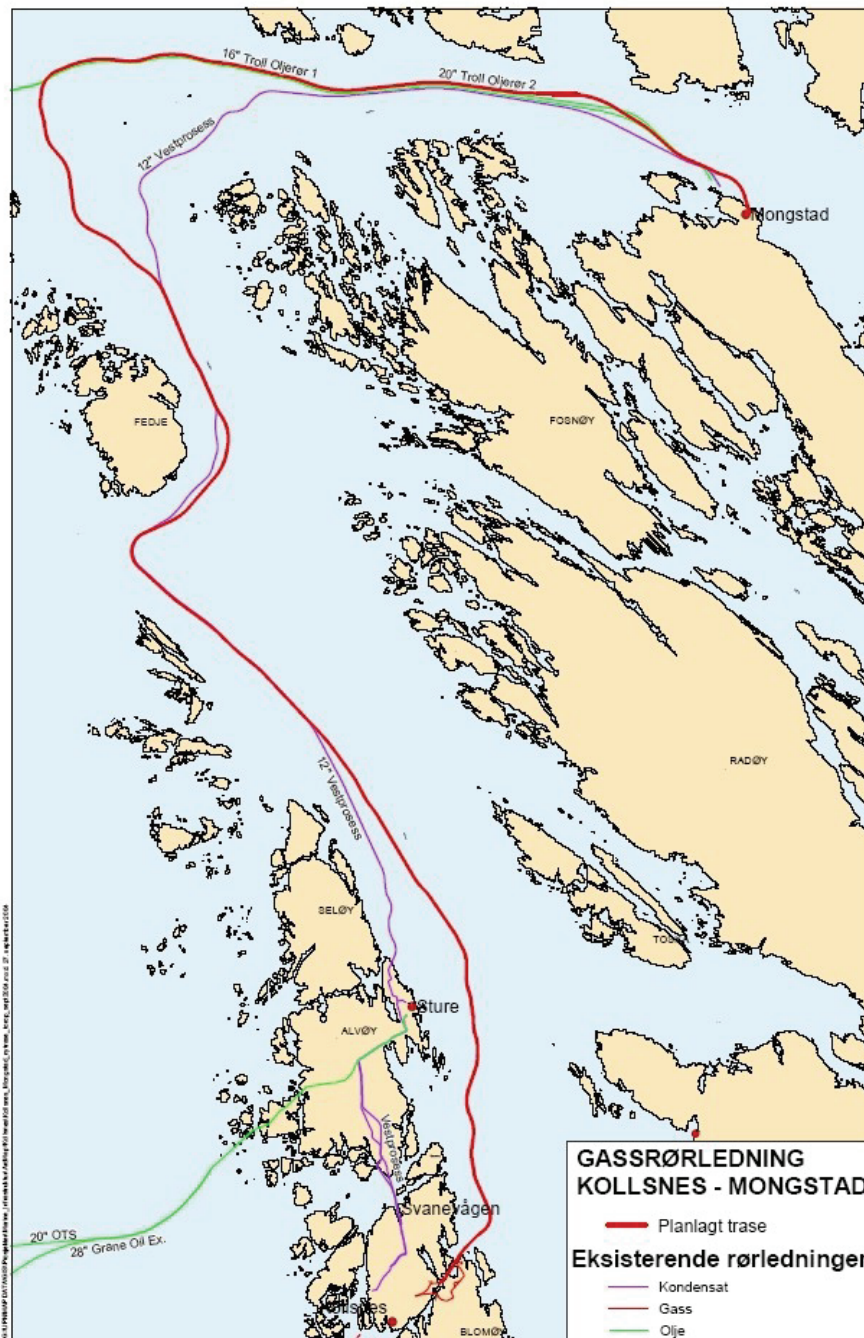
5.2 Nødvendige infrastrukturtiltak: Naturgassforsyning og kraft- overføringsanlegg

Rørledning

Kraftvarmeverket forutsetter forsyning av naturgass gjennom en ny gassrørledning fra Kollsnes til Mongstad. For nærmere informasjon om rørledningsprosjektet vises til det til konsesjonssøknad med

konsekvensutredning for rørprosjektet, jfr. sammendrag i vedlegg B.

Rørledningen vil legges fra Kollsnes via Osundet og ut i Hjeltefjorden, og følger deretter i hovedtrekk samme trasé i sjøen som eksisterende Vestprosess-rørledning, jfr. figur 5.6.



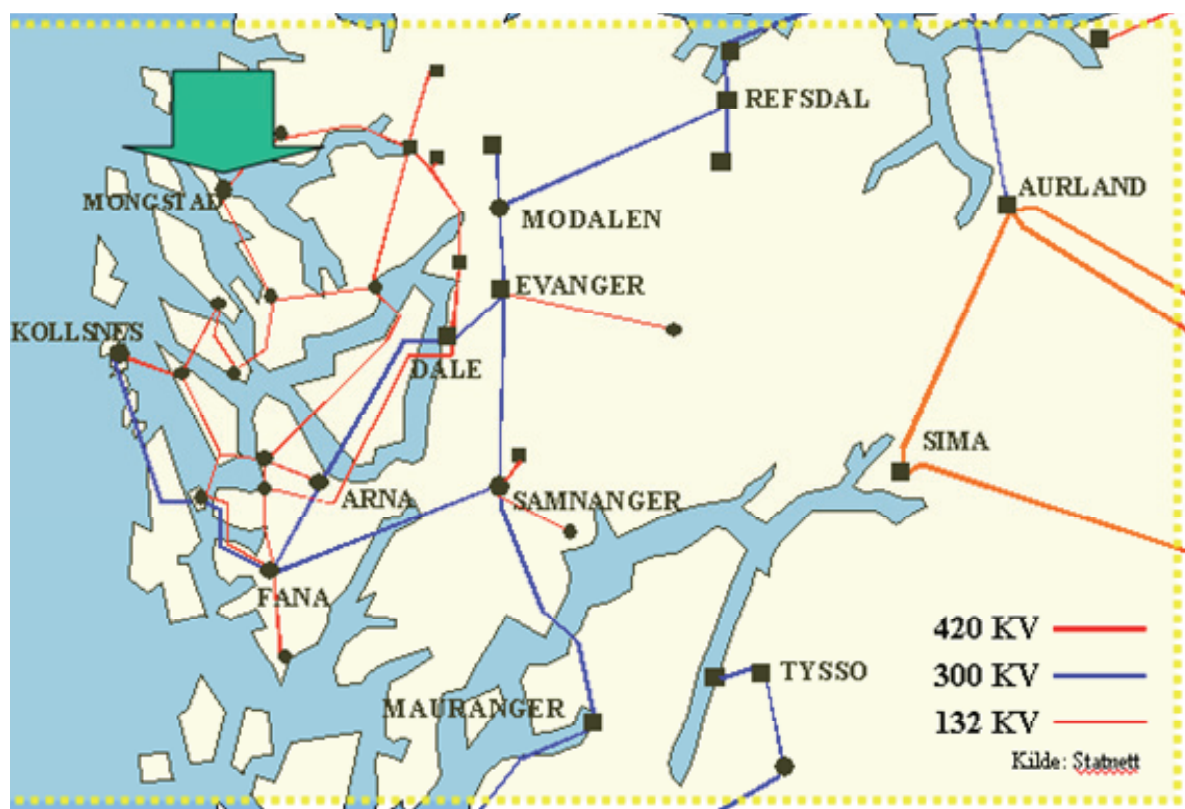
Figur 5.6. Trase for gassrørledning Kollsnes - Mongstad.

Det er ikke vurdert som aktuelt å etablere gasslager som buffer på Mongstad for å kunne håndtere avbruddssituasjoner i naturgassforsyningen.

Kraftoverføringsanlegg

Det er nødvendig med et nytt koblingsfelt i Mongstad transformatorstasjon. Koblingsfeltet er tilknyttet det regionale 132 kV kraftledningsnettet tilhørende BKK-Nett, jfr. figur 5.7.

Det vil ikke være behov for nye kraftledninger som en følge av kraftvarmeverket, men det er nødvendig å gjøre enkelte mindre forsterkningstiltak, f.eks. temperaturoppgradering, i deler av eksisterende linjenett og i noen trafostasjoner. Omfanget er fastlagt av BKK-Nett som også vil gjennomføre tiltakene før oppstart av kraftvarmeverket.



Figur 5.7. Eksisterende høyspent linjenett i Bergensområdet.

5.3 Leveranser av elektrisitet

Kraftvarmeverket på Mongstad planlegges med installert effekt på ca. 280 MW elektrisitet.

Anlegget vil levere inntil 60 MW (500 GWh/år) elektrisitet direkte til raffineriet. Det er inngått en intensjonsavtale med Troll eierne som innebærer at Troll-anleggene sikres rett til produksjon av elektrisk kraft i kraftvarmeverket gjennom en leieprosesseringsavtale ("tollingavtale").

Realiseringen av EVM vil dermed medføre at eksisterende og eventuell fremtidig petroleumsvirksomhet i regionen i større grad kan dekke energibehovet gjennom egen kraftproduksjon. Dette vil igjen redusere det norske og det regionale importbehovet for elektrisitet.

5.4 Alternativer til etablering av Energiverk Mongstad

Det er ikke funnet alternative løsninger for energisystemet på Mongstad som kan gi tilsvarende positive ringvirkninger som

etableringen av EVM, og som samtidig viser tilfredsstillende lønnsomhet.

Raffineriindustrien gjennomfører årlig en vurdering av konkurransekraften til hvert enkelt raffineri opp mot andre raffinerianlegg. Bransjevurderingen viser at Mongstad-raffineriet har et betydelig forbedringsbehov på energisiden i forhold til de beste raffineriene. En viktig årsak til dette er raffineriets anleggsstruktur, men også manglende samlokalisering med annen energiforbrukende virksomhet. Andre raffinerier ligger ofte nær annen virksomhet som for eksempel petrokjemisk industri, eller ligger nær byer med etablerte fjernvarmesystemer.

Det er en overordnet målsetning for Mongstad-raffineriet å forbedre energieffektiviteten slik at grunnlaget for videre utvikling kan bli best mulig. Som beskrevet i kap. 4.2.3 har Mongstadanleggene i dag begrensede muligheter for å gjennomføre energieffektiviseringstiltak. Uten muligheter for effektivt å benytte et fyrgass overskudd kan ikke energiutnyttelsen i Mongstadanleggene forbedres vesentlig.

Realiseringen av nye prosjekter med energibehov må nøye tilpasses og dimensjoneres til aktuelle energieffektiviseringstiltak. Det vil over tid være svært krevende å oppnå tilfredsstillende lønnsomhet og samtidig forbedre miljøstandarden. Nye prosjekter på Mongstad vil dermed fortsette å være mindre konkurransedyktige i forhold til tilsvarende aktiviteter på andre raffinerier som har muligheter til å spille på fleksibilitet mht energiforsyning og produksjon.

Alternativet for Troll-eierne er å fortsette kjøp av elektrisitet fra det nordiske elektrisitetmarkedet.

5.5 Arealanvendelse og eiendomsforhold

Statoil er eier av tomten der kraftvarmeverket og tilhørende ombygginger i raffineriet skal etableres.

I tillegg til arealet som er nødvendig for utvidelsen med EVM er det satt av plass til å etablere et eventuelt anlegg for fangst av CO₂ fra røykgass fra kraftvarmeverket og raffineriets krakkeranlegg. For nærmere beskrivelse av dette vises til kap. 7.2.

5.6 Tidsplan for utbyggingen

Oppstart av anleggene forventes å kunne skje ved årsskiftet 2008/2009.

5.7 Kostnader

Total investering i kraftvarmeverk med tilhørende oppgradering av raffineriet er kostnadsberegnet til 3 milliarder kroner (+/- 30%), angitt som løpende kroner.

Økningen i driftskostnader ved Mongstad-anleggene er anslått til ca. 110 millioner kroner 2005/år (MNOK2005/år).

Årlige innmatingskostnader for elektrisitet på nettet er anslått til å være ca 20 MNOK2005/år.

5.8 Sikkerhet

Forhold av betydning for Mongstad-anleggenes sikkerhet vil ivaretas på i design. Det vil bli stilt de samme strenge krav til design, fabrikkasjon, bygging, testing, drift, inspeksjon, vedlikehold og overføring av erfaring, slik at nye anlegg vil få like høy sikkerhetsstandard som eksisterende og sammenliknbare anlegg. Resultater fra ulike risikoanalyser vil legges til grunn for vurdering av sikkerhetsmessige forhold slik som identifikasjon av risikofaktorer, kvantifisering av risikonivå og maksimale utslippsmengder ved akutte utslipp, samt eventuelle risikoreduserende tiltak.

Følgende målsetninger ligger til grunn for det videre sikkerhetsarbeidet i prosjektet:

- Sikkerhetsstandarden skal tilfredsstillende myndighetenes og Statoil Mongstads krav og bestemmelser, herunder dokumentasjon av risiko og evt. behovet for og effekten av risikoreduserende tiltak.

Konsekvensutredning

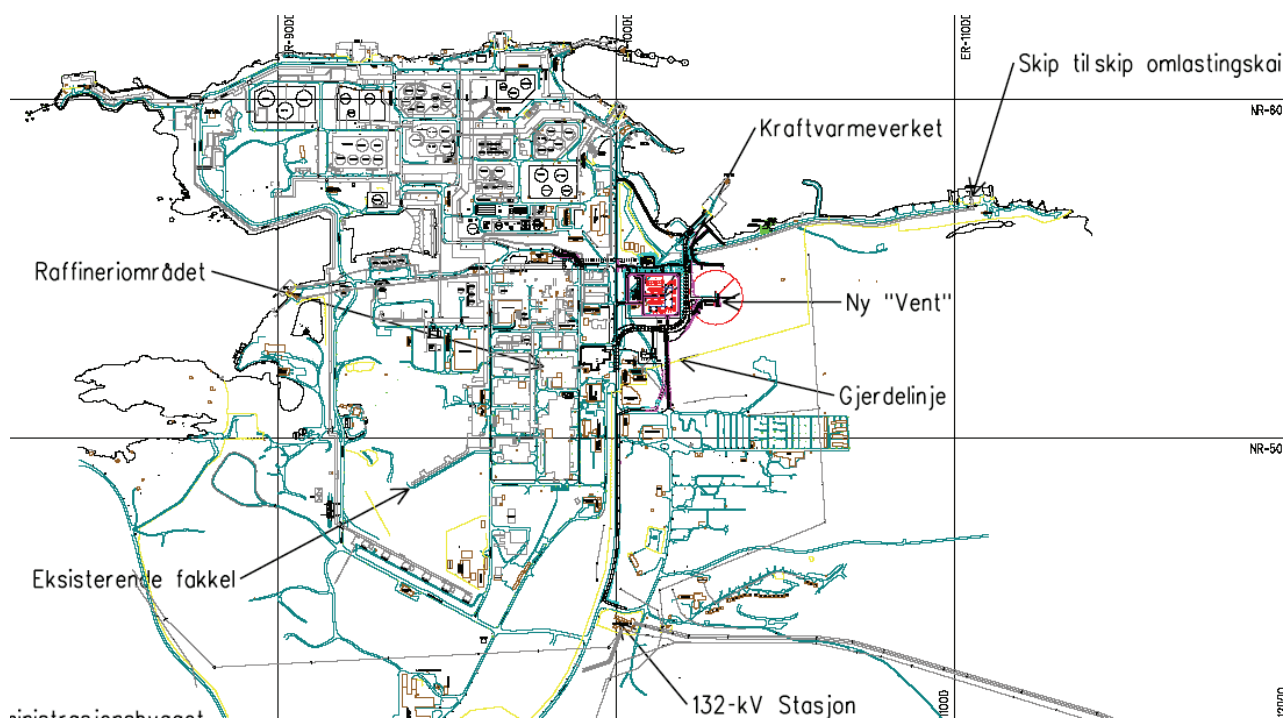
- Anleggene skal bygges og drives med en sikkerhetsstandard på høyde med tilsvarende anlegg.

Det er utført foreløpige kvantitative risikoanalyser som støtte for valg av plassering av nye utstyrskomponenter. I analysene er det beregnet sannsynlighet for, og omfang av en eventuell ulykke, basert på inngangsdata som omfatter sannsynlighet for svikt i de enkelte komponenter og utstyr, mulige hendelsesforløp som følge av svikt samt konsekvensmodeller for beskrivelse av effektområdet. Risikoanalyser gjennomført for bygge- og driftsfasen konkluderer med at risikonivået vil være akseptabelt i forhold til de relevante deler av akseptkriterier på Mongstad, samt vil tilfredsstille myndighetenes bestemmelser.

Det er også gjennomført en kvalitativ gjennomgang av operasjonelle forhold for å kartlegge sikkerhetsmessige forhold knyttet til utforming og drift av de nye anleggene. Gjennomgangen har gitt grunnlag for å fastslå hvilke sikkerhetsmessige tiltak som bør utføres i de ulike fasene av prosjektutviklingen.

I risikoanalysen er det lagt vekt på en kvantitativ evaluering av den økning i risikonivå nye anlegg og modifikasjoner vil representere. Vurderingen er gjennomført bl.a ved å estimere lekkasjefrekvenser for nytt utstyr. Lekkasjefrekvensene, sammen med bemanningsnivået, er lagt inn som et tillegg til de data som finnes i de eksisterende modellene for Mongstad-anleggene. Resultatet fra simuleringene er benyttet for å vurdere risiko for ulykkesspredning, samt risiko for personell som arbeider på anleggene og personell som er bosatt/oppholder seg utenfor anleggene. Resultatene viser at de nye installasjonene tilfredsstiller detaljerte krav mhp. sikkerhet.

Det er konkludert med at betryggende sikkerhet og driftspålitelighet kan oppnås med den eksisterende fakkelen, samt ved at kraftvarmeverket beskyttes fra uønsket trykkøkning gjennom etablering av en ny kaldfakkell ("vent") i tilknytning til gassrørledningen. Denne er plassert like øst for kraftvarmeverket, se fig. 5.8.



5.9 Behov for offentlige og private tiltak

Utbyggingen vil skje innenfor et område som er avsatt til næringsvirksomhet i eksisterende kommuneplan. Det er over lang tid lagt til rette for å plassere industri og annen næringsvirksomhet på det store området mellom Mongstadanleggene og oljeforsyningsbasen Mongstad Sør.

Det foreligger ingen separat reguleringsplan for eksisterende anlegg på Mongstad. I forbindelse med etablering av de nye anleggene vil det utarbeides en egen reguleringsplan som også inkluderer eksisterende raffinerianlegg.

I anleggsperioden vil riggområder brukt under tidligere anleggsperioder bli benyttet og det forventes ikke behov for spesielle tiltak utover det som er vanlig for anleggsdrift i denne størrelsesorden.

Transport til og fra anlegget vil skje på eksisterende vegnett eller over anleggets kaier.

Behov for utbygging av ny offentlig infrastruktur er ikke identifisert.

Det vil derfor ikke være behov for endring av eksisterende reguleringsplaner eller andre kommunale/ fylkeskommunale planer. Det kan imidlertid være aktuelt å utarbeide nye bebyggelsesplaner for Mongstad- anleggene som følge av prosjektet. Utbyggingen vil kunne medføre behov for en mindre justering/ utvidelse av eksisterende sikkerhetssone mot øst.

5.10 Avvikling

Kraftvarmeverket på Mongstad blir beregnet for en levetid på 25 år. Ved normalt vedlikehold vil hovedkomponentene erfaringsmessig ha en levetid ut over dette.

Utbygger anser det ikke aktuelt på nåværende tidspunkt å utarbeide planer for avvikling av hele eller deler av de nye anleggene. Dette vil måtte inngå som en del av den langsiktige drifts- og vedlikeholdsplanleggingen på Mongstad. Det er ingen forhold ved de valgte tekniske løsningene som vil vanskeliggjøre eventuell senere avvikling.

6 Miljømessige konsekvenser

6.1 Utslipp til luft

Vurderinger knyttet til utslipp til luft tar utgangspunkt i målte og beregnede utslipp fra eksisterende anlegg i raffineriet på Mongstad. Basert på slike data er det foretatt beregninger og fremskrivninger av utslippssituasjonen både for 0-alternativet og for situasjonen etter utbygging av kraftvarmeverket.

CO₂ og klima

For å beregne utslipp av CO₂ knyttet til forbruk av elektrisk kraft er det tatt utgangspunkt i at Norge er i en underskuddssituasjon på elektrisitet. Økt innenlandsk etterspørsel vil derfor føre til et økende nasjonalt underskudd i kraftbalansen, og økt behov for import av kraft fra utlandet.

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

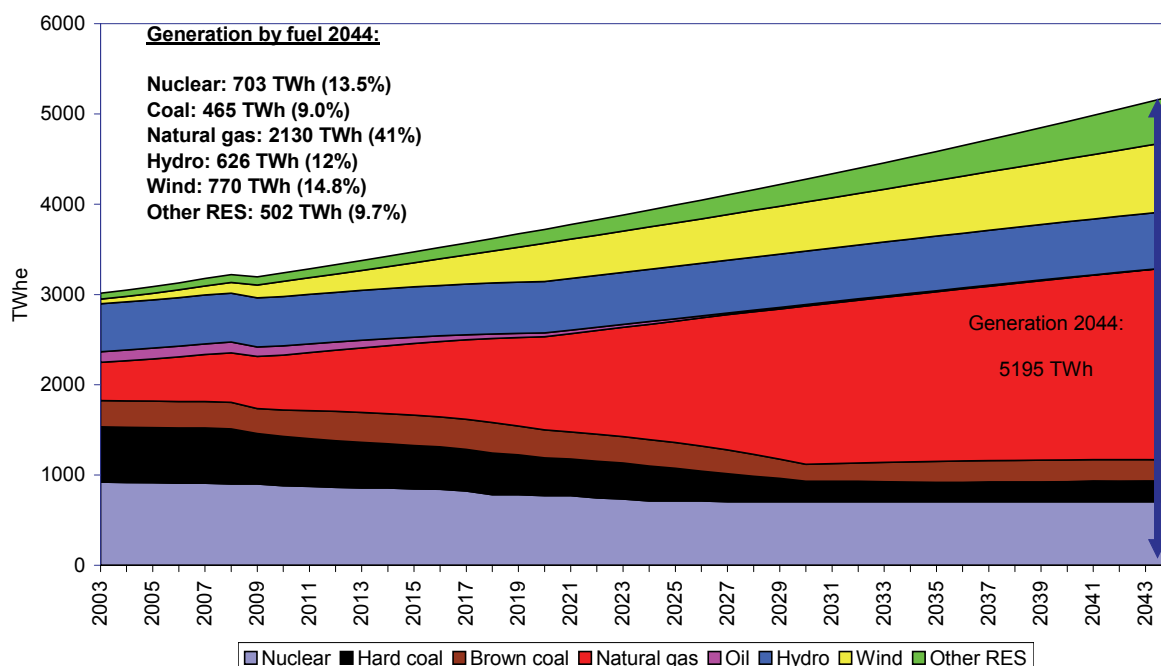
OED har gjort en tilleggsvurdering av denne problemstillingen, der en benyttet energimarkedsmodeller for å belyse hvordan

bygging av et gasskraftverk i Norge med produksjon på ca 6 TWh pr. år vil virke inn på de globale utslippene av CO₂ (OED 2000).

Denne gjennomgangen endret ikke konklusjonen fra 1996, og viser at realisering av gassbasert kraftproduksjon i Norge vil erstatte import av mer forurensende elektrisitetsproduksjon, og dermed redusere de samlede utslippene av CO₂ i Europa.

NVE/ Oljedirektoratet (OD) (2002) legger i sin rapport om elektrifisering av offshore installasjoner til grunn at økt import av kraft til Norge vil resultere i økte globale CO₂ utslipp. Utslippene knyttet til importert kraft ble vurdert til å være 788 g CO₂ /kWh el i år 2003, gradvis synkende til 333 g/kWh i år 2013 før det forventes en ytterligere reduksjon frem mot år 2028 hvor CO₂ utslippet forventes å være 286 g/ kWh.

NVE/OD har i disse tallene lagt til grunn en antatt utvikling der produksjon av elektrisk kraft i Europa blir mer miljøvennlig over tid ved at andelen elektrisitet produsert i kullfyrte kraftverk går ned, samtidig med at innslaget av gasskraft og fornybar kraft øker. Figur 6.1 viser en mulig fremtidig produksjonsutvikling på verdensbasis.



Figur 6.1. Trender i verdens elektrisitetsproduksjon fram mot 2044. Kilde: Chalmers University of Technology.

NVE (2004) viser til at det er ledig produksjonskapasitet i nordeuropeiske kullkraftverk, og at kullkraft også i de nærmeste årene vil representere den dominerende marginale kraftproduksjonen i dette markedet. NVE viser videre til at det i nyere kullbaserte kraftvarmeverk der kraftproduksjonen balanseres mot fjernvarmeleveranser oppnås en virkningsgrad på 70 - 80 % i perioder av året med fjernvarmeleveranser, men at marginal kraftproduksjon i kullkraftverk for leveranser for eksempel til Norge i mindre grad kan balanseres mot tilsvarende varmeleveranser. Virkningsgraden for elektrisitetsproduksjon alene kan komme ned i 40 %, noe som betyr at import av kraft til Norge kan utløse en tilleggsproduksjon i utenlandske kullkraftverk som medfører betydelige utslipp til luft.

Tabell 6.1 viser CO₂- utslipp for dansk elektrisitet levert til forbruk på Jylland. Tabellen indikerer høyere CO₂- utslipp pr. produsert kWh i 2003 når eksporten fra Danmark til Norge var spesielt høy.

Tabell 6.1. CO₂- utslipp (g/kWh) for dansk elektrisitet til forbruk levert via nettet. Kilde: Eltra

	2003	2004
CO ₂ - utslipp	525	509

EU's kvoteregime for perioden 2005-2007 forventes å få betydning for utviklingen i CO₂- utslipp fra kraftproduksjon i Europa. Gammel og lite effektiv kullkraft vil få relativt høyere ekstrakostnader til kjøp av CO₂- kvoter, noe som vil kunne styrke ny produksjonskapasitet med lavere utslipp til luft. Gasskraft og kjernekraft kan således få en styrket markedsposisjon sammenliknet med kullkraft. Prisutviklingen i energimarkedet er imidlertid en betydelig usikkerhetsfaktor i dette bildet.

NO_x / SO₂ og ozon

Det er gjort beregninger og vurderinger av utslippene av NO_x og SO₂ opp i mot SFTs og EUs anbefalte luftkvalitetskriterier for helse og vegetasjon. Beregninger av maksimale timemiddel- og årsmiddelkonsentrasjoner er utført med modeller som beregner konsentrasjoner som funksjon av avstand fra kilden for en rekke meteorologiske situasjoner.

Konsekvensene av nitrogen- og svovelavsetning på flora og fauna er også

vurdert. Både tørr- og våtavsetning er modellberegnet. I forbindelse med prosjektet er det laget en ny modell for å beregne svovelavsetning.

Effektene av utslipp av NO_x og VOC er videre vurdert med henblikk på ozondannelse, og konsekvenser for helse/ dyreliv er vurdert i forhold til SFTs anbefalte luftkvalitetskriterium. Virkningen av ozon på vegetasjon ble vurdert i forhold til akkumulert eksponeringsdose. Beregningsmetoden refereres som AOT₄₀ ("Accumulated exposure Over a Threshold of 40 ppb").

I samarbeid med Statoil har NIVA, NILU og NINA utviklet en metode for samlet å vurdere ulike effekter av utslipp til luft (EIF- luft; Environmental Impact Factor - luft). Metoden er fortsatt under uttesting og videreutvikling. Som et ledd i testing av metoden er Mongstad benyttet som eksempel.

EIF-luft er utviklet som et verktøy for å vurdere og prioritere mellom tiltak knyttet til utslipp til luft samt knytte konsekvenser av utslipp til luft opp mot konsekvenser av andre utslipp, primært til sjø. Metodikken tar hensyn til både bakgrunnsavsetning og avsetning fra anlegget som skal vurderes. Avsetningene vurderes relativt til tålegrenser for vann, jord og vegetasjon og grenseverdier for ozon. I beregningen av EIF-luft kombineres denne informasjonen til å gi et kvantitativt estimat av konsekvensene av et scenario, som deretter kan sammenlignes med andre scenarier. Den samlede miljøkonsekvens av hvert scenario kan oppsummeres i en EIF-verdi.

6.1.1 Utslipp fra eksisterende anlegg

Eksisterende utslippstillatelse for anleggene på Mongstad omhandler utslipp til luft, sjø, grunn samt støy. Søknad om fornyet utslippstillatelse som følge av økt gjennomstrømning i anleggene ble oversendt SFT i april 2005, og har vært på offentlig høring.

Grenseverdier for utslipp i gjeldende utslippstillatelse, samt eksisterende utslipp fra Mongstad-anlegget i år 2003 er vist i tabell 6.2. I tillegg til de samlede utslippskravene som er vist gjelder også spesifikke utslippsgrenser for

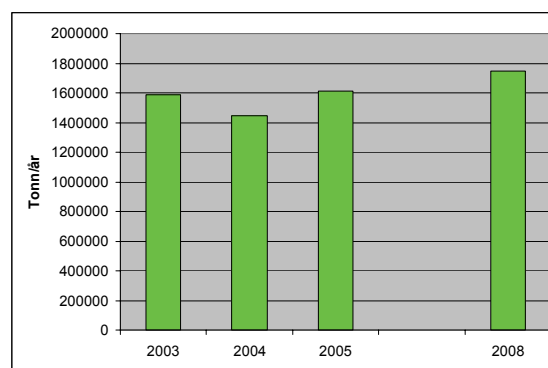
enkelanlegg. Det er valgt å bruke 2003-tall for å illustrere eksisterende utslippsbidrag, da tallene fra 2004 er påvirket av unormale driftsforhold som bl.a en revisjonsstans som varte ca. 1 mnd, driftsproblemer i incinerator, strømutfall pga feil i kraftledningsnett og brann i råoljeanlegget.

Anleggene på Mongstad er kvotepliktige iht. klimakvoteloven som gjelder for perioden 2005 – 2007, og ble i brev datert 10. mars 2005 tildelt kvote på 1.577.000 tonn CO₂ for 2006 og 2007. Dette tilsvarte 95% av omsøkt mengde.

6.1.2 Videre utvikling i utslippene på Mongstad (0- alternativet)

Forventede utslippstall for 0-alternativet er vist i tabell 6.2. De tall som her er skissert reflekterer omsøkte utslippsvolumer i søknad om fornyet utslippstillatelse til SFT.

Figur 6.2 viser målte og beregnede utslipp av CO₂ fra Mongstad-anleggene i perioden 2003-2005 samt i 2008. Den forventede utslippsøkningen frem mot 2008 reflekterer økt fyringsbehov som følge av innfasing av økte volumer i Vestprosess- anleggene. Av samme årsak forventes også utslippene av NO_x å øke noe sammenliknet med dagens nivå.



Figur 6.2. Målte og forventede utslipp av CO₂ fra Mongstad anleggene 2003-2005 samt forventet utslipp i 0-alternativet.

SFT har i brev av 28.10.2004 pålagt Mongstad-anleggene en betydelig utslippsreduksjon fra 1.1.2007 for nmVOC fra lasting av råolje ved kai nr. 1, 7 og 14. SFT viser videre til at det på bakgrunn av driftserfaring kan settes nye krav fra 1.1.2009.

Konsekvensutredning

Det samlede mål for utslippsreduksjon over råoljeterminalen er minimum 80 % i forhold til situasjonen uten tiltak. De faktiske utslipp i årene etter at tiltak er iverksatt vil således i hovedsak være styrt av produktutskipnings-

mengden. Det foreligger ikke planer som tilsier at dette volumet vil endres vesentlig i forhold til dagens situasjon.

Tabell 6.2. Årlige utslipp i dagens situasjon (2003), forventede utslipp i 0-alternativet (2009), samt forventede utslipp fra Mongstad-anleggene etter utbygging av kraftvarmeverket sammenholdt med krav i eksisterende utslippstillatelse.

Komponent	Utslippsgrense	Utslipp 2003	Utslipp i 0-alternativet ⁶	Forventede utslipp fra Mongstad- anleggene etter utbygging av EVM
CO ₂		1.587.000 tonn	1.750.000 tonn	2.700.000 tonn
NO _x	2150 tonn	1 730 tonn	1 850 tonn/ 1 500 tonn fra 2009	Ingen endring
SO ₂	2000 tonn	988 tonn	1 250 tonn	Ingen endring
nmVOC raffineri		9 510 tonn	11 000 tonn	Ingen endring

⁶ Utslippstillatelse angir omsøkt mengde som tar hensyn til mulige driftsmessige forstyrrelser ved anleggene. De reelle utslipp forventes således å være godt innenfor denne rammen.

6.1.3 **Utslipp til luft fra Mongstad med Energiverk Mongstad**

Tabell 6.2 gir en oversikt over de forventede utslipp etter utbygging av EVM- anleggene. Utbyggingen vil ikke medføre en økning i utslippene av NO_x sammenliknet med dagens nivå. Utslippene av SO₂ og støv/sot vil ikke endres som følge av prosjektet. Utbyggingen kan medføre en mindre økning i utslippene av CH₄.

Mongstad-anleggene er den klart største kilden til utslipp fra industri i Nordhordland.

En revidert søknad om fornyet utslippstillatelse for anleggene på Mongstad inkludert kraftvarmeverket sendes inn for behandling parallelt med innsending av søknad om anleggskonsesjon for kraftvarmeverket og foreliggende konsekvensutredning.

Utslippene av CO₂ vil bli forelagt myndighetene iht. bestemmelsene i forurensingsloven og klimakvoteloven. Dette vil bli håndtert sammen med de øvrige CO₂-utslipp på Mongstad ifm kvotesystemet for perioden etter 2007 så snart dette er klart.

6.1.3.1 **Utslipp av CO₂**

Utslippene av CO₂ fra kraftvarmeverket forventes isolert å bli ca. 1,3 mill. tonn/år. Etableringen av anlegget vil imidlertid medføre at deler av raffineriets eksisterende energiproduksjon blir stengt ned, og at det samlede energisystemet for Mongstad blir optimalisert. Dette gir reduserte utslipp av CO₂ fra de eksisterende anlegg på i størrelsesorden 350.000 tonn/år. Den samlede økning i CO₂-utslippene på Mongstad som følge av etablering av kraftvarmeverket vil bli om lag 0,95 millioner tonn/år sammenlignet med

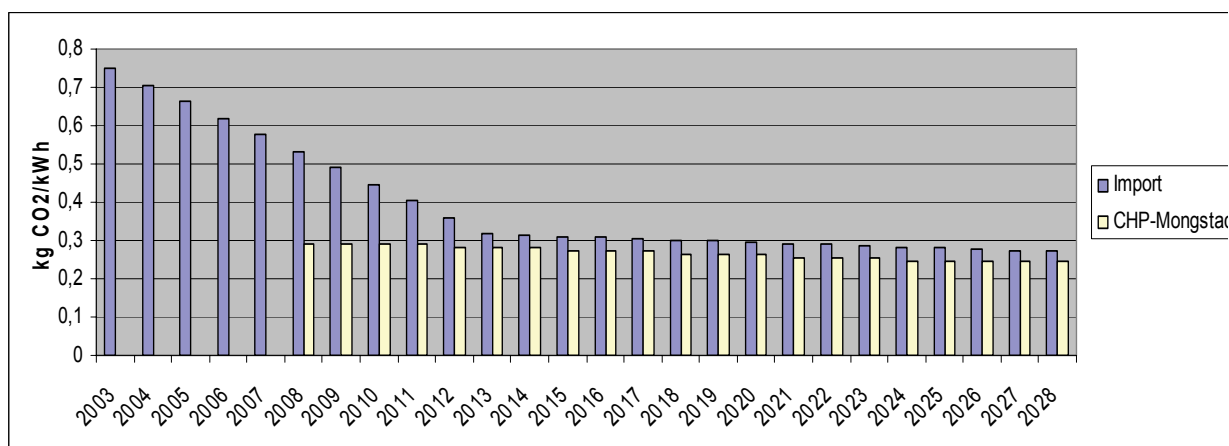
situasjonen i 0-alternativet. De samlede CO₂-utslipp fra Mongstad- anleggene etter igangsettelsen av kraftvarmeverket vil være i størrelsesorden 2,7 millioner tonn/år.

Elektrisitetsproduksjonen fra kraftvarmeverket vil forsyne gassbehandlingsanleggene på Kollsnes og Troll A plattformen og anleggene på Mongstad med inntil 2,3 TWh elektrisk kraft. Behovet for kjøp av en tilsvarende kraftmengde i det nordiske kraftmarkedet vil dermed bortfalle.

I et normalår har Norge et kraftunderskudd, og importbehovet vil derfor reduseres. CO₂-utslippene knyttet til den produksjonen utenfor Norge som erstattes må dermed vurderes i et europeisk produksjons- og miljøperspektiv.

Basert på de forutsetninger som er vist i kap. 6.1.1, så vil elektrisitetsproduksjonen i kraftvarmeverket føre til en reduksjon i de globale CO₂-utslippene. Dette fordi importert elkraft levert hos bruker i Norge i dagens situasjon og i mange år framover, vil ha høyere CO₂-utslipp pr kWh enn kraft levert fra kraftvarmeverket, jfr. figur 6.3.

For kraftvarmeverket er det i dette utslippsbildet lagt til grunn at det ved oppstart produseres nyttbar energi i form av ca. 2,3 TWh elektrisitet og omtrent like mye nyttbar energi i form av høytrykksdamp og varme til råoljeoppvarming. Virkningsgraden ved oppstart vil ligge rundt 70%. Denne forventes videre forbedret over tid ved at nye prosjekter kan utnytte den kapasitet som eksisterer for økt uttak av høytrykksdamp. Etter hvert som virkningsgraden øker vil CO₂-utslippet pr. nyttbar kWh bli tilsvarende lavere utover i kraftvarmeverkets levetid. Dette er illustrert i figur 6.3.



Figur 6.3: Beregning av utslipp av CO₂ ved import av elektrisitet (ref NVE/OD's rapport: "Kraftforsyning fra land til sokkelen") til det norske markedet sammenliknet med forventede utslipp fra kraftvarmeverket

Konsekvensvurdering

CO₂ er en klimagass uten direkte lokale eller regionale forurensningseffekter. Konsekvensene ved utslipp av denne gassen må derfor ses i sammenheng med de forpliktelse og tiltak som er iverksatt på nasjonalt og internasjonalt nivå.

Norge har undertegnet Kyotoavtalen, som innebærer forpliktelse til at utslippene i 2008-2012 ikke skal være mer enn 1 prosent høyere enn 1990-nivået. Norges samlede utslipp av klimagasser økte imidlertid med 11 prosent i perioden 1990-2004.

Tiltaket vil øke de norske utslippene av CO₂ med ca. 2% sammenliknet med de nasjonale utslippene i 2004. En omtale av mulige tiltak for å redusere CO₂- utslippene fra EVM og de øvrige anlegg på Mongstad er gitt i kap. 7.3.

6.1.3.2 Utslipp av NO_x og SO₂

Statoil vurderer det slik at den aktuelle turbintypen vil ha en maksimumskonsentrasjon i røykgassen lavere enn 15 ppm NO_x. Erfaringer fra tilsvarende anlegg viser at det kan være mulig å nå driftsverdier på 9-12 ppm, noe som vil gi utslipp i størrelsesorden 360-490 tonn NO_x/år.

Samtidig vil realiseringen av prosjektet medføre at eksisterende anlegg for varmeproduksjon ved Mongstadanleggene kan stenges ned eller drives med redusert fyring.

Statoil Mongstad har søkt om tillatelse til utslipp av inntil 1500 tonn NO_x/år etter oppstart av kraftvarmeverket. Dette innebærer en utslippsreduksjon på ca. 350 tonn NO_x/år, og forutsetter installasjon av renseteknologi i eksisterende raffinerianlegg fra 2009.

Utslipp av nitrogendioksid (NO₂) og svoveldioksid (SO₂) bidrar til lokal luftforurensing, potensielt med helseskadelige effekter dersom verdiene overstiger gitte grenseverdier. NO_x bidrar videre til overgjødningseffekter og kan, sammen med SO₂, gi forsureningsskader.

Grunnlag for spredningsberegningene

Utbyggingen vil ikke medføre endrede SO₂-utslipp. Det er lagt til grunn et utslipp av ca. 775 tonn SO₂/år for samtlige utredningsalternativ. De aktuelle utslipp vil variere med regulariteten i renselanleggene, og kan periodevis være en del høyere, jfr. bl.a tabell 6.2.

Sprednings- og avsetningsberegningene er gjennomført for følgende utslippsscenarioer, jfr. også tabell 6.3.

- Statoil Mongstad (SM) 2008 + Energiverk Mongstad (EVM) 15 ppm NO_x
- SM 2008 + EVM; 9 ppm NO_x
- SM 2008 + EVM med SCR; 5 ppm NO_x + 2 ppm NH₃
- SM 2008 (SNCR) + EVM; 15 ppm NO_x

Konsekvensutredning

- SM 2008 (SNCR) + EVM; 9 ppm NO_x
- SM 2008 (SNCR) + EVM; 5 ppm NO_x + 2 ppm NH₃

Utslippene ved Statoil Mongstad forventes i perioden fremover å være inntil 1850 tonn NO_x/år dersom rensetiltak ikke blir implementert. Det utredningsscenariet som best tilsvarer en slik utslippsmengde vil således være SM 2008 + EVM 15 ppm NO_x, jfr. tabell 6.3.

Omsøkt utslippsmengde for Mongstadanleggene inklusive et kraftvarmeverk vil fra 2009 være 1500 tonn NO_x/år. Det utredningsscenariet som best representerer en slik utslippsmengde vil således være SM 2008 + EVM med SCR. Statoil legger til grunn at dette utslippsnivået vil oppnås også uten SCR, forutsatt at det installeres SNCR-renseanlegg for krakkeravgassen.

Det ble i underlagsrapporten utredet et alternativ (betegnet "0-alternativet") for

Statoil Mongstad i 2008 som forutsatte full nedstengning av gamle kjeler og mer reduksjon av fyring i CO- kjeler enn det som i praksis anses å være mulig å få til. Samtidig ble det ikke tatt hensyn til eventuelle forstyrrelser i driften ved anleggene. Dette alternativet er ikke videre omtalt her.

Når det gjelder situasjonen i eksisterende anlegg på Mongstad etter utbyggingen av kraftvarmeverket, er det gjort vurderinger av en situasjon både med (SM 2008 med SNCR) og uten (SM 2008) rensing av NO_x- utslipp fra krakkeravgassen. Fremtidige rensetiltak for NO_x på Mongstad er nærmere omtalt i kap. 7.3.

For utslipp fra kraftvarmeverket er det gjort vurderinger knyttet til 3 ulike utslippsscenarioer, hhv. 15 ppm, 9 ppm (mulig driftsverdi) og 5 ppm NO_x + 2 ppm NH₃ (mulige driftsverdier ved installasjon av SCR renseteknologi), jfr. også kap. 7.3.

Tabell 6.3. Utslipp av NO_x (tonn/år) som grunnlag for spredningsberegningene.

	SM 2008 og EVM 15 ppm NO _x	SM 2008 og EVM 9 ppm NO _x	SM 2008 og EVM med SCR (5 ppm NO _x og 2 ppm NH ₃)	SM 2008 med SNCR og EVM 15 ppm NO _x	SM 2008 med SNCR og EVM 9 ppm NO _x .	SM 2008 med SNCR og EVM (5 ppm NO _x og 2 ppm NH ₃)
Totalt NO _x -utslipp	1896	1654	1492	1547	1305	1143
NH ₃ - utslipp			30			30

Eksisterende situasjon i influensområdet

Den eksisterende luftforurensningssituasjonen i området rundt Mongstad er påvirket både av langtransportert og lokal luftforurensning. Luftkvaliteten på Mongstad er undersøkt av Norsk institutt for luftforskning i flere måleprogram, sist gang i 2002/03. De siste målingene viste et maksimalt timemiddel for NO₂ på 92,7 µg/m³, og halvårsverdi i perioden på 10,5 µg/m³. For SO₂ var maksimal timemiddel 77,3 µg/m³, maksimal døgnmiddel 13,9 µg/m³ og halvårsverdi 3,1 µg/m³.

Målinger viser at våtavsetningen av nitrogen ved Haukeland målestasjon har vært 800-1400 mg N/m² i perioden 1998-2004, med en

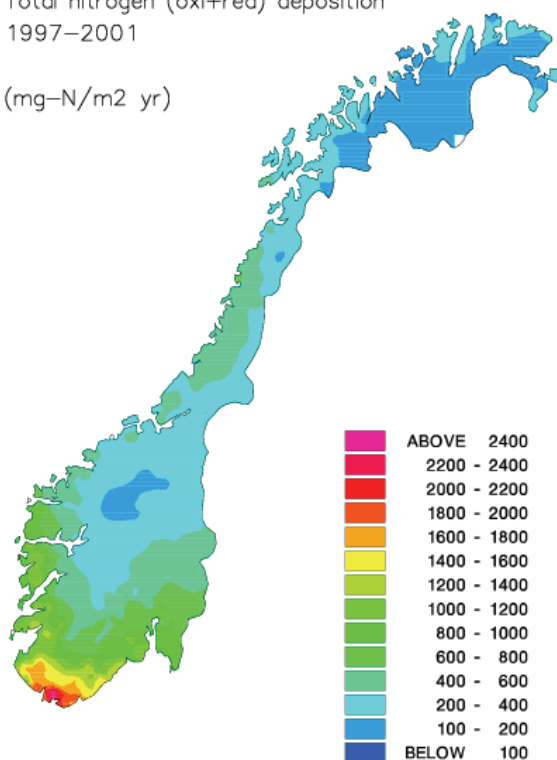
middelverdi på i underkant av 1100 mg N/m². I tillegg til dette kommer bidraget fra opptak av nitrose gasser i planter og på overflater. Denne tørravsetningen kan forventes å være omlag 100 mg N/m² pr. år i regionen.

Våtavsetningen av svovel ved Haukeland målestasjon var i samme periode 400-900 mg S/m², med en middelverdi på om lag 650 mg S/m². I tillegg til dette kommer en tørravsetning som kan forventes å være i underkant av 50 mg S/m² pr. år.

Figur 6.4 viser avsetningssituasjonen på landsbasis i perioden 1997-2001.

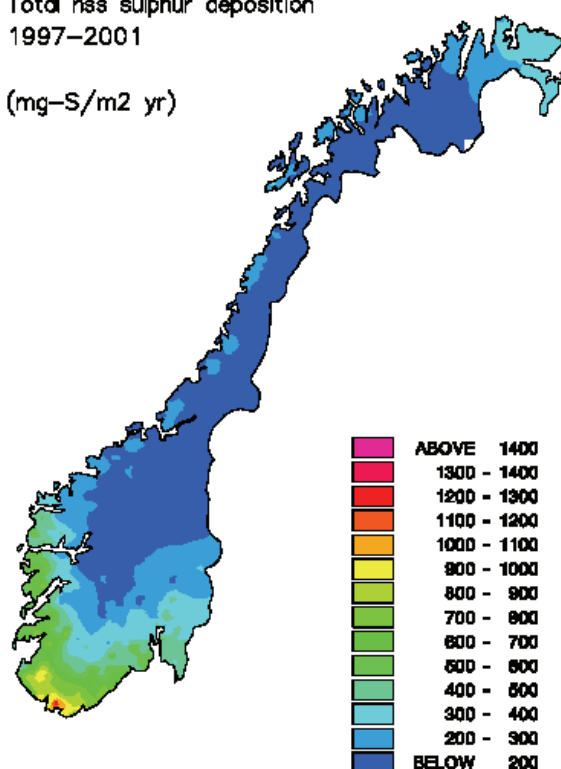
Total nitrogen (oxi+red) deposition
1997–2001

(mg-N/m² yr)



Total net sulphur deposition
1997–2001

(mg-S/m² yr)



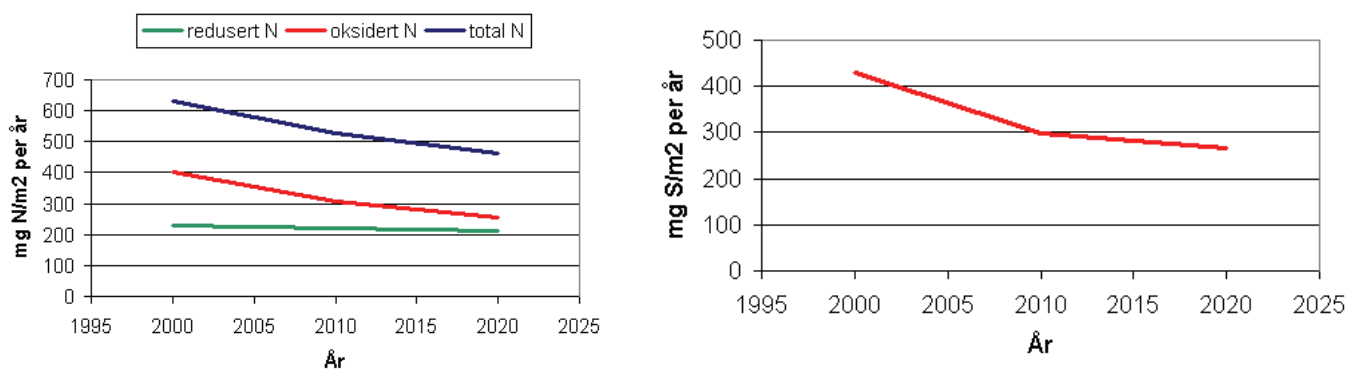
Figur 6.4. Årlig gjennomsnittlig våt- og tørravsetning av nitrogen (nitrogenoksider + ammonium) og svovel på norske bakgrunnsstasjoner i perioden 1997-2001.

Det er også gjort en vurdering av fremtidig nitrogen- og svovelavsetning omkring Mongstad (figur 6.5). Modellberegninger er basert på fremtidige utslippsscenarioer i regi av EMEP, og forutsetter implementering av tiltak for å redusere de fremtidige utslippene av bl.a NO_x og SO₂ i Europa. Beregningene viser et forventet avsetningsnivå for nitrogen og svovel på hhv. 630 µg N/m² og 418 µg S/m² per år for år 2000. Dette er lavere enn det som er målt og lagt til grunn for vurdering i denne rapporten (800-1400 µg N/m² og 450-750 µg S/m² per år).

De relative reduksjonene av beregnet nitrogenavsetning fra 2000 til 2010 og fra 2000 til 2020 er henholdsvis 17 % og 27 %. Dersom

denne reduksjonen tillegges den målte avsetningen, så vil bakgrunnsnivået av nitrogenavsetning omkring Mongstad kunne være 660-1160 µg N/m² per år i 2010 og 580 – 1020 µg N/m² per år i 2020.

De relative reduksjonene av beregnet svovelavsetning fra 2000 til 2010 og fra 2000 til 2020 er på henholdsvis 30 % og 37 %. Dersom denne reduksjonen relateres den målte avsetningen, så vil bakgrunnsnivået av svovelavsetning omkring Mongstad være 315-525 µg S/m² per år i 2010 og 284-473 µg S/m² per år i 2020.

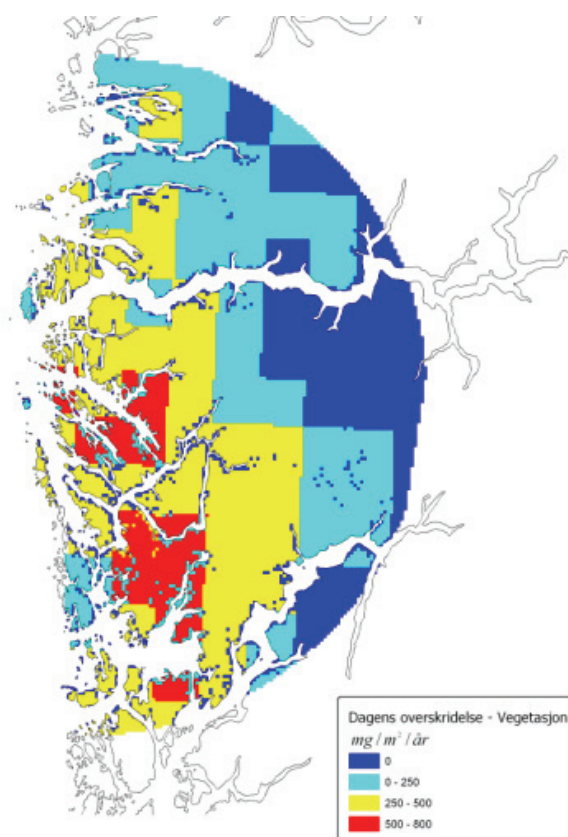


Figur 6.5. Vurderinger av fremtidig nitrogen- og svovelavsetning omkring Mongstad

Mongstad ligger i overgangen mellom det skogløse området ved kysten og kystskogbeltet innenfor. Ytre deler av regionen domineres av kystlynghei og myr, og har et høyt innslag av frostømfintlige, oseaniske arter med krav til høy fuktighet og relativt høye sommertemperaturer. Næringsfattige vann, våtmark, eng- og strandvegetasjon er også viktige naturtyper. Skogområdene innenfor kystbeltet består hovedsakelig av bjørk, gråor og furu på næringsfattig jord og små

edelløvslokaliteter på rikere jordsmonn i solvente ller. Fjellvegetasjonen består hovedsakelig av fattig rabbe-, leside- og snøleievegetasjon, men rik fjellvegetasjon kan opptre lokalt.

Med bakgrunn i en kartlegging av naturtyper i influensområdet er det laget et overskridelseskart (figur 6.6) som viser hvilke områder som har overskredet sine N-tålegrenser og hvor store overskridelsene er.



Figur 6.6. Kart over overskridelser av tålegrenser for nitrogen for vegetasjon. Fargene viser hvor stor overskridelsen er for naturtypen med den laveste tålegrensen innen et rutenett på 1x1km.

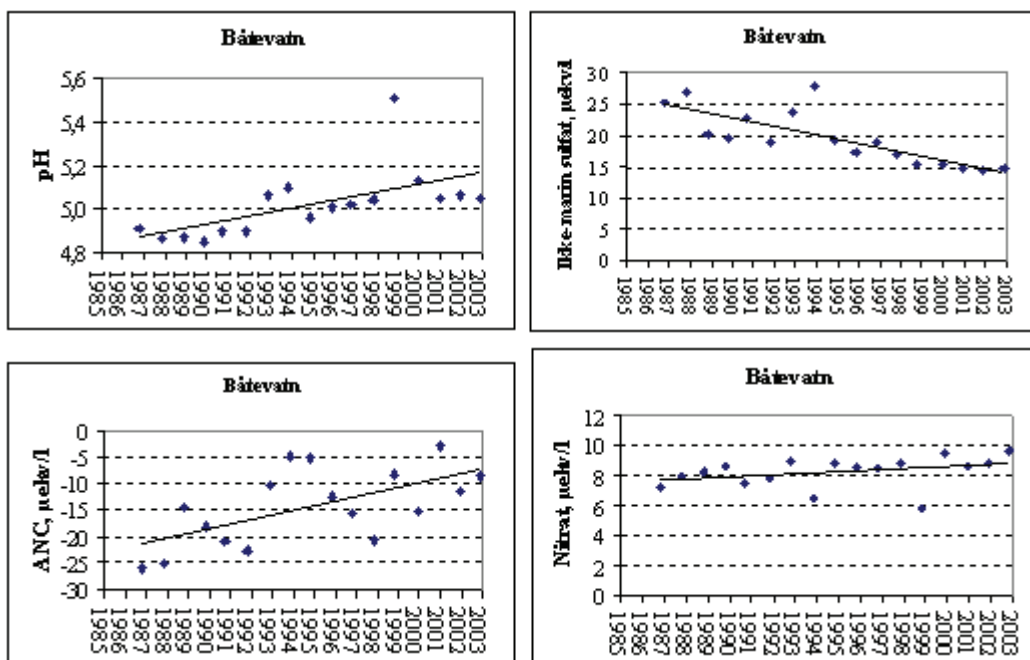
Konsekvensutredning

Mange innsjøer i influensområdet er svært følsomme overfor forsurening. Undersøkelser har vist at flere innsjøer hadde konsentrasjoner av ikke-marine basekationer på under 10 μekv per liter, og dermed er blant de mest forsureningsfølsomme innsjøer i Norge. Mange av innsjøene hadde pH-verdier under 5, høye konsentrasjoner av labilt aluminium (giftig for fisk) og negative ANC (syrenøytraliserende) -verdier.

Det er store variasjoner i konsentrasjoner av ioner i innsjøene i området. Ved siden av variasjoner i nedbørfeltens geologi er dette forårsaket av store variasjoner i

nedbørsmengde, noe som gir ulik grad av fortykning. Innsjøene i området er også utsatt for sjøsalteffekter, ved at natrium fra nedbør byttes ut med hydrogenioner i jorden og gir episodisk forsurening i avrenningen.

Området er moderat belastet med sur nedbør. I likhet med resten av Sør-Norge har svovelbelastningen avtatt markert siden midten av 1980-tallet, noe som har ført til en merkbar forbedring av vannkvaliteten. Dette kan illustreres ved data fra bl.a Båtevatn, ca. 30 km sørøst for Mongstad (figur 6.7).

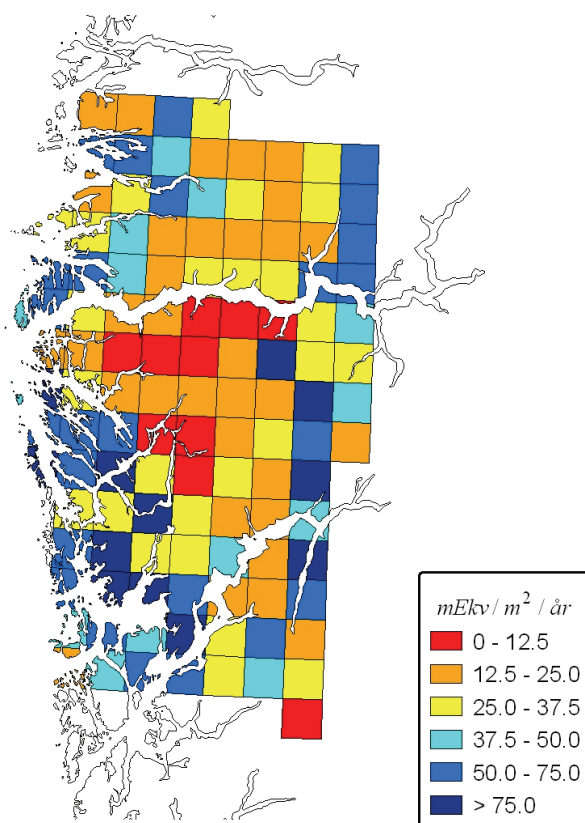


Figur 6.7. Vannkvalitet i Båtevatn 1986 til 2002.

Beregning av overskridelser av tålegrenser for overflatevann er basert på dagens avsetning av svovel- og nitrogenforbindelser og tilgjengelige vannkjemiske data.

Figur 6.8 viser tålegrenser for området rundt Mongstad beregnet med SSWC-modellen

(Steady State Water Chemistry). Omtrent 10 % av området har en tålegrense under 12.5 mekv/m^2 per år, hovedsakelig litt nordøst for Mongstadanleggene. Variasjonen i tålegrense er imidlertid betydelig.



Figur 6.8. Tålegrenser for forurensing av overflatevann i influensområdet.

Konsekvenser for lokal luftforurensing

Tabell 6.4 gir en oversikt over forventet maksimal timemiddelkonsentrasjon av NO_x ved ulike utslippsscenarioer.

Spredningsberegningene viser at maksimal timemiddelkonsentrasjon av NO_x vil være godt under SFTs anbefalte luftkvalitetskriterium for NO_2 på $100 \mu g/m^3$ for alle alternativer.

Årsmiddelkravet er $30 \mu g/m^3$, og alle scenarier ligger også betydelig lavere enn dette. SM 2008 + EVM 15 ppm er det alternativet som best representerer dagens situasjon. De øvrige alternativer vil således alle representere en forbedret situasjon sammenliknet med denne siden utslippsmengdene da vil ligge lavere.

Tabell 6.4. Årsmiddelkonsentrasjon og maksimal timemiddelkonsentrasjon av NO_2 ved Mongstad for ulike utredningsalternativer.

	Utslipp $NO_x + NH_3$ (tonn/år)	Maksimal timemiddel $\mu g/m^3$	Årsmiddel $\mu g/m^3$
SM 2008 + EVM 15 ppm NO_x	1896	85	9,3
SM 2008 + EVM 9 ppm NO_x	1654	77	8,7
SM 2008 + EVM 5 ppm NO_x	1492 + 30	72	8,4
SM 2008 (SNCR)+ EVM 15 ppm NO_x	1547	74	7,6
SM 2008 (SNCR)+ EVM 9 ppm NO_x	1305	66	7,0
SM 2008 (SNCR)+ EVM 5 ppm NO_x	1143 + 30	61	6,7

Konsekvensutredning

Beregningene viser en maksimal døgnmiddelkonsentrasjon av SO₂ på 17,6 µg/m³ (figur 6.9) godt under SFTs luftkvalitetskriterium på 90 µg/m³. Tabell 6.5 gir en oppsummering av resultater fra beregningene.

Tabell 6.5. Maksimal timemiddel-, døgnmiddel- og årsmiddelkonsentrasjon av SO₂ for utslipp til luft. Alle utredningsscenarier er like.

Maksimal timemiddel µg/m ³	Maksimal døgnmiddel µg/m ³	Årsmiddel µg/m ³
38,8	17,6	3,7



Figur 6.9. Beregnet maksimal døgnmiddelkonsentrasjon av SO₂ (µg/m³).

De beregninger som er foretatt viser at man ikke vil overstige anbefalte luftkvalitetskriterier for NO_x/NO₂ eller SO₂, uavhengig av vurderingsalternativ. Det forventes således ikke negative helsemessige effekter om følge av utbyggingen.

Avsetning av nitrogen og svovel

Avsetningsberegningene viser at maksimalavsetning fra Mongstadanleggene med eksisterende utslipp (om lag tilsvarende utredningsalternativet SM 2008 + EVM 15 ppm) forventes å være omlag 16,5 mg N/ m². Maksimalsonen vil ligge i områdene nord for anleggene.

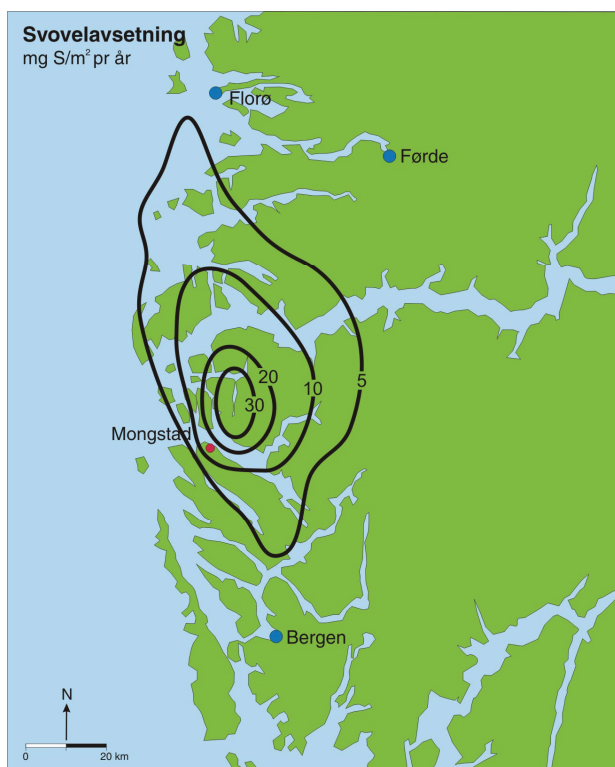
Beregningene viser videre at den maksimale våtavsetningen av nitrogenforbindelser etter utbygging av EVM vil være avhengig av utredningsalternativ (tabell 6.6). Dersom det legges til grunn omsøkt utslippsmengde (1500 tonn NO_x/år) vil maksimalavsetningen reduseres fra dagens nivå og ned til ca. 13,5 mg N/ m². Avsetningen vil fortsatt ha en maksimalsonen i områdene nord for Mongstad.

Tabell 6.6. Beregnet maksimal avsetning fra Mongstad anleggene ved ulike utredningsalternativer.

	SM 2008 og EvM 15 ppm NO _x	SM 2008 og EvM 9 ppm NO _x	SM 2008 og EvM 5 ppm NO _x og 2 ppm NH ₃	SM 2008 med SNCR og EvM 15 ppm NO _x	SM 2008 med SNCR og EvM 9 ppm NO _x	SM 2008 med SNCR og EvM 5 ppm NO _x og 2 ppm NH ₃
Utslipp NO _x + NH ₃ (tonn/år)	1896	1654	1492 + 30	1547	1305	1143 + 30
Maksimal N-avsetning (mg N/ m ²)	16,5	14,5	13,5	13,6	11,6	10,6

Beregnet svovelavsetning er vist i figur 6.10, og vil være lik for alle utredningsalternativer.

Maksimal S-avsetning over 10 x 10 km² er 40,5 mg S/m² per år.

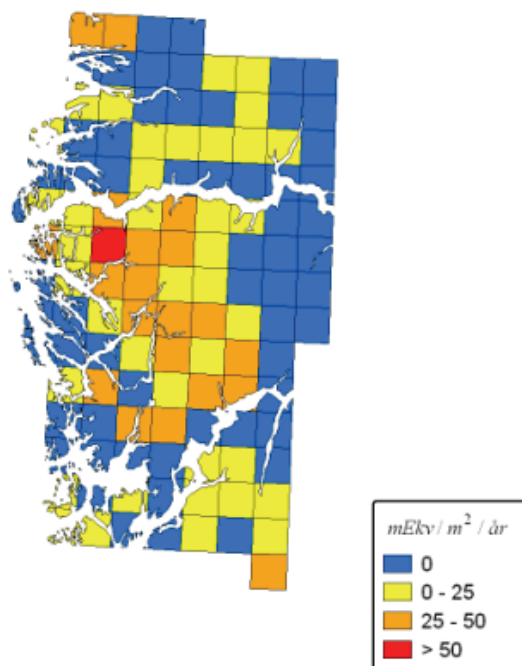


Figur 6.10. Beregnet svovelavsetning (mg S/m² per år).

Konsekvenser for forsurenings situasjonen

I maksimalsonen utgjør dagens nitrogenavsetning fra Mongstadanleggene omtrent 2 % av total årlig nitrogenavsetning i området, mens anleggene for svovelavsetning bidrar med inntil 5,7 %. For hoveddelen av influensområdet er bidraget av både nitrogen og svovel mindre enn dette.

I en stor del av influensområdet er tålegrensen for overflatevann overskredet ved dagens avsetning, med inntil ca. 50 mekv/m²/år (figur 6.11) Det vil si at området mottar mer forsurende komponenter enn det som kan nøytraliseres i nedbørfeltene. I området med sterkest påvirkning fra utslippene fra Mongstad er dagens tålegrenseoverskridelser for vann rundt 23 meq/m²/yr.

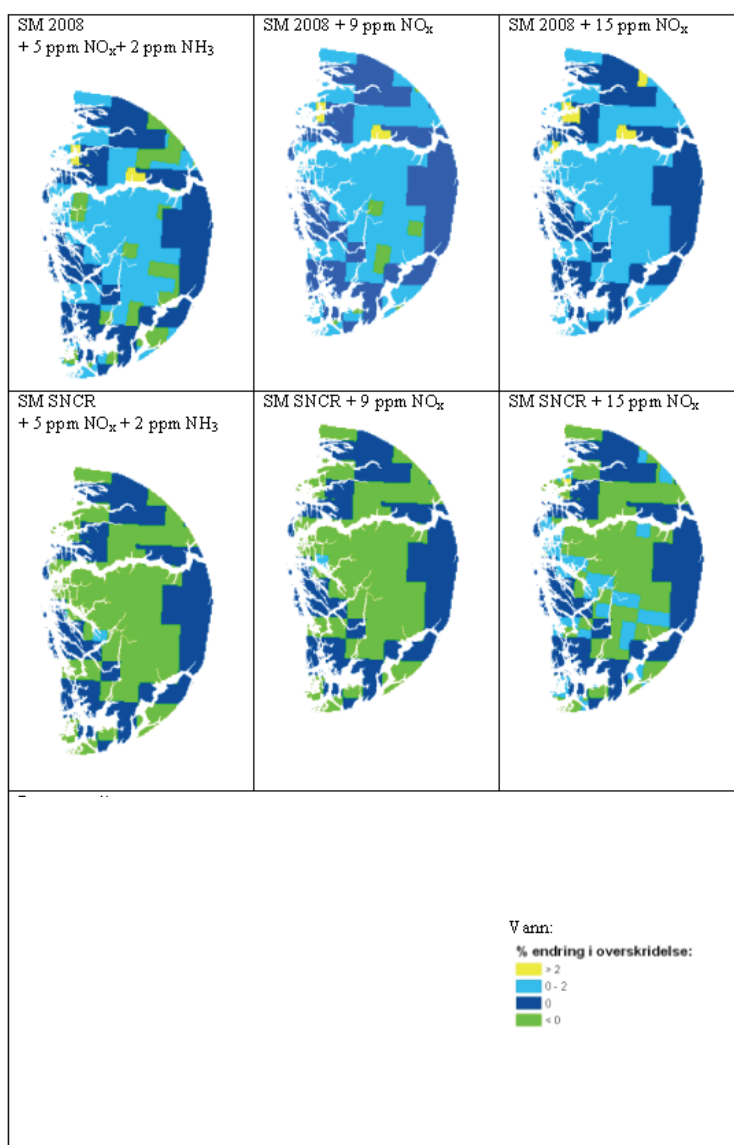


Figur 6.11. Overskridelsene av tålegrenser for overflatevann.

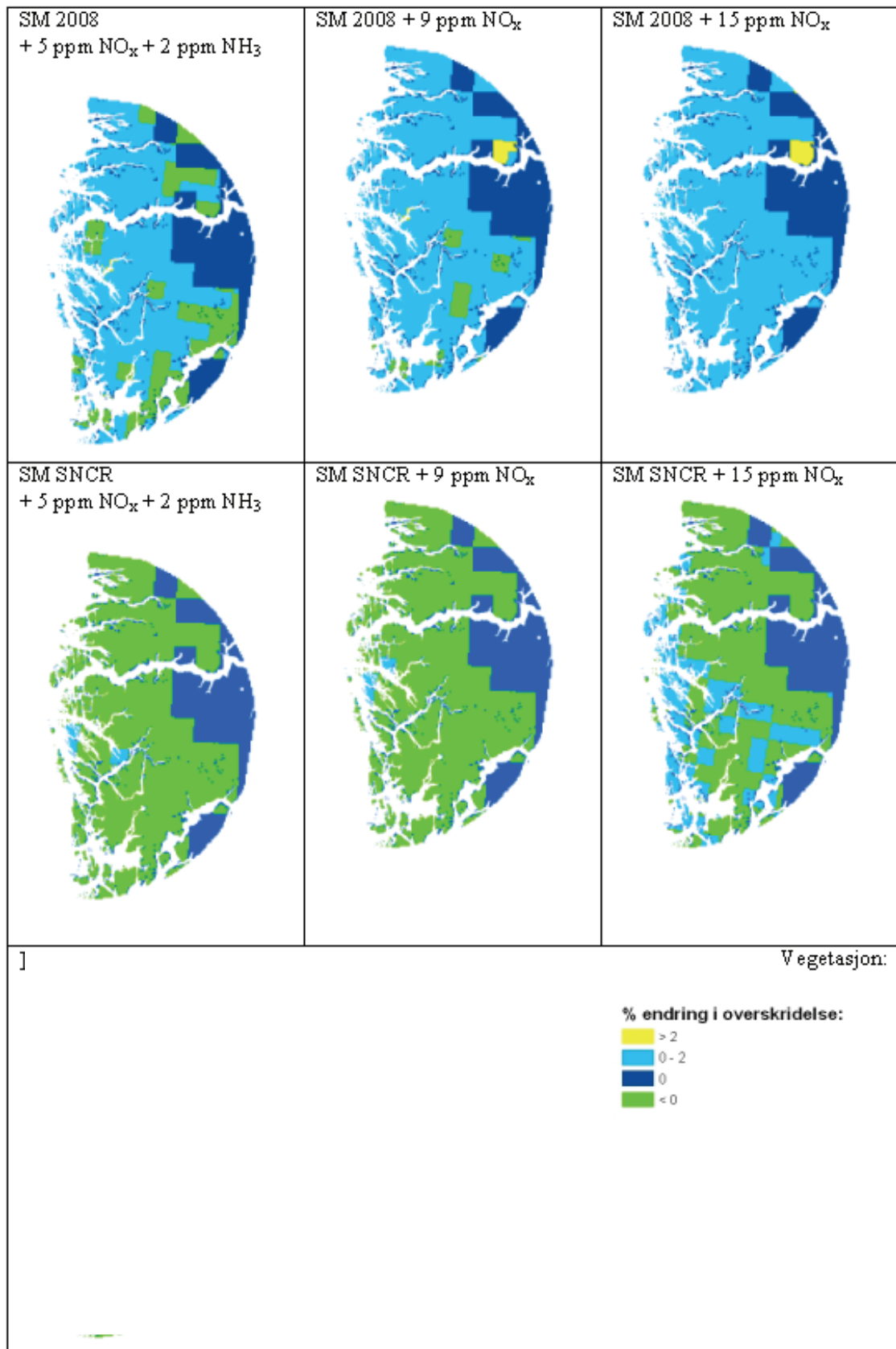
De ulike utredningsscenariene forventes ikke å føre til målbare endringer i forsureningseffekter i området, blant annet siden variasjonen i avsetning fra år til år er betydelig større enn bidraget fra Mongstadanleggene.

Imidlertid vil endringer i avsetningen komme i et område hvor eksisterende avsetning av svovel- og nitrogenforbindelser har ført til skader på vannkjemi og -biologi. I det perspektivet vil reduserte avsetninger fra Mongstadanleggene som følge av EVM bidra til en redusert belastning.

En kvantitativ beskrivelse av hvordan endringene som følge av de ulike utredningsscenariene vil bidra til endrede overskridelser av tålegrensene for vann og vegetasjon er vist i figur 6.12 og figur 6.13. SM 2008 + EVM 15 ppm er det scenariet som best representerer dagens situasjon. Alle utredningsalternativer vil medføre utslippsreduksjoner sammenliknet med dette. Det er spesielt en tydelig forskjell mellom scenariene med eller uten SNCR renseteknologi i eksisterende anlegg på Mongstad.



Figur 6.12. Prosentvis endring i overskridelse av tålegrenser for vann som følge av de ulike kombinerte utslippsalternativer.



Figur 6.13. Prosentvis endring i overskridelse av tålegrenser for vegetasjon som følge av de ulike kombinerte utslippsalternativer.

Konsekvensutredning

Nitrogenutførsel og effekter på vegetasjon og fauna

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. I konsekvensvurderingene er de nedre tålegrenseverdiene lagt til grunn.

Bakgrunnskonsentrasjonen av NO₂ i Sør-Norge, basert på verdier fra målestasjonene ved Kårvatn og Skreådalen, er 0,25 µg/m³ som årsmiddel. Den totale NO_x konsentrasjonen antas å ligge mellom 1 og 2 µg/m³. Sammen med eksisterende utslipp, eksemplifisert av utredningsscenariet SM 2008 + EVM 15 ppm, vil en ha en maksimal årsmiddelkonsentrasjon av NO_x på ca. 10 µg/m³. Dette er godt under de anbefalte luftkvalitetskriterier for vegetasjon på 50 µg NO₂/m³ midlet over 6 måneder og 30 µg/m³ som årsmiddel. Den totale årsmiddelkonsentrasjon for NO₂ vil også ligge langt under SFTs tålegrenser for skader på dyreliv/helse (50µg/m³ midlet over 6 måneder) ved alle vurderingsalternativene. Det forventes således ingen direkte skader på planter ved noen av alternativene.

Utbyggingen vil medføre reduserte konsentrasjoner av NO_x i luft, men det er ikke sannsynlig at utbyggingen, uavhengig av alternativ, vil ha noen målbar effekt på artssammensetning av faunaen i området.

Bidraget fra Mongstadanleggene i dagens situasjon (eksemplifisert ved utredningsscenariet SM 2008 + EVM 15 ppm) gir en maksimal avsetning på ca 16,5 mg N/m² per år over midtre del av Gulen. Disse avsetningene er inkludert i dagens bakgrunnsnivå og representerer dagens gjødslingseffekter.

De ulike utredningsalternativene med et kraftvarmeverk vil gi en lavere avsetning enn dette. Ved omsøkt utslippsmengde vil avsetningene være om lag 13,5 mg N/m². De største endringer i avsetninger vil skje over

Gulen der dagens bakgrunnsverdier ligger på 800 - 1400 mg N/m² per år. Dette området har i dag en overskridelse av N-tålegrenser for vegetasjon på ca 250-800 mg N/m² per år.

Utbyggingen vil medføre reduserte avsetninger på om lag 3 mg N/m² per år ved omsøkt utslippsnivå sammenliknet med dagens situasjon. Eventuelle positive effekter ved en slik reduksjon i avsetningen forventes å være små. I områder der tålegrensene allerede er overskredet, eller er i ferd med å overskrides, vil en reduksjonen i N-avsetning generelt kunne virke positivt inn på økosystemet. For influensområdet vil dette særlig gjelde for nedbørmyrer i ytre deler av influensområdet nord for Mongstad. Reduksjoner kan også virke positivt inn på økosystemene i fjellområdene i vestre deler av Stølsheimen. Kystlyngheiene i nordre deler av Hordaland vil også kunne begunstiges, da nedre tålegrense for vegetasjonstypen her delvis er overskredet.

Effekten av redusert tilgang av nitrogen på fauna vil normalt være indirekte gjennom endringer i vegetasjonen. For utredningsalternativene forventes det ingen større endringer i vegetasjonens sammensetning, og det er derfor ikke trolig at faunaen vil bli påvirket.

Beregning av EIF

Beregningene av EIF- luft viser at verdiene (jfr. tabell 6.7) spenner fra 1141 til 1364. En EIF- verdi på 1250 tilsvarer om lag omsøkte utslippsmengder. Stort EIF- tall betyr størst miljøkonsekvens.

Alle scenariene med SNCR på SM 2008 gir lavere verdier enn scenariene uten SNCR. Dette indikerer at det gir større miljøgevinst å redusere utslippene med SNCR teknologi i eksisterende anlegg på Mongstad enn å installere SCR renseteknologi i kraftvarmeverket, jfr. også figur 6.14.

EIF-luft verdiene for EVM 9 ppm NO_x og EVM med SCR (5 ppm NO_x + 2 ppm NH₃) gir samme EIF-luft verdi. Dette skyldes at avsetningsmønsteret til NH₃ er annerledes enn for NO_x ved at NH₃ typisk avsettes nærmere kilden. Siden det er lave tålegrenser i nærheten av utslippspunktet blir resultatet av EIF-luft

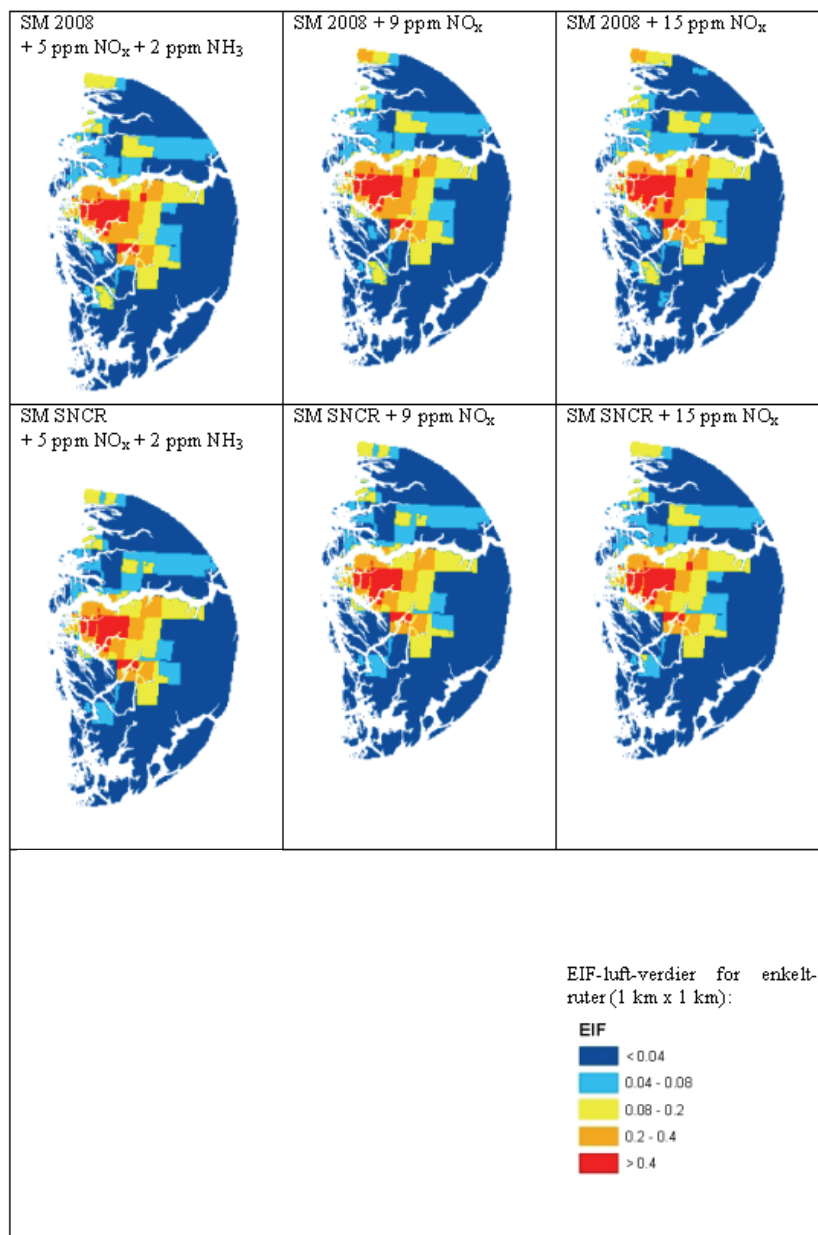
Konsekvensutredning

beregningen at konsekvensene blir like selv om totalutslippet av nitrogen for EVM 9 ppm NO_x er noe høyere.

Tabell 6.7. Utslippsscenarioer rangert etter avtagende EIF- luft verdi. Lav EIF-luft verdi betyr minst miljøkonsekvens.

Scenario	EIF-luft verdi	Maks. avsetning mg N / m ² /år
SM 2008 + EVM 15 ppm NO _x	1364	16,5
SM 2008 + EVM 9 ppm	1272	14,5

NO _x		
SM 2008 + EVM med SCR (5 ppm NO _x + 2 ppm NH ₃)	1271	13,5
SM 2008 (SNCR) + EVM 15 ppm NO _x	1227	13,6
SM 2008 (SNCR) + EVM 9 ppm NO _x	1141	11,6
SM 2008 (SNCR) + EVM med SCR (5 ppm NO _x + 2 ppm NH ₃)	1141	10,6



Figur 6.14. Ruteverdier for EIF-luft for de ulike scenariene.

6.1.3.3 Diffuse utslipp (nmVOC og CH₄)

Bygging av kraftvarmeverket med tilhørende oppgraderinger i raffineriet vil gi nye rørgater med ventiler og flenser som representerer kilder for utslipp av VOC (metan og nmVOC), samt etablering av et større komplekst prosessanlegg (kraftvarmeverket) med mulige lekkasjepunkter. Samlet forventes utbyggingen å øke utslippene med i størrelsesorden 40 tonn VOC/år, hovedsakelig i form av metan.

Videre vil det slippes ut noe VOC/metan som uforbrente hydrokarboner i røygassen. Dette volumet er anslått til ca. 400 tonn/år.

Disse tallene vil bli nærmere verifisert i den videre prosjekteringsfasen.

Konsekvensvurdering

Utslipp av nmVOC kan sammen med NO_x og karbonmonoksid bidra til dannelse av bakkenært (troposfærisk) ozon. Ozon er en sterk oksidant som påvirker vegetasjon alt ved lave konsentrasjoner. Forhøyede konsentrasjoner av ozon kan også føre til betennelsesreaksjoner i luftveiene, lavere oksygenopptak, nedsatt lungefunksjon og økt mottakelighet for infeksjoner.

Videre bidrar metan til drivhuseffekten, og gassen har et klimapotensiale som er anslått å være i størrelsesorden 20 ganger så kraftig som CO₂. De forventede utslippene av CH₄ på inntil 250 tonn/år vil således ha et klimapotensiale (GWP) på 5 000 tonn CO₂-ekvivalenter.

I henhold til Gøteborgprotokollen skal utslippene av flyktige organiske forbindelser unntatt metan (nmVOC) ikke overstige 195 000 tonn i 2010. I forhold til utslippene i 2004 må nmVOC utslippene fortsatt reduseres betydelig for at Norge skal klare denne forpliktelsen.

Bidraget fra utslipp av NO_x og VOC fra petroleumsvirksomheten offshore til dannelsen av bakkenært ozon har tidligere blitt vurdert i flere tidligere studier. Konklusjonen er at bidrag fra enkeltkilder 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 bakgrunnen helt dominerende, mens egne utslipp (fra sokkelen eller land) bare vil gi et lite bidrag på toppen av denne bakgrunnen.

Basert på kunnskap fra tidligere vurderinger samt pågående modellberegninger knyttet til EIF vil bidraget fra én enkelt punktkilde i størrelsesorden 1500- 1800 tonn NO_x/år ved Mongstad 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. 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 3000-8000 ppb-timer.

Selv om bidraget fra en enkelt punktkilde isolert sett er marginalt, er det likevel slik at ozonbelastningen er bidraget fra summen av et stort antall slike enkeltkilder (som hver for seg har liten betydning). AOT40 er dessuten bare en av flere ulike grenseverdier for ozon, og andre grenseverdier satt av Statens Forurensningstilsyn (SFT) og verdens helseorganisasjon (WHO) overskrides hyppig i Sør-Norge fordi grenseverdiene er nær bakgrunnsnivået i atmosfæren. Eventuelle utslippsreduksjoner ved enkeltkilder kan dermed gi positive bidrag. I tillegg viser nyere forskning at det antagelig ikke finnes en nedre grense for skadelige effekter fra ozoneksponering, slik at selv eksponering for lave konsentrasjoner av ozon kan gi målbare helseskader i en befolkning.

6.1.3.4 Utslipp av naturgass fra gassrørledningen

For å beskytte gassturbinene i kraftvarmeverket i en feil-situasjon mot det høye trykket i gassrørledningen som frakter inn Trollgass, vil det bli installert en atmosfærisk vent, ”kald fakkel”, hvor gassen ledes ut atmosfæren uten å bli antent. Slike situasjoner forventes å opptre meget sjelden.

Hypptigheten er beregnet til å være tilsvarende ett tilfelle hvert 100. år. En typisk utslippsmengde er beregnet til ca 35 tonn naturgass, under den forutsetning at manuell stenging av ventiler vil skje etter 15 minutter.

Det vil også være behov for å trykkavlaste rørledningsdelen inne på raffineriområdet mellom landfall Mongstad og kraftvarmeverket i forbindelse med vedlikehold på gassrøret. Gasmengden i denne delen av røret er estimert til ca 3 tonn gass, tilsvarende ca. 63 tonn CO₂ ekvivalenter. Denne vedlikeholdsaktiviteten er planlagt gjennomført hvert 7. år.

Venten vil bli kontinuerlig spylt med nitrogen.

Installasjonen er en sikkerhetsforanstaltning som er nødvendig for å kunne opprettholde sikker drift i uhell-situasjoner knyttet til gassrørledningen og grensesnittet mot kraftvarmeverket.

6.2 Utslipp til sjø

6.2.1 Utslipp fra eksisterende anlegg

Utslipp av rensert prosessavløpsvann fra industriområdet på Mongstad skjer via sikringsbassenget i Mongstadvågen. Utslipppet omfatter i dag:

- Avløpsvann fra prosessområdet
- Vann fra ytre anlegg ("stormvann", overflatevann, ballast, slop og lekk/grunnvann fra fjellhallene herunder vann som skilles ut fra råoljen).

Mengde avløpsvann varierer med årstid og nedbør. Etter utvidelse av anlegget på slutten av 1980-tallet med luftet lagune og sikringsbasseng er operativ kapasitet på avløpsrensaneanlegget ca. 1350 m³/time.

Raffineriets sjøvann til bruk som prosesskjølevann tas inn på ca 50 m dyp og ledes i tunnel til en kjølevannsgrop hvor varmevekslere er plassert. Normal oppvarming av kjølevann over året er ca 10 grader C.

Utslipppet av oppvarmet kjølevann skjer via en utløpstunnel som munner ut på ca 30 m dyp. Dagens kjølevannsutslipp er ca 30 - 31.000 m³/ time. Det tilsettes ikke kjemikalier i kjølevannet.

6.2.2 Videre utvikling i utslippene på Mongstad (0- alternativet)

Det forventes ingen vesentlige endringer når det gjelder mengden behandlet prosessvann i årene fremover.

Utslippene av kjølevann forventes å øke noe i årene fremover. Installert kapasitet i kjølevannssystemet vil være ca. 34.000 m³/time. Mongstad-anleggene har i søknad om fornyet utslippstillatelse angitt forventede utslipp av kjølevann på inntil 36.000 m³/time.

6.2.3 Forventede utslipp fra Energiverk Mongstad

Utbyggingen vil medføre en marginal økning i utslippene til sjø via eksisterende vannrensaneanlegg. Hovedtyngden av utslippsøkningen vil være forårsaket av drensvann fra fast dekke (nye prosessområder). Dette vil for det meste være regnvann som kan være forurenset av olje/hydrokarboner som følge av normal svetting fra pumper o.a.

Videre vil det genereres noe nedblåsningsvann fra dampkondensat systemet, dvs. vann som oppstår fordi en viss vannmengde kontinuerlig må erstattes med rent vann for å unngå akkumulering av mineraler. Mengden nedblåsningsvann vil utgjøre ca 5 m³/time, og vil inneholde rester av samme type kjemikalier som i dag benyttes ved kjeler installert i raffineriet.

Kraftvarmeverket inkluderer en dampturbin, og anlegget har et kjølevannsbehov beregnet til ca. 6500 m³ sjøvann pr. time. Brukt kjølevann vil gå til utslipp via eksisterende kjølevannssystem. De nye kjølevannsmengdene forventes ikke å påvirke kjølevannstemperaturen i utløpet i vesentlig grad sammenliknet med dagens situasjon. Det er ikke behov for kjemikalietilsetning i kjølevannet. Samlet forventes

Konsekvensutredning

kjølevannsutslippene fra Statoil Mongstad å være ca. 40.000 m³/time etter etablering av kraftvarmeverket.

Som en følge av etableringen av kraftvarmeverket med tilhørende arbeidsplasser vil det også bli en mindre økning i mengden sanitæravløpsvann. Sanitæravløpsvann fra Mongstad slippes ut på 18 m dyp i Mongstadvika etter behandling med slamavskiller.

Konsekvensvurdering

En marginal økning av gjennomstrømmingen i vannrensanlegget på Mongstad (drensvann og vann fra nedblåsing av dampkondensat systemet) forventes ikke å gi negative konsekvenser verken for drift av anlegget eller i resipienten.

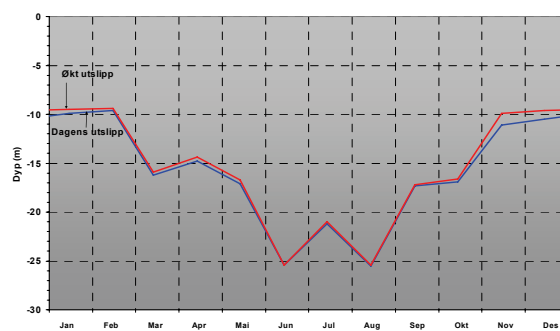
Økningen i mengden sanitæravløpsvann i driftsfasen vil være marginal, og det forventes ikke at utslippsøkningen vil gi effekter i resipienten.

Det er gjort beregninger av overtemperatur, spredning og innlagring av et kjølevannsutslipp til sjø. Beregningene er gjennomført både for utslippene i 2003 (ca. 29.500 m³/time) og for et utslipp på 36.000 m³/time. Dette tar ikke fullt høyde for de samlede utslipp etter etableringen som forventes å være i størrelsesorden 40.000 m³/time, men gir likevel et representativt bilde av virkningene ved en økning i kjølevannsmengdene på ca. 6.500 m³/time.

Beregningsresultater for maksimal stighøyde og innlagringsnivå i de to scenariene er vist i fig. 6.15 og 6.16.



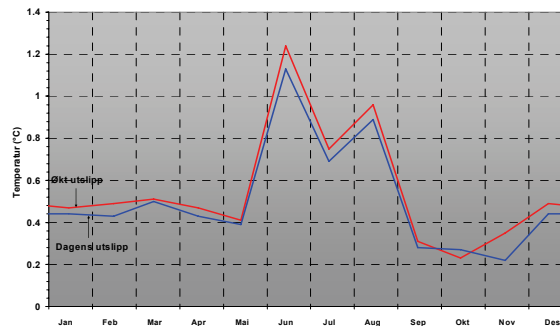
Figur 6.15. Maksimal stighøyde gjennom året.



Figur 6.16. Innlagringsnivå gjennom året.

Verken dagens utslipp eller utslipp av 36.000 m³ kjølevann/time vil bryte gjennom overflaten. Den grunneste innlagringen vil finne sted på ca 10 m dyp i vintermånedene november-februar, mens innlagring vil skje på 20-25 m dyp om sommeren (juni-august). At utslippet ikke vil bryte gjennom overflaten betyr at utslippet sentrum (der overtemperaturen er størst) ikke vil komme opp i overflaten. Utslippet ytterkant kan derimot berøre overflaten.

Figur 6.17 viser at det – på samme måte som for stighøyde og innlagringsnivå – er liten forskjell mellom dagens utslipp og situasjonen ved en utslippsøkning på ca. 6.500 m³/time. Overtemperaturen etter 100 m ligger stort sett mellom 0.2 og 0.5 °C i perioden september – mai. Om sommeren er overtemperaturen 100 m fra utslippet beregnet å komme opp i 1.13 °C i dagens situasjon og 1.24 °C med EVM. Denne overtemperaturen vil være tilstede i innlagringsnivået som i denne perioden er relativt dypt (25 m).



Figur 6.17. Beregnet overtemperatur etter 100 m gjennom året.

Samlet vurderes konsekvensene av et økt kjølevannsutslipp å være små. Eventuelle

tilleggskonsekvenser ved et utslipp på 40.000 m³/time forventes å være marginale utover hva som er belyst utover hva som er belyst ved et utslipp på 36.000 m³/time.

Statoil har gjennom en årrekke utført resipientundersøkelser ved Mongstad-anleggene. Undersøkelsene har ikke vist vesentlige endringer i dyre- og plantelivet ved raffineriet som kan tilskrives driften av anlegget. Miljøet på bunnstasjonene vurderes som godt. De mindre endringene som skyldes introduksjon av kraftvarmeverket forventes ikke å endre dette.

Avbøtende tiltak

Det vurderes ikke å være behov for spesielle avbøtende tiltak knyttet til et økt kjølevannutslipp fra Mongstad-anleggene.

Det vurderes fortløpende muligheter for å utnytte spillvarme fra eksisterende anlegg, og de nye volumene vil inngå i disse vurderingene.

6.3 Støy

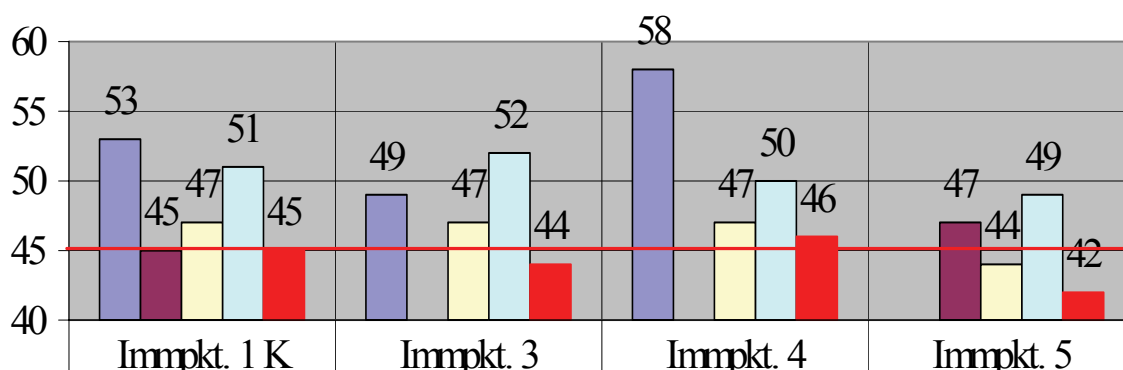
Støy i driftsfasen er beregnet ved å summere lydeffekt fra de største og dimensjonerende støykildene. For å finne frem til avstandskorreksjoner fra anlegget til

nabobebyggelsen er det benyttet et beregningsprogram som bygger på Nordisk Beregningsmetode for ekstern industristøy. Beregnet lydeffekt fra støykildene, sammen med avstandskorreksjonene, er så benyttet for å bestemme lydnivå i nabobebyggelsen.

For anleggsfasen er det tatt utgangspunkt i tidligere beregninger utført i forbindelse med tidligere vurderinger av nye anlegg på Mongstad og supplert med erfaringsdata. Det finnes ingen landsomfattende forskrifter for bygge- og anleggsstøy, men det har vært vanlig å bruke Oslo kommunes støyforskrifter som mal i enkeltsaker.

6.3.1 Støysituasjonen på Mongstad i 0-alternativet

Mongstad-anlegget har en konsesjonsgrense for støy der ekvivalent støynivå ved drift ikke skal overstige 45 dBA målt ved nærmeste boligområde. I tillegg skal ikke tilfeldige utslipp av damp, gass e.l. forårsake høyere momentanverdier enn 55 dB(A) i nærmeste eksisterende boligområde om natten. Målinger viser at støynivået pr. i dag ligger rundt konsesjonsgrensen, jfr. figur 6.18. Lokalisering av eksisterende målepunkter er vist i vedlegg D.



Figur 6.18. Målinger utført i 4 immisjonspunkt i 1990 (mørk blå farge), 1993 (burgunder), 1998 (gul), 2001 (lys blå) og 2004 (rød). Verdier i dBA, LAeq i middel over flere 10-minutters målinger samt langtidsmålinger.

Immisjonspunkt 1: Nærmeste bolighus; vest for anleggene

Immisjonspunkt 3: Målepunkt på høyedrag øst for anleggene

Immisjonspunkt 4: Hytte sørøst for anleggene

Immisjonspunkt 5: Gårdsbruk vest for anleggene

Konsekvensutredning

Fakling utgjorde en vesentlig del av støybildet før installasjon av fakkalgasskompressor i 2003. Målingene i 2004 viste en klar støyreduksjon på alle målepunkt, noe som kan tilskrives denne installasjonen.

De dominerende støykildene i dagens anlegg er større dampturbiner, vifter, elektromotorer, brennere, ovner og rørstøy.

Beregningene inkluderer ca 100 kilder av betydning inne for dagens situasjon.

- Ventiler
- Pumper
- Nødventiler
- Rørstøy
- 2 gassturbiner
- Varmeveksler
- Skorstein
- Luftinntak
- Ventiljonsåpninger
- Kompressorer
- Damp utblåsning
- Transformatorer

6.3.2 Støy fra Energiverk Mongstad

I utbyggingsfasen vil bygge- og anleggsstøy fra området utgjøre et mindre bidrag i forhold til dagens støy fra området. Det vil bli transport inn til anlegget av utstyr og anleggsmaskiner, men dette forventes ikke å medføre vesentlig støybidrag ved nabobebyggelsen.

Anleggsområdet vil i hovedsak ligge øst for eksisterende Mongstad- raffineri, i god avstand fra naboer. Nærmeste bolighus ligger vest for raffineriet (immisjonspunkt 1), > 1400 m fra kraftvarmeverket. Basert på erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter forventes derfor ikke støynivå som overskrider de grenseverdier som er benyttet i vurderingene.

Kraftvarmeverket med tilhørende raffineri oppgradering består av følgende utstyr som avgir støy:

Modelleringer av støy i driftsfasen viser at de nye anlegg vil bidra lite til økt støy utover dagens nivå i de aller fleste områder. Med de krav som er satt om støydemping vil bidraget til støy ved nærmeste nabo (immisjonspunkt 1 og immisjonspunkt 5) kunne være 0,2-0,4 dBA (tabell 6.8), noe som representerer en ikke hørbar økning i støynivået. Det vil også være en mindre økning på de to andre immisjonspunktene, men disse punktene omfattes ikke av eksisterende konsesjonskrav.

Det gjøres oppmerksom på at den beregnede økningen er innenfor målingenes konfidensintervall, dvs. at økningen ikke er reelt målbar.

Støysonekart for situasjonen før og etter utbygging er vist i vedlegg C.

Tabell 6.8. De enkelte bidrag til støynivå i omgivelsene satt som krav/beregnet for prosjektet

Immisjonspunkt	Nytt raffineri-utstyr	Kraftvarme- verket	Grenseverdi	Målt 2004	Totalt målinger og beregninger
1	26	35	45	45	45
3	25	35	45	44	45
4	28	35	45	46	46
5	25	35	45	42	43

Konsekvensvurdering

I planleggingsfasen ble det satt krav til støyende utstyr for ikke å øke støybidraget hos naboer rundt anleggene.

Selv om beregningene indikerer at det kan bli en marginal økning i støynivået ved de nærmeste bolighus, så presiseres at den

eventuelle økningen i tilfelle vil være så liten at den ikke er hørbar. Den beregnede økningen er dessuten innenfor målingenes konfidensintervall, dvs. at økningene ikke er reelt målbare.

Konsekvensutredning

Samlet sett forventes derfor ikke utbyggingen å medføre økte negative konsekvenser for bolighus i området.

I anleggsfasen vurderes ikke prosjektet å medføre støy ut over de grenseverdiene som Oslo kommune benytter. På grunn av stor avstand til boliger (>1400 m) og fritidsbolig (>1100 m) forventes ikke anleggsstøy å komme opp mot verdiene som er skissert i Oslo kommunes krav

Avbøtende tiltak

I valg av design, teknologi og utstyr for kraftvarmeverket vil det vektlegges å unngå endrede støynivå ved bebyggelse rundt Mongstad. Det er satt strenge krav til utstyrsleverandør, og dette vil bli verifisert og fulgt opp videre. Leverandørene vil måtte levere garanterte støynivå og dokumentere at disse følges opp.

Støysoleringstiltak må ses i sammenheng med opprettholdelse av et akseptabelt sikkerhetsnivå, og tiltak må ikke vanskeliggjøre drifts- og vedlikeholdsoppgaver. Som et alternativ vil det derfor kunne utføres støydempende tiltak i eksisterende anlegg for å tilfredsstille prosjektmålsettingene.

I forbindelse med utbyggingen vil det foretas immisjonsmålinger for å verifisere beregningsresultatene. Dersom målingene skulle vise at støynivået for nærmeste boligområde ligger på et uakseptabelt nivå, vil nødvendige tiltak bli avklart i samarbeid med myndighetene.

De grenseverdiene som Oslo kommune nytter for bygge- og anleggsstøy vil være styrende for arbeid i anleggsfasen. Behovet for eventuelle tiltak vil bli vurdert opp mot grenseverdiene, og målsetningen for prosjektet er at byggearbeidene ikke skal medføre støy ut over disse.

6.4 Avfallshåndtering

Interne retningslinjer for avfallshåndtering krever at det ved håndtering av avfall prioriteres i følgende rekkefølge:

- Hindre at avfall oppstår
- Minske bruk av farlige stoffer
- Gjenbruk
- Materialgjenvinning
- Energigjenvinning
- Deponering

Vurderinger med hensyn til avfallshåndtering er gjort i forhold til etablerte retningslinjer og systemer for håndtering av avfall på Mongstad.

6.4.1 Dagens avfallshåndtering på Mongstad

Driftsorganisasjonen på Mongstad har et veletablert system for avfallshåndtering som bygger på erfaringer fra tidligere utbyggingsperioder og fra drift.

Det er etablert miljøstasjoner på Mongstad, og pr. i dag kildesorteres papir/papp, matavfall, glass, trevirke, metall, plast, spesialavfall og restavfall. I 2004 ble det produsert 1510 tonn spesialavfall ved anleggene. 1090 tonn avfall ble gjenvunnet mens 970 tonn avfall ble levert til henholdsvis deponi og energigjenvinning. Gjenvinningsgraden for vanlig avfall var ca. 54%.

6.4.2 Avfallshåndtering Energiverk Mongstad

Det forventes kun en marginal endring i avfallsmengdene ved Mongstad som følge av utbyggingen. Erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter samt eksisterende systemer for avfallshåndtering vil bli utnyttet.

I tillegg til normale avfallsfraksjoner som papir/papp, matavfall, glass, trevirke, metall, plast, spesialavfall og restavfall som vil oppstå som følge av utbygging og drift, vil det i utgangspunktet bli generert minimale mengder spesialavfall i driftsfasen.

Dersom det skal installeres NOx-rensing i kraftvarmeverket vil det regelmessig være behov for å skifte ut katalysatormassen med et intervall på 3-5 år.

Konsekvensvurdering

De fleste aktuelle avfallskategorier eksisterer allerede i dag på Mongstad, og det forventes ingen spesielle avfallsproblemer knyttet til utbygging og drift av anleggene.

Katalysatormassen fra et eventuelt NO_x-rensaneanlegg i tilknytning til kraftvarmeverket vil bli videre håndtert separat, og regenerering eller gjenbruk vil bli vurdert som alternativ til deponering.

Det forventes ingen spesielle problemer med å håndtere avfall fra anlegget, eller å tilpasse levering av avfallet i forhold til dagens mottaksordninger.

Avbøtende tiltak

Avfall vil bli kildesortert i henhold til den inndeling som er praktisk å gjennomføre i forhold til de etablerte mottaksordningene for regionen. Det vil stilles krav til leverandører om å gjennomføre kildesortering under utbyggingsperioden.

Det vil utarbeides en egen avfallsplan for prosjektet, relatert til det mottakssystemet som i dag er etablert, slik at kildesortering av avfall er tilpasset mulighet for mottak og gjenvinning.

Når de nye anleggene settes i drift, vil avfall kunne håndteres på samme måte som avfall fra eksisterende virksomhet. Spesialavfall vil bli håndtert i henhold til gjeldende regler og krav.

6.5 Landskapeestetiske konsekvenser

Vurderinger med hensyn til landskapeestetiske konsekvenser er gjort ved å sammenholde fysisk utforming av de nye anleggene med utformingen av eksisterende anlegg på industriområdet.

6.5.1 Landskapsmessige virkninger av eksisterende anlegg

Landskapet ved Mongstad er karakterisert både av stor- og småskalavirkninger. Mongstadanleggene ligger i et åpent landskapsrom med Fensfjorden i nord samt utsyn mot høye fjell. Videre er landskapet mot sør i Austrheim og Lindås kommune preget av mindre landskapsrom adskilt med koller og knauser.

Mongstad-anleggene er lokalisert slik at det er et svært begrenset innsyn til anlegget fra naturlige betraktningsspunkt i sør, vest og øst. Anlegget er mest dominerende visuelt ved innsyn fra nord.

6.5.2 Landskapsmessige virkninger av Energiverk Mongstad

Bygging av kraftvarmeverket med tilhørende ombygginger i raffineriet vil gi flere nye installasjoner på Mongstad-anleggene. Relativt få av disse vil imidlertid være av en slik størrelse og lokalisering at de vil kunne endre det visuelle bildet av Mongstad-anleggene.

Mest dominerende (jfr. fig. 6.21) vil være kraftvarmeverket med tilknyttet anlegg for råoljeoppvarming som har et samlet arealbehov på omlag 150 x 180 m. Skorsteinshøyden for kraftvarmeverket vil være ca. 40 m over bakkenivå. Tett integrert med kraftvarmeverket vil det også bli et nytt tårn (25 meter høyde) for prefraksjonering av råolje samt en vent med høyde ca. 55 m.

Øvrige tilknyttede anlegg vil ha mindre synbarhet. Det vil kun være et mindre behov for tomteplanering knyttet til utbyggingen.



Figur 6.21. Lokalisering og foreløpig utforming av kraftvarmeverk med tilknyttede installasjoner.

Konsekvensvurdering

EVM vil ikke påvirke det synlige inntrykket av Mongstad-anleggene som helhet i vesentlig grad, til tross for at selve kraftvarmeverket vil ha relativt store dimensjoner.

Siden innsyn til anleggene vesentlig skjer fra sjøsiden på relativt stor avstand, forventes ikke utbyggingen å gi vesentlige negative konsekvenser.

Øvrige tekniske elementer forventes ikke å skille seg vesentlig ut fra eksisterende med tanke på størrelse, utforming og farger.

Avbøtende tiltak

I den videre planleggingsprosessen vil kraftvarmeverket passes inn i eksisterende anleggsstruktur på Mongstad bl.a med tanke på farge- og materialvalg.

Utover dette anses det ikke å være behov for særskilte tiltak med hensyn på landskapsestetiske konsekvenser.

7 Mulige tiltak for å redusere negative miljøvirkninger

Foreliggende kapittel gir en bakgrunn for Statoils vurderinger av mulige avbøtende tiltak, samt en omtale av konkrete tiltak som er vurdert i forbindelse med prosjektet.

Til grunn for at eventuelle beslutninger om avbøtende tiltak ligger vurderinger knyttet til konsekvensene av utslippene, forholdet til nasjonale forpliktelser i internasjonale avtaler og Statoils egne miljømål.

7.1 Internasjonale avtaler

Flere internasjonale avtaler om utslippsreduksjoner er iverksatt, andre er vedtatt og krever ratifisering før de trår i kraft, mens atter andre er i et forberedende stadium.

Nasjonalt regelverk for utslipp er dels fastsatt med grunnlag i slike internasjonale avtaler, og dels med utgangspunkt i nasjonale målsettinger. De konkrete rammene for det enkelte utbyggingsprosjekt gis gjennom utslippstillatelser fastsatt av SFT.

Klima

Kyotoprotokollen ble ferdigforhandlet og vedtatt i Japan i 1997, og har som mål å redusere de samlede utslippene av de viktigste klimagassene til minst 5 prosent under 1990-nivå i en forpliktelsesperiode som går fra år 2008 til 2012. Avtalen ble i september 2004 ratifisert av Russland, og protokollen trådte dermed i kraft 16.02.2005.

Gjennom protokollen er hvert enkelt land gitt tallfestede utslippsforpliktelser. Disse innebærer for Norge at de gjennomsnittlige utslippene av klimagasser i perioden 2008-2012 maksimalt kan være 1% høyere enn utslippene i 1990. Pr. 2004 er de samlede nasjonale klimagassutslipp ca. 11% over 1990-nivået.

EVM-anleggene medfører en økning av de norske CO₂-utslippene på 0,95 mill. tonn fra 2009. Dette tilsvarer en årlig økning på ca. 2% sammenliknet med det norske CO₂ utslippet i 2004.

Kyotoprotokollen åpner for at land kan innfri sine forpliktelser ved bruk av tre ulike fleksible gjennomføringsmekanismer:

- Felles gjennomføring som innebærer investeringer i prosjekter mellom land som har forpliktelser (JI)
- Investeringer i prosjekter mellom i-land og u-land uten forpliktelser (CDM)
- Internasjonal kvotehandel.

Bruken av "Kyotomekanismene" skal supplere tiltak innenlands. Protokollen åpner også til en viss grad opp for å inkludere tiltak innen skogbruk og arealbruk som en del av utslippsreduksjonene.

En egen lov om kvotehandel (klimakvoteloven) for perioden 2005 – 2007 ble vedtatt i Odelstinget i desember 2004. Hovedformålet med å innføre et tidlig kvotesystem, som omfatter en begrenset del av utslippene, er å få utløst kostnadseffektive tiltak i Norge.

Regjeringen tar sikte på at et tidlig og obligatorisk kvotesystem for enkelte sektorer vil være en første start med handel av utslippskvoter. Regjeringen legger opp til å utvide kvoteplikten til andre sektorer fra og med 2008 slik at kvotesystemet blir hovedvirkemidlet under Kyotoprotokollen. Etter 2008 skal klimagassutslippene reguleres av et bredt, nasjonalt kvotesystem som omfatter så mange utslippskilder som praktisk mulig og som er koblet til et internasjonalt kvotehandelssystem.

EU-landene har, gjennom direktiv 2003/87/EF (kvotedirektivet) etablert en ordning for handel med kvoter for klimagassutslipp, foreløpig for perioden 2005 - 2007. Regjeringen har tatt initiativ til forhandlinger med Europakommisjonen om tilknytning til EUs kvotemarked gjennom kvotedirektivets artikkel 25. Bestemmelsen åpner for at EU inngår avtaler med tredjeland om gjensidig anerkjennelse av kvoter. Det tas også sikte på å anerkjenne utslippsenheter fra CDM og JI til bruk i kvotesystemet fra henholdsvis 2005 og 2008.

Forsuring, overgjødning og ozondannelse

I desember 1999 undertegnet Norge og 28 andre land en forpliktende protokoll, Gøteborgprotokollen, om reduksjon av utslipp av svoveldioksid (SO₂), nitrogenoksider (NO_x), ammoniakk (NH₃) og flyktige organiske forbindelser (nmVOC). Protokollen trådte i kraft 17.5.2005. Land som har undertegnet protokollen forplikter seg til å redusere utslippene fram mot 2010. De enkelte lands forpliktelser i Gøteborgprotokollen er bestemt ut fra prinsippet om størst miljøforbedring til lavest samlet kostnad for Europa. Status for nasjonale utslipp i 2003 ift. Gøteborgprotokollens måltall er gitt i tabell 7.1.

I 2004 ble det sluppet ut ca. 221 000 tonn NO_x i Norge. Dette er en marginal nedgang i forhold til 1990-nivået. I tiden fram til 2010 må NO_x -utslippene reduseres til 156 000 tonn dersom Norge skal overholde Gøteborgprotokollen. Norge er allerede forpliktet til å overholde Sofia-protokollen fram til 2010. I henhold til denne skal Norge stabilisere NO_x -utslippene under 1987-nivå fra og med 1994. I 2004 lå utslippene innenfor rammen av Sofia-protokollen.

Også når det gjelder SO₂ og nmVOC foreligger det utfordringer knyttet til å nå de måltall som er satt i Gøteborg- protokollen.

Tabell 7.1. Nasjonale utslipp i 2004 av gasser omfattet av Gøteborgprotokollen, samt protokollens måltall for 2010. Alle tall i tonn/år. Kilde: SSB.

	Utslipp 2004	Måltall 2010
SO ₂	25.191	22.000
NO _x	221.407	156.000
NH ₃	22.513	23.000
nmVOC	266.208	195.000

7.1.1 Begrensning av forurensning og beste tilgjengelige teknikk (IPPC-direktivet og BAT)

EUs Rådskolektiv 96/61/EF også kalt IPPC direktivet ("Integrated Pollution Prevention and Control") omhandler integrert forebygging og begrensning av forurensning, og er gjennom

EØS-avtalen forpliktende for Norge og implementert i norsk lovgivning. IPPC-direktivet er utarbeidet av EU for å forebygge og begrense industriforurensning samt sikre like konkurransevilkår for virksomhetene innen EU/EØS.

IPPC-direktivets hovedprinsipp er at den ansvarlige for en virksomhet plikter å benytte "beste tilgjengelige teknikker" ("Best Available Techniques" - BAT) og at utslippsgrenser som fastsettes i en tillatelse, skal baseres på BAT. Direktivet definerer begrepet BAT og hvilke forhold som skal tas i betraktning når BAT fastsettes. IPPC-direktivet gjelder for nye virksomheter fra 31. oktober 1999, mens det for eksisterende virksomheter er satt frist til 31. oktober 2007.

BAT defineres for hvert virksomhetsområde i såkalte "BAT referanse dokumenter" (BREFs). BREF-dokumentene angir hvilke utslippsnivåer som er mulig å oppnå ved bruk av teknologi som anses som forenlige med IPPC-direktivets krav om BAT. Egne BREF dokument er utarbeidet for raffineri (REF - "Mineral Oil And Gas Refineries") og for store forbrenningsanlegg (LCP - "Large Combustion Plants"; LCP BREF Final May 2005). Statoil har vurdert raffineriet på Mongstad ift. BAT og de ulike BREF.

Mongstad raffineriet har en teknisk og driftsmessig miljøstandard i henhold til rammebeskrivelse i REF. På områder der REF gir grunnlag for kvantitative vurderinger, er hovedinntrykket at raffineriet klart ligger innenfor de anbefalte ytelsesangivelser, også der dette er angitt som beste kvartils nivåer.

Områder som fra gjennomgangen kan framstå som mulige forbedringsområder er følgende:

- NO_x. Det totale utslipp ligger over det refererte "BAT-nivået", men dette skyldes i hovedsak at raffineriets tungolje krakker er atypisk innenfor raffineribransjen. Statoil Mongstad vurderer konkrete muligheter for å redusere NO_x utslippene.
- Utslipp av nitrogen / ammonium til sjø er på middelverdibasis innenfor den standard som angis for utslipp til sjø, til tross for at raffineriet også har en omfattende

behandling av ballast- og lekkasjevann fra terminalvirksomheten inkludert. På den annen side er utslippene i perioder over de nivåer som er angitt, og kontroll og reduksjon av ammonium er fortsatt blant de områder hvor forbedringsmuligheter vurderes.

- For utslipp av VOC er BAT referansen kvalitativ og lite spesifikk. Mongstad-anleggene er nylig av SFT pålagt en betydelig utslippsreduksjon for nmVOC fra råoljelasting fra 01.01.2007.

REF dokumentet omtaler rammekrav til anleggenes energieffektivitet kun kvalitativ. LCP angir kraftvarme, CHP, som det mest effektive valg for høy energieffektivitet og mulig begrensning av CO₂ utslipp. LCP angir BAT virkningsgrader for kraftvarme basert på gasturbiner med avgasskjel til å ligge i området fra 75 til 85%. Kraftvarmeverket ved Mongstad raffineriet vil ved oppstart ligge rundt 70%, men dette er planlagt økt til over 80% ved ytterligere varmeintegrering og utvikling av raffineriet. Byggingen av et kraftvarmeverk på Mongstad vil således være et tiltak for energieffektivisering innen raffinerindustrien i Europa, og være i samsvar med IPPC- direktivets retningslinjer.

LCP dokumentet angir BAT nivå for nye gasturbiner med lav- NO_x brennere fra 10 til 25 ppm ved 15% O₂ i avgassen.

7.1.2 Samproduksjon av elektrisitet og varme (CHP- direktivet)

CHP-direktivet 2004/8/EC ble vedtatt 11. februar 2004. Dette innebærer at EU ønsker å fremme økt bruk av samproduksjon av elektrisitet og varme, og at de enkelte medlemsland pålegges årlig rapportering av mengden elektrisitet produsert i CHP, kartlegging av potensialet for CHP og å utarbeide planer for hvordan dette potensialet kan realiseres. Et vesentlig punkt er at det fremmes planer som bidrar til å harmonisere rammevilkår og dermed også eventuelle støttetiltak innen EU/EØS-området. I EU ansees økt utbygging av CHP som ett av hovedvirkemidlene for å oppnå Kyoto målsettingen.

Norske myndigheter utreder mulighetene for å implementere CHP- direktivet i Norge og har anmodet om et utkast for EØS beslutning.

7.2 Mulige tiltak for å redusere utslipp av CO₂

Statoil's overordnede miljøpolicy vedrørende klimagassutslipp er å bidra til reduksjon av utslippene gjennom å energieffektivisere virksomheten, handel med utslippskvoter og bruk av prosjektbaserte mekanismer.

Pr. i dag finnes det ulike typer teknologi for å redusere/fjerne CO₂-utslippene ved kilden, men ingen av disse er i dag forenlige med bedriftsøkonomisk lønnsom drift. For å kunne realisere slike tiltak forutsettes betydelige eksterne økonomiske insentiv- og støtteordninger.

På dette grunnlag har derfor Statoil lagt til grunn at Kyotoprotokollens mekanismer er de best egnede for å oppnå ønskede, kostnadseffektive reduksjoner av klimagassutslipp, og har basert seg på dette i økonomiske beregninger for EVM.

7.2.1 Teknologi for reduksjon av CO₂-utslipp

Generelt

Statoil arbeider aktivt med ulike teknologier for CO₂- fangst og -håndtering med tanke på at forutsetningene i framtida endres slik at det kan bli lønnsomt å gjennomføre CO₂-reduserende tiltak for ny og eksisterende virksomhet. Statoil deltar innenfor internasjonalt arbeid, ref "Carbon Capture Project" (CCP), utredningsarbeid som foregår innenfor "International Energy Association" (IEA) samt deltakelse og kommunikasjon med forskjellige EU-komiteer og -forbindelser. Statoils prosjekt med fangst og lagring av CO₂ fra Sleipnerfeltet i Utsira-formasjonen er et referanseprosjekt for det meste som gjøres på dette området internasjonalt.

I samarbeid med SINTEF ble det høsten 2004 gjennomført bl.a en vurdering av mulige CO₂ renseteknologier. Prosjektet ble støttet av

Konsekvensutredning

OED/NFR, og det ble foretatt en evaluering av alternative tekniske løsninger basert på eksisterende og fremtidsrettet teknologi. Målet var å kunne identifisere teknologitiltak med et betydelig kostnadsreducerende potensiale.

Statoil vurderer det slik at det i den nærmeste framtid er aminseparasjon av CO₂ fra røykgass, alternativt autotermisk reformering av naturgass med hydrogenfyrt kraftproduksjon, som kan vurderes som mulige metoder å bringe fram til teknisk og økonomisk gjennomførbarhet. Det har vært gjennomført ulike studier av disse to teknologiene som konkluderer med at begge er teknisk gjennomførbare, men at reformerteknologien i dag er den minst modne av de to. Ingen av konseptene representerer anvendt og utprøvd teknologi i den skala som er aktuell for Statoils planlagte prosjekter på Tjeldbergodden og Mongstad.

Både aminseparasjon og reformerteknologi innebærer høye investeringskostnader. Dessuten reduseres virkningsgraden (med 15-20 %) på grunn av de betydelige energimengder som behøves for å drive CO₂-fjerningsprosessene. I tillegg til dette kommer driftskostnader i form av bl.a driftsbemannning, kjemikalier og ulike hjelpestoffer.

Kostnadstall for CO₂-fangst er utarbeidet basert på flere studier knyttet til gasskraftverk; bl.a en studie gjennomført av SINTEF for Statoil høsten 2002. I tillegg må det inkluderes kostnader til kompresjon og transport av CO₂ til injeksjonsbrønn. Samlet kostnadsøkning kan da bli til et beløp som er større enn investeringen i kraftverket.

Slike kostnadsøkninger kan bare forsvares for en kommersiell virksomhet dersom det samtidig kan skapes merinntekter gjennom salg av CO₂ som dekker disse kostnadene, eller at det oppnås tilsvarende besparelser andre steder.

Det pågår et betydelig forsknings- og utviklingsarbeid rundt CO₂ fangst fra røykgass, og det rapporteres om fremskritt fra ulike forskningsinstitusjoner. Relativt store forbedringer mht reduksjon i investeringer er

nødvendig for at CO₂ rensing skal kunne bli kommersielt interessant.

Anvendelse av slik renseteknologi som nevnt ovenfor vil derfor kreve betydelig offentlig støtte eller vesentlige endringer i rammevilkår for å gjøre anlegget økonomisk gjennomførbart.

Røykgassrensing

CO₂ i røykgassen kan skilles ut ved bruk av ulike teknikker slik som kjemiske prosesser, membranteknologi etc. Utskilt CO₂ kan deretter videre håndteres og benyttes som råstoff til fremstilling av nye produkter eller lagres permanent på store havdyp eller i geologiske formasjoner. Hvis forholdene ligger til rette kan CO₂ anvendes som trykkstøtte i egne oljefelt.

CO₂-fangstanlegg bygget etter denne metoden kan i prinsippet ettermonteres, så fremt at det ved utslippspunktet for røykgass er forberedt mht plassbehov og tilgjengelighet.

Hydrogenkraftverk

Det finnes velkjente teknologier som splitter naturgass til hydrogen og CO₂ (autotermisk reformering) eller til hydrogen og rent karbon ("Carbon Black"). I kraftverkets gassturbiner forbrennes da en hydrogenrik gass istedenfor naturgass slik at forbrenningsproduktene ikke inneholder mer CO₂ enn den naturlige forekomsten i luft. Det gjenstår betydelige teknologiske utfordringer i å mestre bl.a. temperaturforholdene som oppstår i brennkammer og turbin ved forbrenning av ren hydrogen. Ettermontering vil være komplisert.

Utskilt CO₂ må videre håndteres helt tilsvarende som beskrevet for røykgassrensing.

Forbrenning med ren oksygen

Det foreligger planer om anlegg der naturgass forbrennes med tilførsel av rent oksygen istedenfor vanlig luft. Oksygen kan produseres fra luft via en kryogen prosess som krever relativt mye energi eller med hjelp av membraner.

Forbrenningsproduktene fra kraftproduksjonen vil kun være CO₂ og vanndamp, gjerne også satt under trykk. Det vil være relativt lite

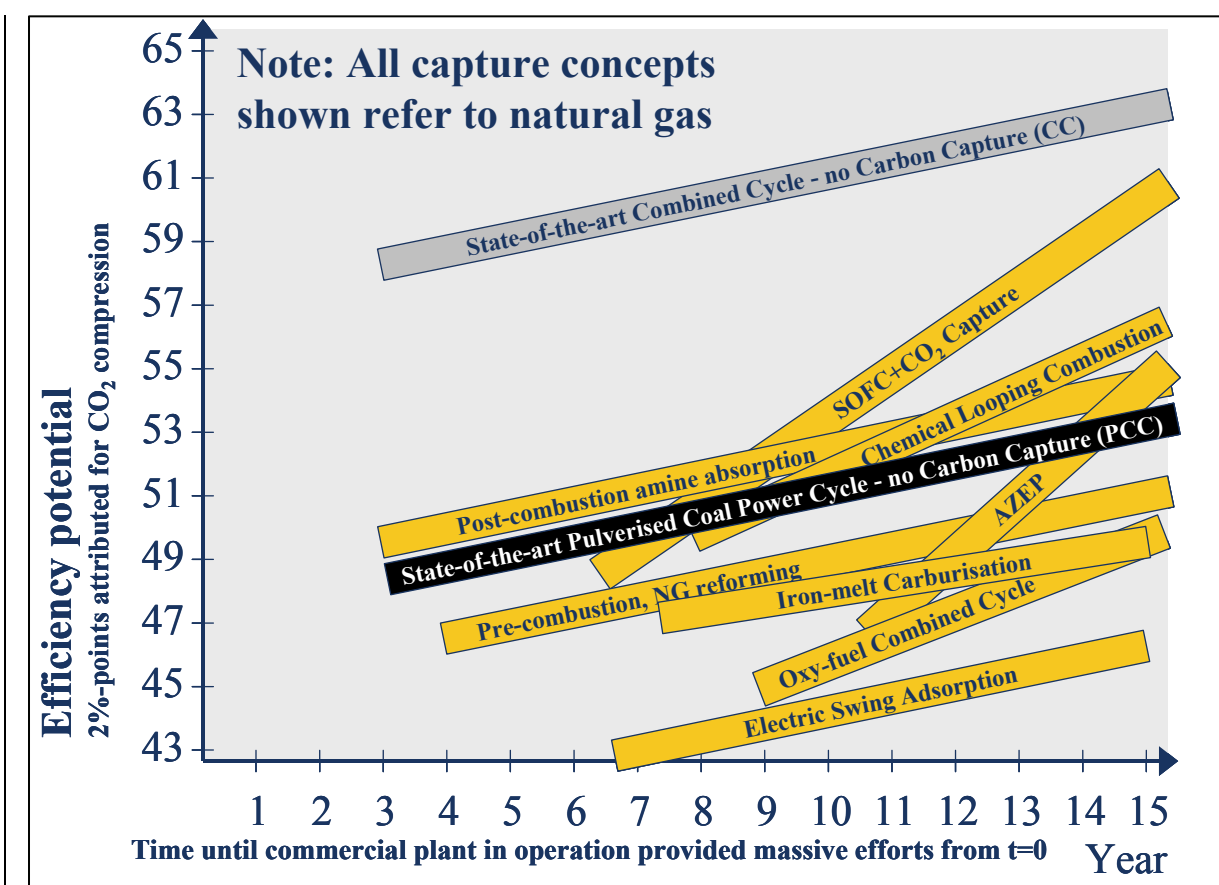
komplisert å skille ut CO₂ fra en slik røykgass. Siden nitrogen i luft ikke deltar i denne forbrenningen, dannes heller ikke NO_x. Det foregår forskning og utviklingsarbeid knyttet til realisering av denne teknologien.

Status og videre utvikling av teknologi

Statoil har engasjert SINTEF for å kartlegge status på teknologiutvikling, samt å komme opp med en vurdering av et konkret anlegg for fjerning av CO₂ fra det planlagte gasskraftverket på Tjeldbergodden, basert på beste tilgjengelige teknologi.

Resultatene er presentert i rapporten "Tjeldbergodden Power/Methanol – CO₂-reduction efforts. SP2: CO₂ capture and transport, februar 2005".

I SINTEF-studien er kjente utviklingsprosjekter innen temaet vurdert med hensyn til forventet energibruk og utviklingstid frem til kommersiell tilgjengelighet. Figuren under oppsummerer status fra SINTEF-studien med hensyn til teknologi og antatt teknologiutvikling.



Figur 7.1. Teknologistatus for CO₂-fangst (SINTEF)

Med "tid før kommersielt anlegg er i drift" mener SINTEF, i denne sammenheng den tiden det tar før det finnes leverandører som kan levere/bygge slike anlegg (med nødvendige garantier for driftssikkerhet m.m) etter at det på et tidspunkt startes opp en massiv og målrettet innsats på teknologiutvikling. I vurderingen er det ikke tatt hensyn til kostnader og hvorvidt anleggene

vil være kommersielt realiserbare på det gitte tidspunktet.

Statoil vurderer det slik at teknologien med rensing av røykgass basert på aminabsorpsjon pr. i dag er tilgjengelig og samtidig gir relativt god effektivitet mht. CO₂-fangst. Teknologien er utprøvd i praktisk drift i en relativt liten, men kommersiell skala, og har de laveste

Konsekvensutredning

fangstkostnadene. Teknologien er fremdeles under utvikling. Det antas at nye aminløsninger i fremtiden vil kunne medføre mer energieffektivt opptak av CO₂, og dermed resultere i høyere virkningsgrad, som igjen gir ytterligere reduserte kostnader.

Oljedirektoratets rapport ("CO₂ for økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel – mulighetsstudie" – OD april 2005) oppsummerer situasjonen som vist i figur 7.2. Resultatene samsvarer i stor grad med Sintef's vurderinger.

Resultatene av alle studiene viser også at gjennomføring av CO₂-fangst fra store

punktkilder for CO₂-utslipp krever store energimengder i form av elektrisk kraft og damp.

For et gasskraftverk vil en virkningsgrad reduksjon fra 57% til 47 %, som referert i OD's tall nedenfor, bety at det må skaffes tilveie ca 20% mer energi i form av naturgass. Alternativet er å redusere produksjonen tilsvarende. For et 400 MW gasskraftverk med en planlagt elektrisitetsproduksjon på ca 3300 GWh betyr dette en reduksjon på ca 650 GWh, eller tilsvarende elektrisitetsforbruket i ca 30 000 boliger.

	Eksosgassrensing	Avkarbonisering	Oksygenforbrenning
Dagens teknologi			
- Investeringskost, NOK/kW	3200-7500	4200-6800	Ikke tilgjengelig.
- Virkningsgrad, %	47-49	46-48	
- CO ₂ kost, NOK/tonn unngått (1)	320-520	380-545	
- Påslag el-kost, øre/kWh	10-17	11-17	
- Referanse	IEA(2000)- Bolland(2002)	IEA(2000)- Bolland(2002)	
Fremtidig teknologi			
- Tidshorisont for fullskala, år	5-6	10-12	10-12
- Investeringskost, NOK/kW	1900-2000	2600-2700	2500-2600
- Virkningsgrad	52,5	53	54-54,5
- CO ₂ kost, NOK/tonn unngått (1)	240-250	210-220	270-340
- Påslag el-kost, øre/kWh	8	8	8-11
- Referanse	CCP(2004)	CCP(2004)	Hydro (Åsen og Wilhelmsen, 2003; Melien og Åsen, 2004)
(1) Korrigert for ekstra energibehov			

Figur 7.2. Enhetskostnader for reduserte CO₂-utslipp og økte kraftpriser som resultat av CO₂-fangst (Kilde Oljedirektoratet)

7.2.2 Mekanismer under Kyotoavtalen

Kvotehandling

Kyoto-protokollen åpner for internasjonal handel med for eksempel rettigheter til utslipp av CO₂. EU har fulgt opp dette gjennom direktiv 2003/87/EF (kvotedirektivet), og i Norge ble klimakvoteloven vedtatt høsten 2004.

Felles gjennomføring/ "Joint Implementation" (JI)

JI under Kyoto-protokollen åpner for at vedlegg I-parter (dvs. de fleste i-land) kan inngå en avtale om å oppfylle sine kvantifiserte forpliktelser om begrensinger og reduksjoner av utslipp i fellesskap. Parter som har inngått en slik avtale skal kunne anses å ha møtt disse forpliktelsene så fremt deres samlede utslipp

Konsekvensutredning

av klimagasser ikke overskrider deres samlede tildelte utslippsmengde. En slik avtale skal spesifisere de respektive utslippsnivå som er tildelt hver enkelt avtalepart.

Den grønne utviklingsmekanismen/ "Clean Development Mechanism" (CDM)

CDM under Kyoto-protokollen skal bidra til å redusere utslipp av klimagasser og til bærekraftig utvikling i utviklingsland.

Formålet med CDM er å bistå parter som ikke er vedlegg I-parter (det vil si utviklingsland) til å oppnå en bærekraftig utvikling, bidra til Klimakonvensjonens endelige mål og å bistå vedlegg I-parter til å etterleve sine utslippsforpliktelser.

Utviklingslandsparter vil under CDM dra nytte av prosjektaktiviteter som resulterer i sertifiserte utslippsreduksjoner, og vedlegg I-parter kan benytte seg av de sertifiserte utslippsreduksjonene til å bidra til etterlevelse av en del av deres utslippsforpliktelser.

Utslippsreduksjoner fra hvert prosjekt skal sertifiseres på grunnlag av:

- frivillig deltakelse godkjent av hver enkelt part som er involvert
- reelle, målbare og langsiktige nyttevirksomheter
- utslippsreduksjoner utover hva som ville ha inntruffet uavhengig av prosjektaktiviteten.

Sertifiserte utslippsreduksjoner oppnådd etter 2000 kan benyttes til etterlevelse av utslippsforpliktelsene i Kyotoavtalens første forpliktelsesperiode.

Andre CO₂-reduserende tiltak

Trær i vekst tar opp CO₂ fra lufta. Karbonet bindes i trevirket, og utgjør omtrent 50% av tørrstoffet, mens oksygen slippes ut igjen. Skogplanting regnet som netto gevinst ved nyplanting etter 1990 kan iflg. Kyoto-avtalen regnes som CO₂-reduserende tiltak. Dette kan skje enten innenlands eller utenlands. Enkelte land, f.eks. Nederland, har gått inn for skogplanting i utviklingsland som kompensasjon for økte utslipp. Status pr 2005 er at denne type tiltak ikke aksepteres ihht det

norske regelverk for håndtering av klimagasskvoter.

7.2.3 CO₂ fra Mongstad til injeksjon/ deponering i Utsira-formasjonen – et eksempel

Generelt

For å kunne vurdere kostnadene ved en eventuell storskala CO₂-håndtering gjorde Statoil høsten 2003 / våren 2004 en kvalitativ vurdering av mulighetene for å kunne bruke CO₂ fra bl.a. Mongstad til injeksjonsformål på Gullfaks-feltet for å oppnå økt oljeutvinning. Tidlige planer for Energiverk Mongstad samt muligheter for import av CO₂ med skip fra andre steder ble brukt som underlag for studien.

Gullfaks-studien ble gjennomført som en overordnet vurdering av mulighetene. Direkte import av CO₂ til Gullfaks i rørledning fra Europa eller på skip ble også vurdert. Konklusjonen i Gullfakslisensen var at økonomien i CO₂-injeksjon ikke kan konkurrere med tradisjonelle alternativer mht injeksjonsgass. utfordringene vil være store mht realisering av en CO₂-forsyningskjede på grunn av usikkerhetene som må tas hensyn til vedrørende praktiske, tekniske og kommersielle forhold. Feltets behov for store CO₂-volumer (5 mill. tonn årlig) over en relativt kort produksjonsperiode (5 – 10 år) gjør at en eventuell CO₂-infrastruktur i form av fangstanlegg på land og transportsystemer (med levetid 20 – 25 år) må ha flere kunder fordelt ut i tid. Det vil være meget krevende å få samtidige beslutninger på alle vesentlige sider av et slikt prosjekt.

Vurderingene som er foretatt av prosjektet Energiverk Mongstad knyttet til reduksjon av CO₂-utslipp fra Mongstad med kraftvarmeverk, bygger videre på noen av de prinsippene som ble testet ut i Gullfaksstudien.

Som alternativ til injeksjon i Gullfaks er det også mulig å benytte injeksjon til lagring i undergrunnen, f.eks. i en akvifer bergart i Utsira-formasjonen, dvs. en tilsvarende løsning som allerede er i bruk for utskilt CO₂ i gass fra Sleipner-feltet. På samme måte vil CO₂ som

Konsekvensutredning

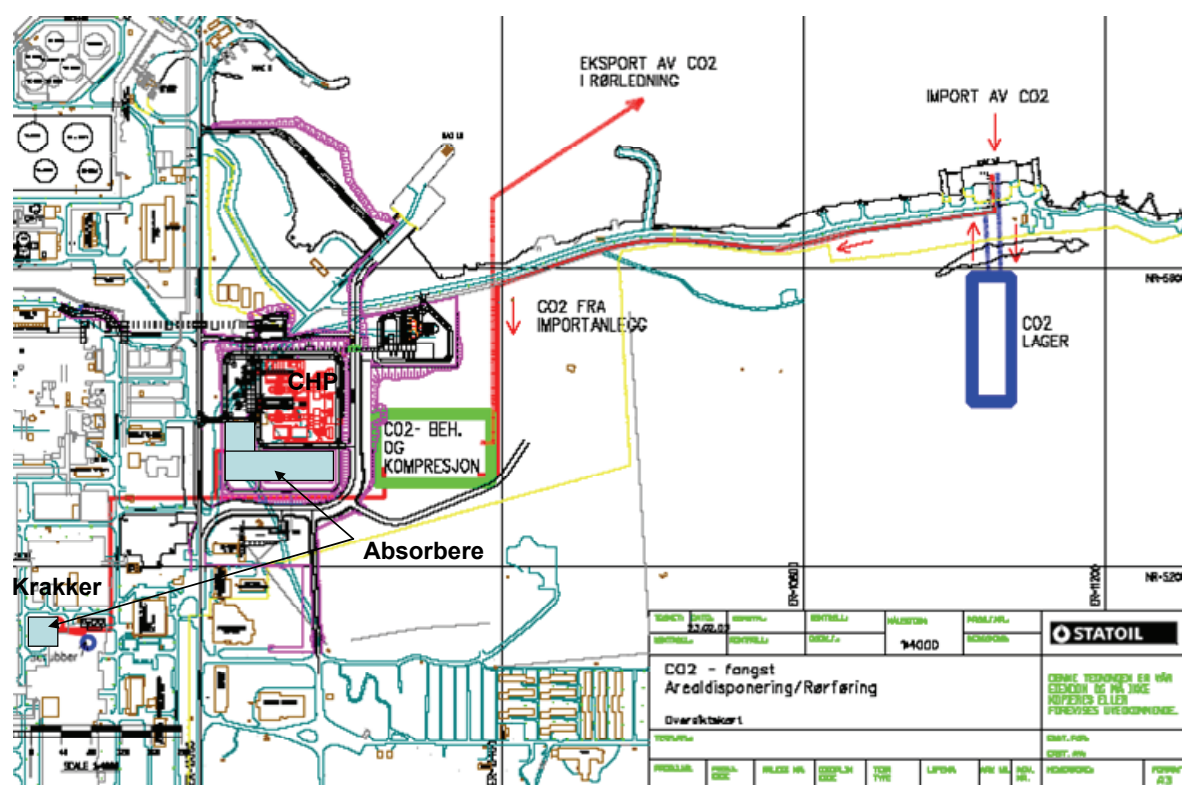
må skilles ut fra Snøhvit-gassen før LNG-prosessering deponeres i Tubåen-formasjonen ca. 150 km fra Melkøya.

CO₂-utslippene fra Mongstad raffineriet er i dag på ca 1,75 mill tonn årlig, og er fordelt på mange utslippspunkter. Når kraftvarmeverket kommer i drift, vil mønsteret for energiproduksjon endres og noen av disse utslippspunktene falle bort. Kraftvarmeverket vil ha et CO₂-utslipp på ca 1,30 mill tonn årlig, men vil gjennom energileveransene til raffineriet redusere utslippene fra raffineriet med 0,35 mill tonn. Samlet utslipp fra Mongstad etter oppstart av kraftvarmeverket blir ca 2,7 mill tonn årlig.

Ved planlegging av CO₂ fangst fra Mongstad anleggene vil det være utslippene fra kraftvarmeverket samt fra det største enkeltutslippet på raffineriet (krakker) som er aktuelle å vurdere. Da kan det være mulig å fange røykgassvolumer med til sammen ca 2,2 mill tonn årlige utslipp av CO₂.

Lagringsalternativene vil være Utsira-formasjonen eller et oljefelt som kan ta imot CO₂ som injeksjonsgass til EOR-formål ("Enhanced Oil Recovery" – økning av oljegienvinning - EOR). Hvis det skulle være aktuelt å levere injeksjonsgass til EOR-formål vil det sannsynligvis være ønskelig å kunne levere større volumer enn 2 mill tonn årlig. Det er derfor skissert en mulighet til å etablere en import terminal for skipstransportert CO₂. Det er gjort en antakelse om at eksisterende kai for skip-til-skip omlasting av råolje muligens kan modifiseres til å losse CO₂ til et fjelllager. Derfra kan CO₂ eksporteres i rørledning sammen med volumer fra Mongstadanleggene. Rørledningen må da dimensjoneres tilsvarende for et større volum enn Mongstad alene. Med referanse til Gullfaks er det antatt at 5 mill. tonn årlig kan være et passende volum.

Se figur 7.3 som viser plassering av anlegg for CO₂-fangst, samt en antatt og foreløpig plassering av et importanlegg med fjell-lager som kan gjøre Mongstad til et mulig CO₂-knutepunkt.



Figur 7.3. CO₂-anlegg på Mongstad

Statoil engasjerte det internasjonale ingeniør- og kontraktørselskapet Fluor for gjøre en forstudie på et CO₂-fangst og –behandlingsanlegg for det planlagte gasskraftverket på Tjeldbergodden. Fluor har egen teknologi basert på å bruke amin som absorpsjonsmiddel for CO₂. Selskapet har bygget et anlegg i Bellingham i USA som har vært i drift siden 1993, og som henter ut ca 0,3 mill tonn CO₂ pr år fra røygassen fra et gasskraftverk.

Forstudien beskriver et konkret prosessanlegg for fangst og behandling av CO₂ basert på innhentede priser fra utstyrsleverandører og satt sammen til et komplett anlegg. Det er tatt hensyn til stedlige betingelser samt norske rammevilkår for bygging og drift. Statoil har bearbeidet dette til et konkret forprosjekt med et kvalifisert kostnadsestimat for CO₂-fangstanlegget på land på Tjeldbergodden.

For Tjeldbergodden-studien var det aktuelle CO₂-utslippet ca 2,5 mill tonn årlig, dvs omtrent samme volum som fra kraftvarmeverk pluss krakker på Mongstad.

Investeringene på landanlegget ble beregnet til ca 3370 millioner kr, driftskostnadene anslått til 440 – 600 millioner kr årlig. I tillegg kommer investeringen i rørledning frem til permanent lagringssted, anslått til ca 700 - 1000 millioner kr og 350 millioner kr i investeringer på havbunn/plattform ved lagringsstedet på Haltenbanken.

Resultatene fra studien er presentert i en tilleggsutredning til konsekvensutredningen, se www.statoil.com/tjeldbergodden.

Forstudie 2005 – CO₂-fangst og behandling Mongstad

Med bakgrunn i Tjeldbergodden-studien ble Fluor engasjert for å gjennomføre en tilsvarende forstudie for fjerning av CO₂ fra røygassen fra kraftvarmeverk og krakker på Mongstad. En viktig forskjell fra Tjeldbergodden-studien ligger i at det på Mongstad i vesentlig grad må tas hensyn til en sterk og omfattende fysisk og systemmessig integrasjonen med eksisterende raffinerianlegg.

Resultatene fra forprosjekteringen foreligger i Fluors rapport ”CO₂ Capture Study at Mongstad, , June 2005”. I Fluors rapport er det tatt utgangspunkt i de samme designbetingelser som er lagt til grunn for kraftvarmeverket og krakker.

I planleggingen for etablering av kraftvarmeverket er det forutsatt at det skal legges til rette for å bygge et anlegg for CO₂ fjerning tett inntil kraftvarmeverket. Det er derfor satt av areal til disposisjon for absorpsjonsanlegg og for aminbehandling/kompresjon. Kraftvarmeverket er imidlertid tett integrert med raffinerianleggene, blant annet ved at råoljestrømmen til raffineriet oppvarmes ved å bli ledet gjennom kraftvarmeverkets røygasskjel før den føres til destillasjonstårnet, jfr. kap. 5.

Rørsløyfen som fører råolje ut av raffinerianlegget og tilbake igjen må være så kort som mulig. Dette skyldes høye kostnader ved å øke avstanden, samt problemstillinger knyttet til å kontrollere to-fase strømning over større avstand. Produksjon av høytrykkdamp til raffineriet er den andre hovedoppgaven til kraftvarmeverket og det må legges opp til nærhet og full integrasjon med raffineriets eksisterende dampdistribusjonssystem slik at dette kan skje på kostnadsmessig og teknisk optimal måte. Elektrisitetsproduksjonen er bundet til varmeproduksjonen og slik sett et biprodukt.

Plasseringen og orientering av kraftvarmeverket er derfor gitt og kan ikke endres uten å gjøre fundamentale designendringer i hovedkonseptet for EVM-prosjektet som ligger til grunn for Statoils foreliggende søknader om godkjenning hos myndighetene. Fangstanleggene for røygass må derfor tilpasses den allerede bestemte plasseringen av kraftvarmeverket.

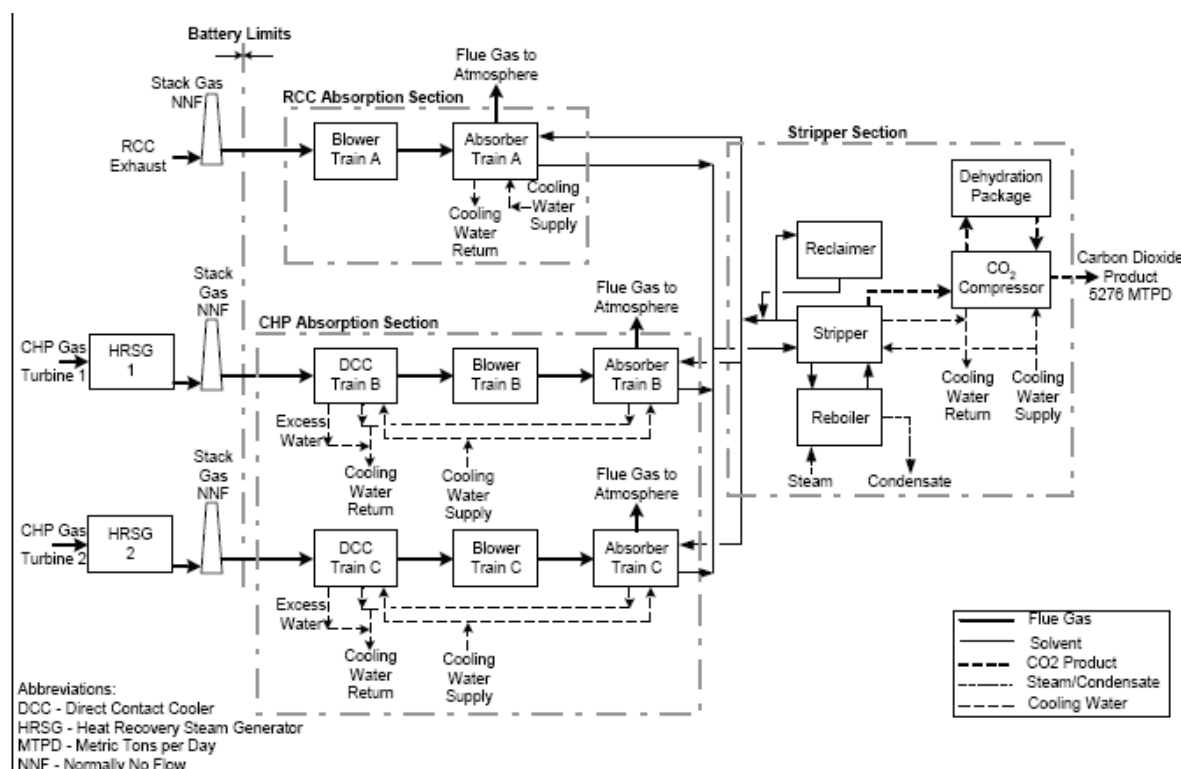
Det er bekreftet gjennom forstudien at det finnes tilgjengelig areal for plassering av anleggene for CO₂-fangst og –behandling, og at det er teknisk mulig å koble til skorsteiner i kraftvarmeverket, slik at resultatet blir tilpasset eksisterende og konkret planlagte anlegg.

Konsekvensutredning

For fangst av røykgass fra krakker finnes et areal nær skorsteinen og eksisterende renseanlegg for SO₂ som kan benyttes. Utfordringene er likevel store mht å kunne tilpasse fangstanlegg og framføring av rørledninger inn i det eksisterende raffineriområdet.

Røykgassen fra krakker og kraftvarmeverket har forskjellig sammensetning. Konsentrasjonen av CO₂ i røykgassen fra krakker er ca 13 % mens bare ca 3 % fra

kraftvarmeverket. Det blir derfor lagt opp til noe forskjellige typer CO₂-fangstanlegg, men aminstrømmene med oppløst CO₂ blir ført til et felles anlegg for utskilling av CO₂, tørking og kompresjon for transport. Til sammen vil utslippene av CO₂ fra anleggene på Mongstad kunne bli redusert med ca 1,5 - 2,0 millioner tonn årlig, noe avhengig av hvordan den ekstra energien til CO₂-fangst fra anleggene skaffes til veie.



Figur 7.4: CO₂-fjerning Mongstad. Blokkdiagram. (Kilde: Fluor)

For tilførsel av energi i form av lavtrykkdamp og elektrisitet må forsyningen til CO₂-anleggene i utgangspunktet baseres på at det etableres egne anlegg. Ved gjennomføring av CO₂-fjerning i et eventuelt fremtidig prosjekt kan energianlegg for CO₂-fangst knyttes sammen med raffineriets energianlegg slik at den samlede forsyningen til enhver tid kan optimaliseres.

CO₂-anleggene med sitt energianlegg krever leveranser fra forskjellige hjelpesystemer; nitrogen, arbeidsluft, ferskvann m.v. Noe av dette kan tilknyttes eksisterende systemer i

raffineriet, men det må også bygges dedikerte anlegg for CO₂-anleggene. Det må for eksempel bygges nytt anlegg for kjølevannsforsyning siden behovet i CO₂-anleggene innebærer mer enn en fordobling av forbruket i det eksisterende systemet som betjener raffineriet.

Fluor anbefaler for dette forprosjektet at det legges til grunn en rensegrad på 85 % for CO₂. Økning av rensegrad ut over dette vil medføre at energiforbruket i CO₂ anlegget øker raskt og at energieffektiviteten dermed avtar. I et reelt prosjekt vil forholdet mellom rensegrad og

Konsekvensutredning

energibruk bli teknisk og økonomisk optimalisert.

Med disse forutsetningene har Fluor prosjektert et anlegg som samler opp røykgassen fra kraftvarmeverket og krakker, og prosesserer den gjennom tre absorpsjonslinjer – to for kraftvarmeverket og ett for krakker. Se fig. 7.4. Aminstrømmene ledes i rørledninger til et felles behandlingsanlegg hvoretter ren CO₂ skilles ut, trykkes og tørkes for videre transport i rørledning til endelig lagring i Utsira formasjonen under Nordsjøen.

I tillegg til at CO₂ fjernes, vil aminet også fange opp en del nitrogenforbindelser. Røykgassen fra kraftvarmeverket inneholder betydelige mengder vann og en del av dette vil felles ut i CO₂ anlegget. Dette vannet vil inneholde forurensninger fra røykgassen, men vil kunne renses og resirkuleres, evt. dreneres til sjø. Røykgassen slippes ut i atmosfæren etter at den er passert CO₂-renseanlegget. Den vil etter CO₂-rensingen inneholde små mengder amin samt noe ammoniakk som genereres i rensenanlegget.

Det er ikke gjort noen vurderinger av den miljømessige betydningen av restutslippene av amin og ammoniakk i røykgassen, eller av vann som slippes til sjø. Følgelig er det heller ikke tatt hensyn til eventuelle ekstrakostnader til ytterligere rensing.

En andel amin vil degradere i prosessen og kan ikke gjenvinnes, og blir dermed et avfallsprodukt som må avhendes som spesialavfall.

Fjerning av CO₂ krever som før nevnt betydelige mengder energi til absorpsjons- og gjenvinningsprosessene i form av prosessdamp og i form av elektrisitet til pumper / vifter og annet elektrisk drevet utstyr. I tillegg må det skaffes til veie ca 40 000 m³/h med kjølevann.

Anslagsvis ca 45 MW elektrisitet og ca 220 MW varme i form av 370 tonn pr time levert lavtrykks damp (150 grader C/ 3,5 barg) er behovet som må dekkes.

Elektrisitetsbehovet tilsvarer ca 370 GWh pr år og kan hentes fra eksisterende høyspentnett til Mongstad. Dette utgjør ca 70 % av raffineriets elektrisitetsforbruk. Det må imidlertid bygges nytt anlegg for lokal fordeling inne på området siden eksisterende anlegg ikke har kapasitet.

Produksjonen av damp må skje i et stort nytt naturgassfyrte anlegg som bygges for dette formålet. Uten reduksjoner som kan oppnås gjennom samvirke med raffineriet utgjør energileveransen ca 1900 GWh. Dette tilsvarer ca 25% av energiforbruket i form av varme på raffineriet på Mongstad. Til sammenligning er Viken Fjernvarmes årlige leveranser av fjernvarme til Oslo by på ca 1000 GWh.

Investeringen for et slikt anlegg er av Statoil anslått til ca 500 MNOK.

Raffineriet har dampdistribusjonssystemer på flere trykk og temperaturnivå, og i en aktuell prosjekteringssituasjon vil det bli lagt ned mye arbeid i å optimalisere dette systemet i samspill med energi til anleggene for CO₂-fangst.

Basert på Fluors kostnadsestimat kan overslag settes opp for investeringer og drift. Statoil vurderer Fluor sitt estimat til å være på et nivå tilsvarende en usikkerhet på om lag +/- 40 %.

Oppsettet som viser de samlede kostnader er basert på Fluors estimat, komplett med Statoils egne tall for tomteopparbeidelse, utvidelse av kjølevannskapasitet og kostnader til energiforsyning.

Det er lagt til for uforutsette kostnader som skyldes den ekstra usikkerhet som eksisterer ved at dette er et anlegg av en størrelse som ikke er blitt bygget tidligere. Dette tilsier at usikkerheten totalt sett vil kunne være større enn de anslåtte +/- 40 %. For å komme frem til et kostnadsestimat med lavere usikkerhet, og som kan ligge til grunn for reelle beslutninger kreves et betydelig antall ingeniørtimer og betydelige kostnader i detaljprosjektering av anlegget.

Tabell 7.2 viser oppsummert den estimerte investeringskostnad for et anlegg for fjerning av CO₂ fra røykgassen fra anleggene på Mongstad; kraftvarmeverket og krakker-

Konsekvensutredning

anlegget. Kostnaden inkluderer også tørking, komprimering til 200 barg trykk og klargjøring for transport i rørledning.

Tabell 7.2. Investeringskostnader for CO₂-fangstanlegg på Mongstad

Kostnadselement	Kostnad Millioner MNOK
Tomteopparbeidelse og nytt kjølevannsystem	420
Utstyr for CO ₂ -fangst og behandling	3000
Energiforsyning og utilities/ tie-ins	600
Sum	4020
Uforutsett og usikkerhet (10%)	400
Totale byggekostnader	4420

Tabell 7.3 viser et estimat for driftskostnadene for CO₂ anlegget.

Tabell 7.3. Drifts og vedlikeholdskostnader for CO₂-fangstanlegg

Kostnadselement	Kostnad Mil.NOK/år
Bemanning, vedlikehold	120
Kjemikalier etc.	50
Energikostnader	171-380 *
Totalt	340-550

* Energikostnadene avhenger av gassprisen og elpris, og er her angitt for et variasjonsspenn på 0,60 -1,40 NOK/Sm³ gass og 15 til 30 øre/kWh for el.

Et CO₂-fangstanlegg for kraftvarmeverket alene er beregnet av Fluor til å beløpe seg til 2,3 milliarder kr, dvs ca 25% reduksjon i kostnad for en reduksjon på 39% i behandlet volum CO₂. Reduksjonen i totalbeløpet blir ikke tilsvarende bl.a. fordi behov for hjelpesystemer utløser kostnader som ikke er proporsjonale med reduksjonen.

I forhold til hovedalternativet ser en at reduksjonen i behandlet mengde CO₂ ikke står i forhold til reduksjonen i kostnad. I de videre vurderingene legger vi derfor til grunn hovedalternativet.

Studien viser at det er mulig å ettermontere CO₂-fjerningsanlegg tilknyttet krakker og kraftvarmeverket, og at det er en gevinst med å ta hånd om utslippene for begge anleggene. Det er også vist at det må tilføres meget store energimengder for å få dette gjennomført.

Hvis CO₂-fjerningsanlegg skulle etableres samtidig med gjennomføring av EVM-prosjekts målsettinger for raffineriet, ville spørsmålet om å dekke det totale energibehovet på en effektiv måte være et hovedtema. Dette er et prosjekt med helt andre tekniske og kommersielle utfordringer, og med en helt annen størrelse enn EVM-prosjektet.

Statoil har ikke foretatt en utredning av dette alternativet.

Figur 7.4 viser anlegget sammen med raffinerianleggene og kraftvarmeverket. De høyeste tårnene i CO₂-anlegget blir på ca 60m.



Figur 7.4. Oversiktsbilde – Mongstad anleggene med kraftvarmeverk og CO₂ fangstanlegg (Fluor / Statoil)

Transport av CO₂ i rørledning fra Mongstad og lagring i Utsira-formasjonen

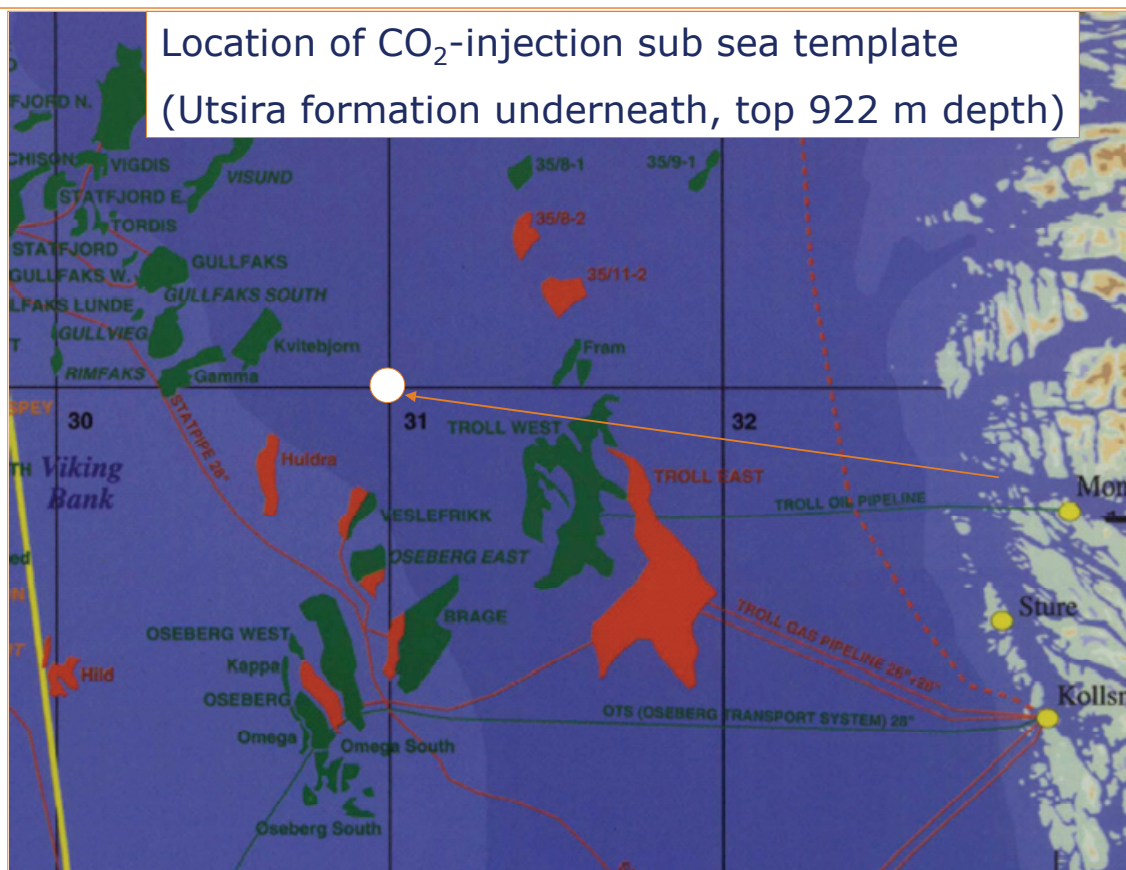
Transport i rørledning er nødvendig for å transportere CO₂ til en passende geologisk struktur hvor CO₂ kan lagres, eventuelt til et felt som kan nyttiggjøre CO₂ til økt oljeutvinning. Skipstransport har også vært vurdert i tidligere undersøkelser, men forlatt som aktuell løsning for tilfeller som Mongstad.

Det er lang erfaring med transport av CO₂ i rør over lange avstander på land i forbindelse med CO₂ prosjekt i USA og Canada. Det finnes enda ikke erfaring med transport av store

volumer CO₂ i rørledninger på havbunnen, men Statoil vil fra 2006 ha en CO₂-rørledning i drift ut fra LNG-anlegget på Melkøya.

På oppdrag av Statoil har ingeniørfirmaet Snamprogetti gjennomført en studie for å vurdere mulige løsninger og beregne kostnader for transport av CO₂ fra Mongstad fram til sluttlagringssted offshore.

Det er som et eksempel tatt utgangspunkt i at CO₂ injiseres i Utsira-formasjonen. Dette gjøres gjennom en brønn ca 150 km ut fra land i Nordsjøen, jfr. figur 7.5.



Figur 7.5. Mulig rørledningstrasé for CO₂-eksport fra Mongstad.

Det er lagt til grunn en årlig transportkapasitet på ca 5,0 millioner tonn CO₂ fra Mongstad gjennom en rørledning med diameter 14". Før eksport fra land økes trykket til 200 bar.

Brønnramme og øvrige løsninger kopieres tilsvarende på Snøhvit i den grad det er mulig.

Investeringskostnadene knyttet til rørledningstransport av CO₂ fra Mongstad er kalkulert til 1085 millioner NOK, mens årlige driftskostnader er anslått til 20 millioner NOK. I disse tallene er ikke inkludert kostnader til kompresjon, tørking og kjøling av gassen før transport. Slike kostnader er tatt med i kostnadsestimatet fra Fluor for CO₂-fangst anlegget.

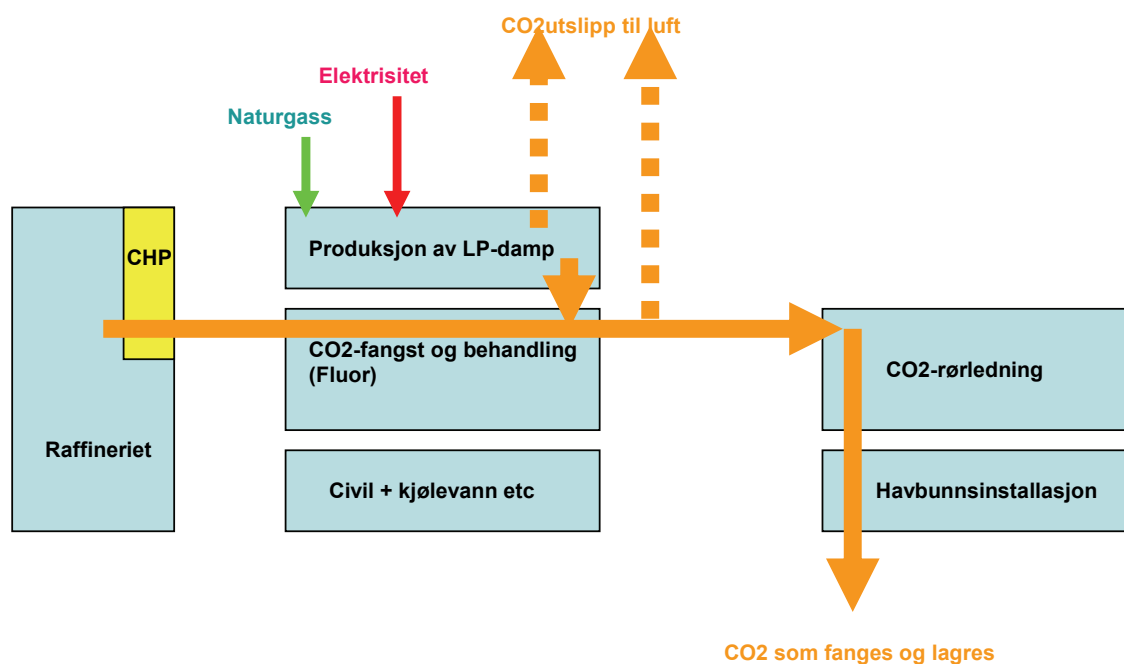
For Snøhvit er det kalkulert at kostnadene knyttet til brønn for injeksjon og lagring ute på feltet utgjør 350 millioner NOK. Dette inkluderer kostnader til brønn og brønnramme. Drift og vedlikehold av brønnen er estimert til 5 mill NOK/år. Det presiseres at slike kostnader i stor grad er feltspesifikke, og ikke

uten videre kan overføres til andre felt, men angir omtrentlig kostnad tilsvarende arrangement for CO₂-eksport fra Mongstad. Det legges til 10% for usikkerhet slik at totalsummen for investeringen blir 1580 MNOK.

Samlede kostnader for fangst, transport og lagring av CO₂ fra Mongstad

Figur 7.6 viser hvordan CO₂-fjernings anleggene henger sammen. Energianlegget som er nødvendig for å produsere lavtrykkdamp vil ha et gassforbruk på ca 200 MSm³/år og dette medfører et CO₂-utslipp som inkluderes i fangstanlegget. Totalt vil dermed ca 2,2 millioner tonn CO₂ fjernes fra Mongstad; dvs ca 0,3 millioner tonn mer enn det som fjernes fra punktutslippene krakker og kraftvarmeverk. En har valgt å inkludere tilleggsvolumet fra damp-anlegget i beregningen av kostnad for CO₂-fjerning.

De samlede kostnadene for håndtering av CO₂ fra krakker / kraftvarmeverk på Mongstad er vist i tabell 7.4.



Figur 7.6. Anlegg for CO₂-fangst på Mongstad.

Tabell 7.4. Samlede kostnader for CO₂-håndtering Mongstad med lagring i Utsiraformasjonen..

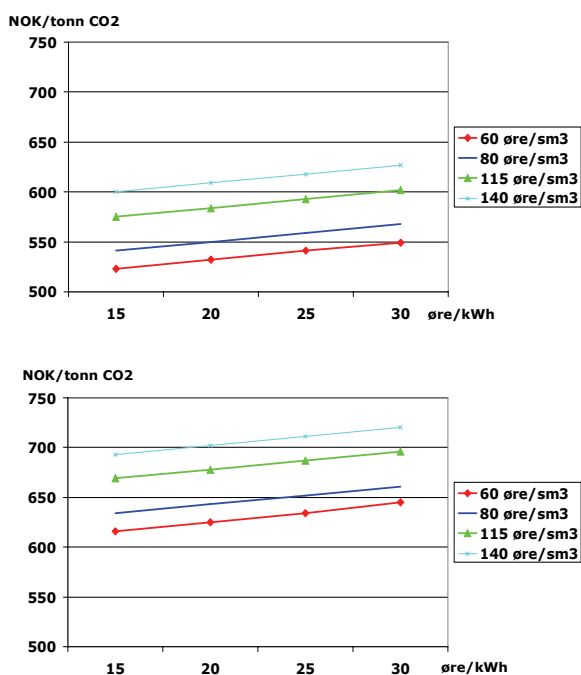
	Investering, mill NOK	Driftskostnader, mill NOK/år
CO ₂ -fjerningsanlegg inklusive kompresjon og tørking av CO ₂	4420	340 – 550 **
CO ₂ -rørledning + havbunnsinstallasjoner	1580	20
Totalt	6000	360-570

*Tall basert på erfaringer fra Snøhvit. Ikke uten videre overførbare til andre felt.

** Ref. tabell 7.3

For Mongstad vil kostnaden pr fjernet tonn CO₂ være avhengig av totalinvesteringen samt driftskostnader inkludert ekstra bruk av naturgass og elektrisitet på Mongstad for å drive CO₂-anleggene, se figur 7.7.

Det vil ikke bli lagt opp til at produksjonen av raffinerte produkter og elektrisitet på Mongstad skal reduseres på grunn av CO₂-fangst. All energi i form av elektrisitet og gass til CO₂-fjerningsanleggene må derfor skaffes i dedikerte anlegg og ”i markedet”.



Figur 7.7. Sammenheng mellom tenkte gasspriser til Mongstad / pris på innkjøpt elektrisitet og kostnad for fjerning pr. tonn CO₂, ref 7% før skatt og 9% etter skatt⁸

En kommersiell aktør vil måtte ta sin investeringsbeslutning ut fra en etter skatt betraktning. I tillegg vil en kommersiell aktør normalt kreve en høyere avkastning på investert kapital for å gjenspeile den spesifikke prosjekt risiko og alternative anvendelse av kapital. I dette eksemplet er det derfor benyttet 9 % etter skatt som uttrykk for hva en kommersiell aktør typisk ville ha krevd for å gå inn i prosjektet

I tabellene forutsettes det for øvrig at hele CO₂ kjeden beskattes etter norske regler for selskapsskatt. Dersom hele eller deler av kjeden pålegges petroleumsbeskatning, vil regnestykket bli annerledes etter skatt.

Eventuell gjennomføring av CO₂-fjerning fra Mongstad-anleggene

Som det fremgår av Statoils vurderinger er det ikke aktuelt å planlegge det fremlagte EVM-prosjektet inkludert et CO₂-fangstanlegg. Det

⁸ Internrente 8% e.s. innebærer en reduksjon av tallene for CO₂-fjerning med ca 30 NOK/tonn

vil være et prosjekt av en helt annen størrelse og med helt andre problemstillinger enn det foreliggende prosjektet som nå fremmes overfor myndighetene.

Ved eventuell prosjektering av et ettermontert CO₂-fangstanlegg vil en hovedproblemstilling være å kunne optimalisere den samlede energiproduksjonen på Mongstad.

Dersom et CO₂-fjerningsanlegg skal realiseres vil det måtte legges fram et prosjekt utarbeidet av utbygger på vanlig måte mht dokumentasjon av tekniske forhold, gjennomføringsplaner, økonomiske forutsetninger og –resultater.

Et prosjekt i denne størrelsesorden vil bli pålagt å utarbeide konsekvensutredninger ihht plan- og bygningslovens bestemmelser.

Det må utarbeides søknader ihht energi- og forurensningsloven for landanleggene. Rørledningen for transport av CO₂ samt utstyr på havbunnen eller på plattform, hvis CO₂ skal benyttes for EOR-formål, må søke godkjenning ihht petroleumsloven i form av en plan for anlegg og drift (PAD). Prosjektet må forhåndsmeldes; Melding med utkast til konsekvensutredningsprogram.

Forberedelser samt å etablere dokumentasjon for disse søknadene kan ta 2 – 3 år.

7.3 Mulige tiltak for å redusere utslipp av NOx

Sett på bakgrunn av de norske forpliktelser etter Gøteborgprotokollen er det et behov for å redusere de nasjonale utslippene av NOx. Mongstad- anleggene er en stor enkeltkilde til NOx- utslipp, og basert på dette er det besluttet at prosjektet skal gjennomføres uten å øke eksisterende utslipp fra anleggene. Forholdet til NOx har derfor vært et viktig

Konsekvensutredning

vurderingskriterium bl.a ved valg av tekniske løsninger.

Den aktuelle turbinen har relativt lav brennkammertemperatur sammenlignet med andre gassturbiner og dermed lave NO_x-utslipp. Statoil har innhentet driftserfaringer fra flere anlegg for den aktuelle turbintypen, og konsentrasjonene i røykgassen i normal drift ligger for denne type anlegg i størrelsesorden 9-12 ppm NO_x.

Dersom det med dagens turbinteknologi skal oppnås ytterligere reduksjoner av NO_x-utslipp i kraftvarmeverket, kan dette gjøres gjennom å ta i bruk renseteknologi som for eksempel SCR (Selective Catalytic Reduction), eller SCONOX (Selective Catalytic Oxidation of NO_x).

Installasjon av SCR i kraftvarmeverket vil kunne gi en konsentrasjon i avgassen på ca. 2-5 ppm NO_x samt i tillegg 2-5 ppm NH₃. Bruk av SCR renseteknologi vil dermed redusere de totale utslippene av NO_x, men også gi utslipp av ammoniakk (NH₃) som brukes i fjerningsprosessen. Reduksjonen i lokal og regional nitrogenbelastning vil dermed bli noe mindre enn reduksjonen i NO_x-utslipp skulle tilsi.

Vurderinger av miljønytte og miljøkostnader vil være avhengig av anleggskostnadene for SCR- anlegget samt de faktiske utslippene fra anlegget før et eventuelt SCR- anlegg blir installert. Det er foreløpig ikke hentet inn konkrete kostnadstall for de ulike komponentene i et SCR- anlegg installert i kraftvarmeverket. For vurderingene har en derfor basert seg på tidligere studier knyttet til tilsvarende forhold.

SINTEF gjorde høsten 2003 en vurdering for Statoil når det gjelder kostnader knyttet til SCR-rensing for ulike anleggsstørrelser og ulike utslippsnivå. Studien konkluderer med at forventet investeringskostnad for et SCR-anlegg vil være i størrelsesorden 50-75 MNOK per gassturbin, dvs. totalt ca. 135 MNOK for de to gassturbinene i kraftvarmeverket. Dette forutsetter et rensbehov fra 15-5 ppm. For et anlegg som skal rense fra 9-5 ppm vil de samlede investeringskostnadene være i

størrelsesorden 100 MNOK for kraftvarmeverket. Årlige driftskostnader for et slikt anlegg vil være i størrelsesorden 15-20 MNOK/år.

Med utgangspunkt i en samfunnsøkonomisk diskonteringsrate på 7 % før skatt tilsvarer de refererte investerings- og driftskostnader en tiltakskostnad i størrelsesorden 40-60 NOK/kg NO_x (basert på en reduksjon fra 15 ppm til 5 ppm) og ca. 100 NOK/kg NO_x (basert på reduksjon fra 9 ppm til 5 ppm).

I ettertid har Statoil hentet inn oppdaterte faktiske kostnader fra leverandørene. Disse tallene indikerer at de investerings- og driftskostnader som SINTEF redegjorde for høsten 2003 kan være noe for lave. Dette vil øke den tiltakskostnad som er beregnet på basis av SINTEF- studien.

SCONOX vil kunne gi tilsvarende lave utslipp som SCR. SCONOX er hittil kun installert på mindre turbiner, og er ikke utprøvd for store turbiner. Teknologien er 50-100% dyrere enn SCR, og krever vesentlig større plass. Det er derfor ikke gjort videre vurderinger av denne type teknologi.

Ved Mongstad- anleggene har en tidligere vurdert ulike løsninger for å rense de samlede NO_x- utslipp. Omsøkt utslippsnivå i forbindelse med søknad om fornyet utslippstillatelse vil fra 2009 være 1500 tonn NO_x/år. Dette innebærer en reduksjonsforpliktelse på omlag 350 tonn NO_x/år. De faktiske utslippene forventes å være lavere enn denne rammen.

Søknad om fornyet utslippstillatelse for eksisterende Mongstadanlegg innebærer at eksisterende utslipp fra krakkeranlegget må renses for å kunne nå målsettingen i 2009. De vurderinger som er gjort viser at installasjon av SNCR (Selective Non-Catalytic Reduction) vil ha en akseptabel tiltakskostnad. Ulempen med denne løsningen er at injisert ammonium vil vaskes ut i sjøvannsvaskerne og følge utslippet av kjølevann til sjø. Utslippet til sjø vil være avhengig av effektivitet i røykgassrensingen, og øker med økende effektivitetsgrad.

Overholdelse av en utslippsramme på 1500 tonn/år etter oppstart av kraftvarmeverket må

Konsekvensutredning

dessuten oppnås gjennom en utslippseffektiv energiproduksjon, nedstengning eller redusert fyring i eksisterende anlegg, og etablering av nye utslippseffektive dampkjeler.

Sprednings- og avsetningsberegningene er utført for å vurdere de lokale og regionale miljøeffektene ved gjennomføring av mulige NO_x-reducerende tiltak på Mongstad (SNCR for å rense eksisterende utslipp og/eller SCR installert i kraftvarmeverket).

Beregningene viser at dersom man vurderer de to løsningene isolert, så vil miljønyttene av å installere SNCR i eksisterende anlegg være større enn ved installasjon av SCR i kraftvarmeverket. Tabell 7.6 viser forventet miljøforbedring sammenliknet med 0-alternativet for de to løsningene. Vurderingene av absolutte verdier forutsetter også for SNCR-anlegget en realisering av kraftvarmeverket.

Tabell 7.6. Forventet reduksjon av NO₂ konsentrasjoner og N-avsetning ved hhv. SNCR eller SCR⁹.

	Maksimal timemiddel µg/m ³	Årsmiddel µg/m ³
SNCR i raffineriet	- 11	- 1,7
SCR i kraftvarmeverket	- 5	- 0,3

	Maksimal N-avsetning over 10 x 10 km ² (mg N/m ² /år)
SNCR	- 2,9
SCR	- 1

EIF-luft indikerer videre at det kun vil være marginal verdi i å installere SCR på kraftvarmeverket, mens SNCR på krakkeranlegget vil redusere EIF-verdiene med 130-140 enheter (tilsvarende om lag 10%).

Scenario	EIF-luft
SNCR i raffineriet	- 130
SCR i kraftvarmeverket	~ 0

Samlet vurderer derfor Statoil det slik at installasjon av SNCR for å rense eksisterende krakker røykgass vil være den miljømessig beste løsning for å redusere fremtidige NO_x-utslipp fra Mongstad.

Den ytterligere miljønyttene ved installasjon av SCR-rensing i kraftvarmeverket vil ha marginal lokal og regional miljømessig betydning, forutsatt at det vil være mulig å oppnå driftsverdier ved anlegget ned mot 9 ppm. I et slikt tilfelle vil samtidig tiltakskostnad ligge over det nivå som vurderes samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Med den omlegging av fyring som integrasjonen muliggjør, og med turbinenes lav NO_x ytelse, vil kraftvarmeverket ikke medføre økte NO_x utslipp. Ved prioritering av SNCR tiltaket i krakker fram for SCR tiltak i kraftvarmeverket, vil en samlet realisere en reell reduksjon i NO_x utslippene fra Mongstad.

Basert på dette er det derfor ikke lagt til grunn et SCR-anlegg ved kraftvarmeverket i revidert søknad om utslippstillatelse for Mongstad-anleggene. Det er imidlertid avsatt plass for et slikt anlegg, som kan installeres dersom driftserfaringer og -målinger tilsier dette.

⁹ For SCR er det lagt til grunn en utgangssituasjon på 9 ppm i røykassutslippet.

8 Samfunnsmessige konsekvenser

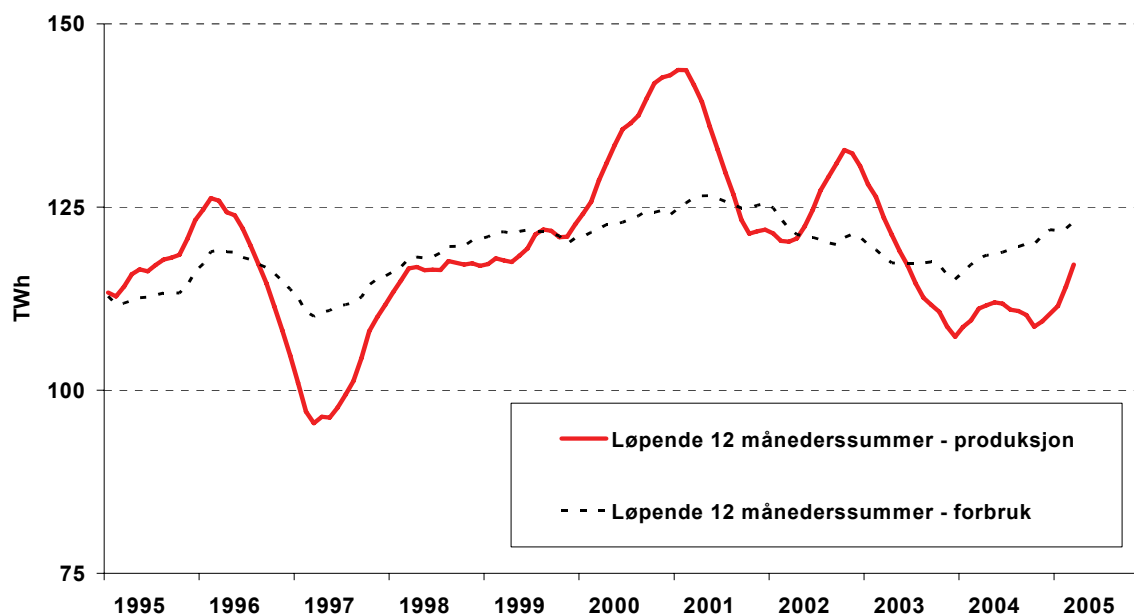
8.1 Forsyningssituasjonen for elektrisitet

99% av denne produksjonen kommer fra vannkraftverk. Bidraget fra vannkraftsystemet pr. 2002 er av NVE fastsatt til 118,2 TWh i et normalår, men kan i tørrår komme ned i 89 TWh. I et våtår vil produksjonen kunne komme opp i 150 TWh.

8.1.1 Forholdet til regional og nasjonal elproduksjon og -forsyning

Elektrisitet er den dominerende energikilde for stasjonær anvendelse i fastlands Norge. Over

Forholdet mellom forbruk og innenlands produksjon de siste ti årene er vist i figur 8.1.



Figur 8.1: Elektrisitetsproduksjon og -forbruk i Norge (Kilde NVE).

Et økende forbruk av elektrisitet har gitt utfordringer både for energi- og effektoppdekningen. I løpet av de siste årene er Norges kraftbalanse svekket ved at tilgangen på ny kraft har vært vesentlig mindre enn økningen i elektrisitetsforbruket. Hvis denne utviklingen fortsetter, kan forsyningssituasjonen i Norge bli vanskelig, spesielt i et tørrår. NVE (2002) viser til at som følge av økt etterspørsel etter elektrisitet de siste årene, har forskjellen mellom maksimal belastning og tilgjengelig vintereffekt blitt betydelig redusert.

Kraftbalansen frem mot 2015 vil derfor i økende grad vil være avhengig av import, jfr.

figur 8.2. Importmulighetene vil imidlertid avgrenses av den fysiske utvekslingskapasiteten med utlandet.

Elektrisitetsforbruket i Norge har de siste år vært større enn den innenlandske og hovedsakelig vannkraftbaserte produksjonskapasiteten i et år med normal nedbør. Vinteren 2002-2003 ga en god illustrasjon av sårbarheten i den norske forsyningssituasjonen. Det var på et tidspunkt alvorlig frykt for at myndighetene måtte gripe inn med rasjonering. Kapasiteten på importledningene var fullt utnyttet og prisen på elektrisitet var meget høy. Situasjonen viste også at det var mulig å gjøre tiltak for å

Konsekvensutredning

redusere effekttopper, samt at det ble foretatt innsparinger i elektrisitetsforbruket. Imidlertid valgte en betydelig andel av spesielt bedriftskundene å benytte ulike fossile brenslere i stedet for elektrisitet. Dette var rent prismessige vurderinger knyttet til den relative forskjell i prisleiet for elektrisitet og oljeprodukter i denne perioden.

Det forventes at kraftforbruket vil fortsette å ha en underliggende tendens til å øke noe i årene framover, selv om det fra politisk hold blir lagt vekt på energieffektivisering og for eksempel overgang til vannbåren varme basert på andre energikilder enn elektrisitet.

Underskuddet ble ca 11,5 TWh over året 2004.

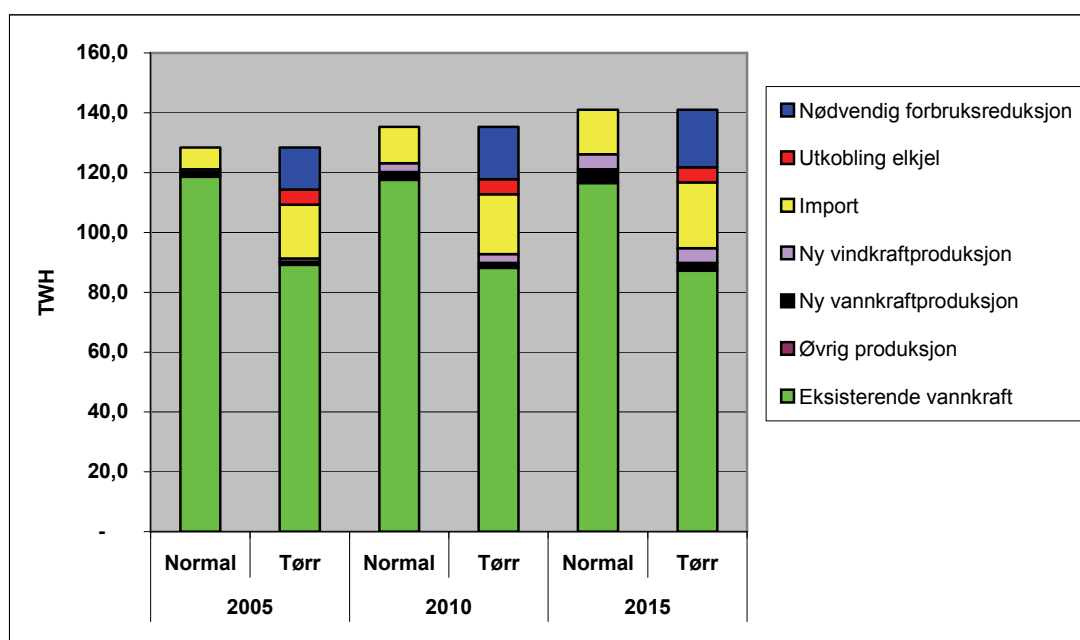
Elektrisitetsproduksjonen fra EVM vil bidra til å redusere importavhengigheten noe.

St.meld. nr. 18 (2003-2004) redegjør for de tiltak som planlegges iverksatt for å trygge forsyningssikkerheten. Det er her en målsetting om å ta naturgass direkte i bruk som energibærer i Norge, øke satsingen på fornybare energikilder som vindkraft og bioenergi i tillegg til en begrenset vannkraftutbygging. Uansett vil det være behov for ytterligere elektrisitetsproduksjon for å dekke etterspørselen etter elektrisk kraft i Norge.

Statnett (2004) har videre analysert scenarier for nettutviklingen frem mot 2020, og viser til at nødvendig importkapasitet kan dekkes forutsatt at det utbygges produksjonskapasitet tilsvarende forventet forbruksvekst i perioden. Statnett forventer utbygging av 10 TWh vann- og vindkraft og 11 TWh gasskraft. Dette gjør at kraftbalansen kan opprettholdes på samme nivå som i dag. Videre forutsettes økt importkapasitet ved etablering av to nye kabler til utlandet (hhv. Danmark og Nederland).

Statnett har videre vurdert en situasjon med lite ny kraftproduksjon frem mot 2020, hvor kraftunderskuddet i normalår øker til 18 TWh. Dette er marginalt høyere enn hva NVE (2002) har lagt til grunn i sine analyser av situasjonen frem mot 2015. Med dagens overføringskapasitet vil dette ligge opp mot øvre grense for hva som er mulig å importere i et normalår. I et tørrår, med en reduksjon av den norske produksjonen med 21 TWh, gir dette et importbehov som langt overstiger dagens kapasitet.

Ifølge Statnett er "kraftbalansen på lengre sikt bekymringsfull – behov for betydelige mengder ny kraft." Ref konsernsjef Odd Håkon Hoelsæther – 2.nov 2004



Figur 8.2. Kraftbalansen i et tørrår sammenlignet med et normalår. Kilde: NVE (2002).

8.1.2 Effektbalansen i Norge

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

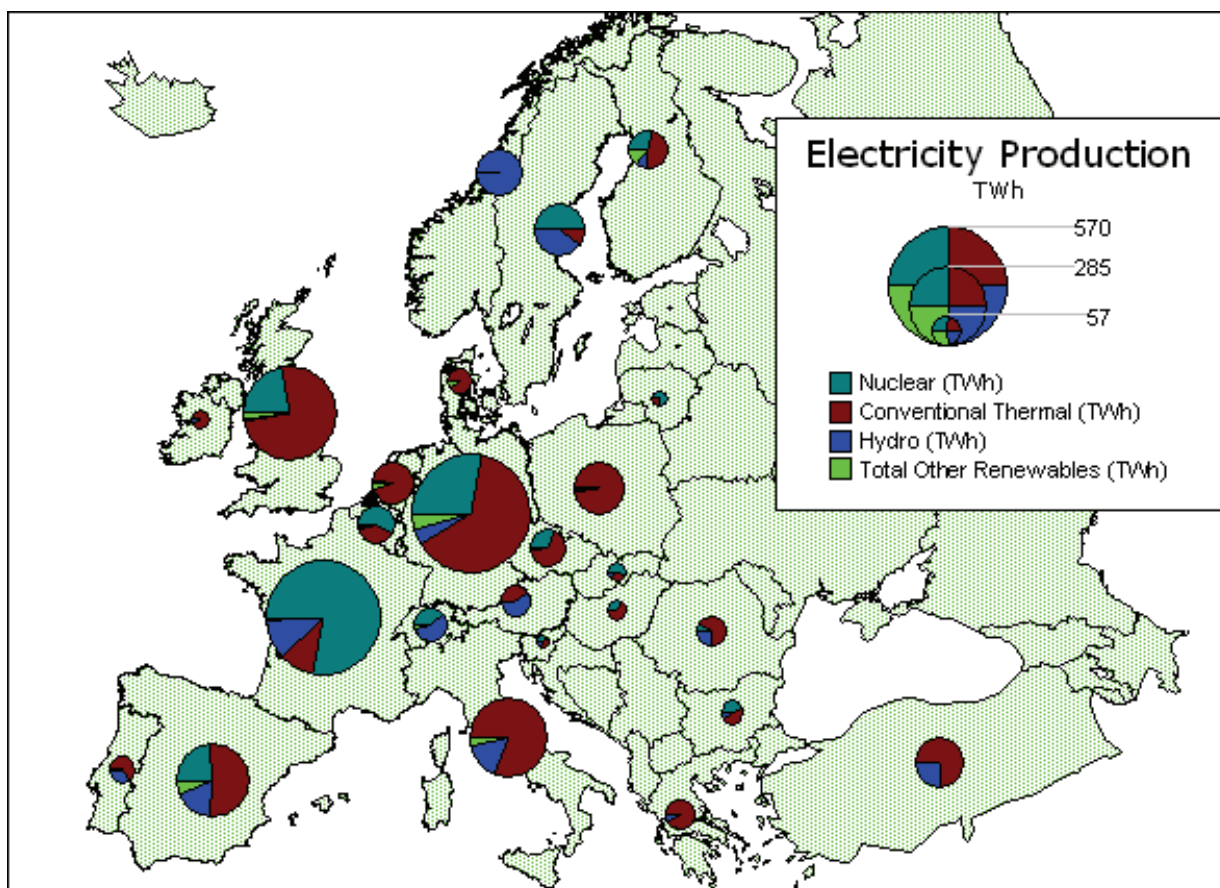
Den maksimale belastningen i det norske kraftsystemet opptrer normalt i desember, januar eller februar. Det høyeste effektforbruket som er målt i Norge er i overkant av 23 000 MW. Dette inntraff den 5. januar 2001. Vinteren 2002/2003 var det høyeste målte forbruket i underkant av 20 000 MW, og dette inntraff den 6. januar 2003.

Total installert effekt i det norske produksjonsapparatet er 28 000 MW (pr. 31.12.01). Tilgjengelig vintereffekt kan være

betydelig lavere, og de siste to-tre siste vintrene har tilgjengelig effekt i begynnelsen av januar vært på om lag 24 500 MW. Selv om elektrisitetsforbruket ikke har økt de siste årene, kan dette endre seg, og det er fortsatt viktig å sikre effektbalansen i årene framover.

8.1.3 Kraftsituasjonen i Nord-Europa

Figur 8.3 viser strukturen i den europeiske elektrisitetsproduksjonen. I Nord-Europa, utenom Norge og Sverige, er denne produksjonen dominert av konvensjonell termisk elproduksjon (hovedsakelig kull- og gasskraft) sammen med kjernekraft.



Figur 8.3. Europeisk elektrisitetsproduksjon ved utgangen av 2003 fordelt på produksjonsmåter. Kilde: Eurelectric 2004.

Det er på årsbasis overkapasitet i kraftproduksjonen i Nord-Europa. Effektsituasjonen spesielt i Sverige og Norge er imidlertid bekymringsfull. De nordiske nettselskapene arbeider med planer for å

utbedre flaskehalser i kritiske overføringsnett innen området slik at tilgjengelig effekt kan utnyttes best mulig.

Norden har i en årrekke fungert som ett kraftmarked med fri utveksling av kraft. I løpet av de siste årene er dette markedet knyttet sterkere opp mot resten av Europa gjennom nye sjøkabler mellom Sverige/Danmark og Polen/Tyskland. Det vil bli etablert ny kabelforbindelse mellom Nederland og Norge i 2007, og på sikt kan det bli etablert flere nye utenlandsforbindelser mellom Norge og Nederland/England/Danmark.

I Norge og Norden er den underliggende årlige veksten i el-etterspørselen pr 2005 på litt over 1%. Pr. i dag vil denne forbruksveksten ikke kunne dekkes verken ved energiøkonomisering eller annen fornybar energi. Uansett utvikling av produksjon og forbruk, må en i 2010 forvente et energiunderskudd i Nordel-området (ref Nordel's årsrapport 2003). Det vil være et behov for ny kraft for å dekke veksten. På mellomlang og lang sikt forventes det en gradvis nedbygging av både kjerne- og kullkraftverk hhv. i Sverige og Tyskland som følge av politiske vedtak og anleggenes teknisk-økonomiske levetid.

Markedet i Nord Europa blir imidlertid forsterket ved at Finland bygger ut 12 TWh kjernekraft fra 2010, og av at Sverige øker sin kjernekraftproduksjon ved å oppgradere eksisterende kraftverk. Dette kan medføre at det nordiske markedet i et normalår kan være i en form for balanse etter 2010, men at svingninger i vannkraftproduksjon og flaskehalsen i nettet vil bidra til usikkerhet rundt forsyningssituasjonen.

Nordel (2004) oppsummerer slik i årsrapporten for 2003:

Samlet set forventes det et energiunderskudd i Norden. Det er derfor nødvendig enten at skape incitament for, at produksjonskapasiteten i området utbygges eller for priselastisk elforbruk. Det er truffet investeringsbeslutning om 2.328 MW ny produksjonskapasitet frem mot 2010. Alternativt må overføringskapasiteten mot Nordels nabolande øges med henblik på at kunne øge importen.

Det er ikke mulig å sikre fremtidens effekt- og energibalanser i Nordel-området med interne netudbygginger. Det er alligevel markeds- og driftsikkerhetsforhold, som gjør forsterkninger i det interne Nordel-net aktuelle.

Det i dag er ledig produksjonskapasitet i de nordeuropeiske kullkraftverkene. Kullkraft forventes også i de nærmeste årene å være den dominerende marginalkraft i det nord-europeiske markedet (NVE 2004).

Norden har også en betydelig import av elektrisk kraft fra Russland til Finland og derfra til Sverige og Norge. Denne krafteksporten fra Russland sammen med økende eksport inn i det sentraleuropeiske markedet, muliggjøres bla av de russiske kjernekraftverkene. Kjernekraft representerer den billigste nye kraften i det russiske produksjonssystemet. De russiske energiselskapene planlegger for en jevnt økende kraftetterspørsel både innenlands og i eksportmarkedet. For å møte denne etterspørselen er installert effekt i kjernekraftverkene planlagt økt med 5000 MW innen utgangen av 2010. Tillatt levetid for de eldre kjernekraftverkene er allerede økt med 15 år (NVE 2004).

8.1.4 Regional kraftforsyning

I det regionale bildet vil økt energiforbruk til gassbehandlingsanleggene på Kollsnes og Troll A plattformen samt et økende generelt elektrisitetsforbruk i Bergensregionen kunne utløse behov for bygging av nye 300/420 kV kraftledninger inn mot området.

Konsekvensutredning

BKK-Nett og Statnett har i en felles utredning konstatert at ”strømforsyningen til BKK-området preges av et økende kraftunderskudd.” Gasskraft på Vestlandet vil bedre kraftbalansen. På sikt vurderes det som nødvendig å bygge ny 420 kV kraftlinje inn til BKK-området (Sima – Samnanger).

Gjennomføring av planene for Energiverk Mongstad vil tilføre ny produksjonskapasitet i regionen, og dette vil bidra til å avhjelpe situasjonen.

BKK-Nett har i sin ”Kraftsystemutredning” for perioden 2005 – 2020 vurdert scenarier med og uten EVM. Analysene viser at området vil få et økende energiunderskudd framover. Et kraftvarmeverk på Mongstad vil gi et positivt bidrag til energibalansen, men det vil ikke veie opp for hele det økte forbruket.

I analyser som BKK-Nett har gjennomført for Statoil er det kjørt forskjellige scenarier som grunnlag for å konkludere mht valg av generatorstørrelse i kraftvarmeverket. Forutsetningene fra Statoils side var at kraftvarmeverket ikke skulle utløse bygging av nye kraftledninger. Analysene viste at en kombinasjon av temperaturoppgradering av noen linjestrekninger samt eventuelt også avtalte produksjonsbegrensninger i perioder med høy vannkraftproduksjon vil gi rom for den planlagte elektrisitetsproduksjonen på Mongstad.

Norsk Energirevisjon AS (Neras) har vurdert hvilken betydning kraftvarmeverket på Mongstad kan ha med tanke på tapsvirkninger i nettet, leveringskvalitet, framtidige flaskehals, avbruddskostnader, stabilitetsproblemer og lignende.

Tap i nettet:

På lokalt nivå nord i BKK sitt 132kV nett, som allerede er et overskuddsområde særlig om sommeren, vil et kraftvarmeverk på Mongstad forårsake høye nettap i slike situasjoner. BKK regner at inntil 280 MW kraft vil gi økte nettap på 14 mill kr pr år.

Ifølge analyser gjort av BKK kan et kraftvarmeverk på Mongstad ha positive

virkninger for tapssituasjonen i BKK-området i sin helhet.

Uten kraftverk på Mongstad forventes prosentvis tap å øke med 100 % fra 2003 til 2020. På grunn av forbruksveksten, vil de tilsvarende effekttapene øke med en faktor på 3.2. Med kraftvarmeverk på Mongstad forventes tapene å reduseres fra 3,6 % til 3,2 % i 2020. Tilsvarende vil tapt effekt reduseres fra 54 MW til 47 MW.

I utmatingspunktene i BKK området (Kollsnes, Sture og Solheim i Bergen sentrum) vises en gjennomsnittlig relativ reduksjon i tapssatser 26 % - 33 % i 2005-2020. I innmatingspunktet Matre vises en forventet forverring, siden dette allerede er innmatingspunkt i et overskuddsområde:

Et kraftverk på Mongstad vil bety 280 MW mindre effekt å overføre inn i ”BKK inn snittet” om vinteren når det er kraftunderskudd i området. Dette vil redusere tapene i sentralnettet. Om sommeren kan BKK-området ha kraftoverskudd, og et kraftverk på Mongstad vil da øke overføringen ut av området. Dette vil medføre økte tap i sentralnettet.

Overføringsbegrensninger (flaskehals) i nettet:

Dersom alle tiltakene med mindre utbedringer av eksisterende nett blir utført, vil det normalt ikke forekomme nettbegrensninger ved *intakt* nett. Dette er bekreftet gjennom omfattende beregninger av ledningsnettet ved ulike lufttemperaturer og med tilhørende forventede produksjonskurver for alle kraftverkene, inklusive de nye kraftverkene på Østerbø og Kløvtveit.

Kun i ekstremisituasjoner vil det kunne forekomme nettbegrensninger, som må løses ved nedregulering av produksjon. Ved enkelte utfallssituasjoner må produksjonen reduseres for å unngå overlast på de gjenværende ledningene. Overlasten er imidlertid ikke så høy at det er fare for utkobling av ledninger på overlast. Det er heller ikke andre dynamiske problemer i nettet forbundet med enkeltutfall av ledninger eller utfall av generatorer.

Konsekvensutredning

BKK/Bergensområdet går gradvis inn i en situasjon fra å være i energimessig balanse til å bli et underskuddsområde. Etter hvert som kraftunderskudd i område øker, og nettet blir mer anstrengt, vil det stadig oftere innføres delinger i 300kV nettet slik at BKK område kun får ensidig forsyning fra sentralnett, med påfølgende svekket leveringspålitelighet:

Et kraftvarmeverk på Mongstad vil redusere forventet varighet med delt nett situasjon på Vestlandet i underskuddsperioder. Uten kraftverk og nettforsterkninger forventes det at nettet må drives delt 26 % av tiden i år 2010.

I perioder med kraftoverskudd, vil et nytt kraftverk forverre situasjonen. Kraftverket vil ikke endre samlet tid med delt nett mye, men flaskehalskostnadene vil bli mindre med et kraftverk på Mongstad. Betalingsvilligheten og flaskehalskostnadene ved kraftunderskudd vil være høyere enn flaskehalskostnadene ved kraftoverskudd.

Avbruddskostnader:

Med utbygging av Mongstad kraftverk vil leveringssikkerheten lokalt i 132kV nettet forbedres, særlig for Mongstad, men også Kollsnes.

I Mongstad vil et kraftvarmeverk redusere avbruddskostnadene. Mongstad har pr. i dag tosidig nettforsyning. Et nytt kraftverk med to separate gassgeneratorer og mulighet for drift i øymodus ("Island mode") vil gi meget høy redundans.

Antatt årlig *reduksjon* i avbruddskostnader:
for Kollsnes 2,6-6 MNOK/år (2010-2020)
for Mongstad 3-4 MNOK/år (2005)

Kraftvarmeverket reduserer også avbruddskostnadene ved forsyning av "Bergens-området".

Produksjonsfrakobler:

Hovedhensikten med systemvern er å oppnå en høyere utnyttelse av eksisterende overføringssystem og kunne utsette investeringer.

Produksjonsfrakobler (PFK) er et systemvern som skal hindre ustabilitet i enkelte

feilsituasjoner lokalt i 132 kV nettet. Det er ikke nødvendig med dagens produksjon i nettet, men er trolig nødvendig med et stort kraftverk på Mongstad. Dersom kraftverket bygges, må reléplanene for 132 kV nettet i området revideres, og vurdering av PFK inngår i dette arbeidet.

8.2 Trafikkmessige konsekvenser

Trafikkbildet i anleggsperioden vil være av et tilsvarende eller mindre omfang i forhold til tidligere utbygginger og oppgraderinger på Mongstad.

I driftsperioden vil EVM ikke medføre merkbar økning i trafikkbildet verken til havs eller på veinettet.

8.3 Sosiale og helsemessige konsekvenser

Statoil Mongstad har god erfaring i å håndtere denne type aktivitet knyttet til anleggsaktiviteter på stedet. Rutiner og aktiviteter er forberedt, men en forventer ikke at utbyggingsaktiviteten i den aktuelle skala vil føre med seg større problemer for bedriften eller for lokalsamfunnet.

Det forventes ingen nye problemstillinger knyttet til helsemessige konsekvenser for egne ansatte eller for utenforstående.

8.4 Samfunnsøkonomiske forhold

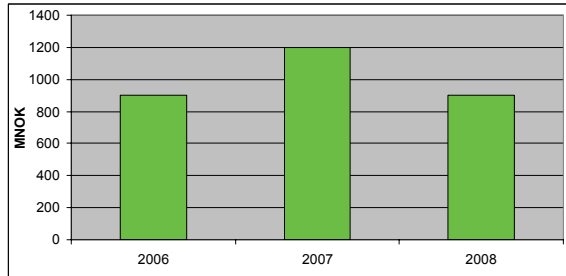
8.4.1 Investerings- og driftskostnader

Kostnadsoverslaget for utbyggingene på Mongstad er for raffinerioppgraderingen og kraftvarmeverket samlet anslått til ca. 3 milliarder kroner (+/- 30%), angitt som løpende kroner.

I analysen som er foretatt ble det lagt til grunn et foreløpig anslag på fordelingen mellom raffinerioppgradering og kraftvarmeverket.

Det er i analysen lagt til grunn at de samlede årlige gjennomsnittlige driftskostnadene beløper seg til ca. 110 MNOK2005.

I beregningene er det også lagt til grunn en fordeling av investeringskostnadene over 3 år, med oppstartsår for anleggene sent i 2008, se figur 8.4.



Figur 8.4. Investeringer fordelt over utbyggingsperioden.

I begynnelsen av perioden er det hovedsaklig utredningsarbeid knyttet til prosjektering og detaljert design; de siste to årene gjennomføres fabrikasjon og bygging samt mekanisk ferdigstillelse og uttesting.

8.4.2 Metode

Det er gjennomført en analyse for å kunne gi anslag på de virkninger nasjonalt og regionalt som gjennomføringen av prosjektet Energiverk Mongstad kan føre med seg. I den foreliggende konsekvensutredningen vurderes bare virkningene av raffinerioppgradering og kraftvarmeverk. For rørledningen blir det utarbeidet en egen konsekvensutredning som er vedlagt konsesjonssøknaden.

Overslagene for virkninger er beregnet med bakgrunn i erfaringsdata fra tidligere konsekvensutredninger, erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter på Mongstad, vurderinger basert på innspill fra lokale / regionale industri- og næringsforeninger.

Anslagene er beheftet med usikkerhet, og må betraktes som indikasjoner. Utfallet av enkelte anbudsprosesser er vesentlige faktorer som en ikke kan forutse med tilstrekkelig presisjon. Dette kan endre tallene i vesentlig grad.

8.4.3 Kontraksstrategi

EØS-avtalens innkjøpsdirektiv stiller krav til hvordan en anbuds konkurranse innenfor

petroleumssektoren skal gjennomføres. En vil gå ut med en internasjonal anbuds konkurranse, og velge de leverandørbedrifter, norske eller utenlandske, som samlet sett vurderes som mest konkurransedyktige.

De to anleggsdelene som skal bygges på Mongstad er nybygging / oppgradering av raffineriinstallasjoner og et kraftvarmeverk. Disse to delprosjektene i Energiverk Mongstad-prosjektet er meget forskjellige mht funksjon og byggemåte, og også mht kontraktsfilosofi.

Raffinerioppgraderingsprosjektet vil bli gjennomført av Statoil som utførende og ansvarlig byggherre. Ingeniørarbeidet vil bli utført av et større internasjonalt selskap med erfaring fra denne type arbeid. De forskjellige arbeidspakker vil bli definert ihht det som har vært praksis på tidligere utbyggingsprosjekter på Mongstad og kjøpes inn gjennom Statoils etablerte system.

Prosjektering og bygging av kraftvarmeverket vil bli gjennomført av det danske energiselskapet Elsam AS på vegne av eierselskapet. Elsam har bred erfaring som utbygger i dette markedet. Arbeidspakkene vil bli satt sammen ihht det som er vanlig i kraftverksindustrien, og rettet inn mot det leverandørnettverket som der finnes.

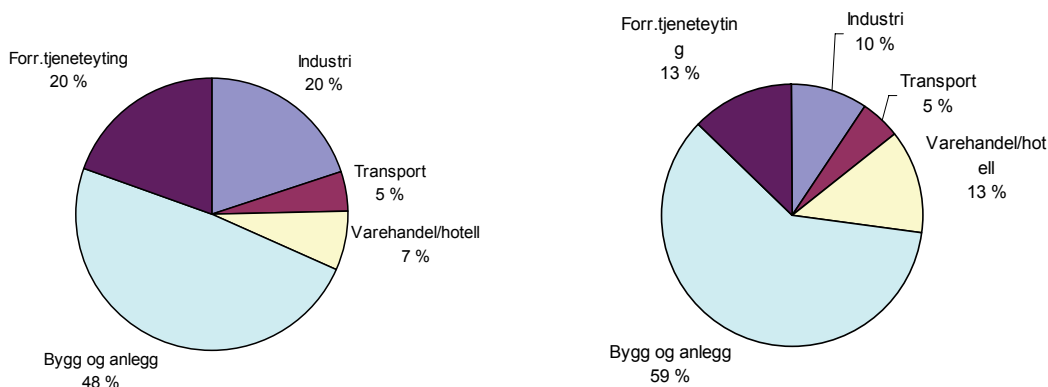
Statoil har som praksis å gi generell informasjon til norsk og regional industri om større utbyggingsprosjekter. Denne praksis vil bli videreført for Energiverk Mongstad.

8.4.4 Vare- og tjenesteleveranser

Samlet er de norske vare- og tjenesteleveranser til raffinerioppgradering og kraftvarmeverk anslått til ca 1260 millioner 2005-kr, eller ca. 42% av totalinvesteringen. Av dette er regionale leveranser fra Bergensregionen beregnet til ca 490 millioner 2005-kr, eller 39% av de norske leveransene.

Norsk og regionale leverandører er kjent med hvilke leveranser som etterspørres på Mongstad-raffineriet og innen olje og gassindustrien. For leveranser til

kraftvarmeverk er referansene naturlig nok mye mindre. Likevel vil det være betydelige kontrakter som skal ut innen grunnarbeider og arbeider som er knyttet til stedlig produksjon av service for byggevirksomheten.



Figur 8.5. Beregnede nasjonale og regionale leveranser fordelt på hovednæring.

Norge er gjennom EØS-tilknytning til EU, og et stadig mer internasjonalisert leverandørmarked, blitt stadig åpnere for skarp konkurranse om utbyggingsoppgaver og generell leverandørvirksomhet.

Erfaringstall fra tidligere utbygginger kan dermed vise seg å være mindre relevante, og usikkerheten i beregninger om norsk / regional andel må derfor antas å være stor.

Driftsfasen

Totalt innkjøp av varer og tjenester til drift og vedlikehold av Mongstad-anleggene utgjør i dag ca 500 millioner kr årlig.

Omtrent halvparten er innkjøp som foretas hos lokale / regionale leverandører. Leveransene omfatter tekniske tjenester og vedlikeholdstjenester samt generelle tjenester som vaktjenester, catering, renhold, taubåt etc.

Etter idriftsettelse av anleggene knyttet til etablering av Energiverk Mongstad vil behovet for varer og tjenester øke noe. Økningen vil være ca 15 millioner kr år og dermed marginal for raffineridelen, mens for kraftvarmeverket vil det dreie seg om ca 55 millioner kroner for et gjennomsnittså.

For raffineriet vil de nye anleggene passes inn i eksisterende arbeidspakker og håndteres på

De beregnede norske og regionale leveranser fordeles på hovednæring som vist i figur 8.5.

tilsvarende måte som tidligere. Det forventes ikke at totalaktiviteten økes vesentlig.

For kraftvarmeverkets del vil Elsam være ansvarlig for alle driftsmessige forhold, inklusive innkjøp av nødvendig utstyr og tjenester. Av disse omkostningene vil vedlikeholdskostnader knyttet til gassturbinene være det største elementet med store kontrakter som utføres av en hovedkontraktør som har dette som spesialkompetanse. Med en langsiktig horisont på drift av kraftvarmeverket vil det være naturlig at det bygges opp relasjoner mellom Elsam og den regionale leverandørindustrien.

8.4.5 Sysselsettingsvirkninger

Den samlede sysselsettingsvirkning på nasjonalt nivå av ombygging av raffineriet og bygging av kraftvarmeverket er beregnet til nær 2.700 årsverk. Av dette vil nær 1.000 årsverk være direkte produksjonsvirkninger i de norske leverandørbedriftene, nær 800 årsverk vil være indirekte produksjonsvirkninger hos deres underleverandørbedrifter, mens de resterende nær 900 årsverk vil være konsumvirkninger som følge av de sysselsattes forbruk, skatteinnbetalinger m.v.

Konsekvensutredning

De regionale sysselsettingsvirkningene i Bergensområdet er beregnet til nær 1.000 årsverk. Sysselsettingseffektene fordeler seg med om lag 400 årsverk på direkte produksjonsvirkninger i regionale leverandørbedrifter, 250 årsverk på indirekte produksjonsvirkninger i deres underleverandørbedrifter i regionen, og 325 årsverk i regionale konsumvirkninger.

Fordelingen på hovednæring fra produksjonsvirkninger framgår av tabell 8.1.

Tabell 8.1: Beregnet norsk og regional sysselsetting (årsverk) fra produksjonsvirkninger fordelt på hovednæring.

	Norge	Bergens-regionen
Industri	330	82
Transport	125	44
Varehandel/hotell/ restaurant	255	118
Bygg og anlegg	645	278
Forretningsmessig tjenesteyting	325	92
Andre næringer	100	32
Totalt	1780	646

Konsumvirkninger kommer i tillegg med ytterligere nær 900 årsverk.

Det understrekes videre at dette ikke nødvendigvis vil representere ny sysselsetting. I stor grad vil leveransene til ombygging av raffineriet og bygging av energiverket bare bidra til å opprettholde en normal sysselsetting i deler av norsk næringsliv i utbyggingsperioden. Helt ny sysselsetting som følge av kapasitetsøkninger, kan man bare i mindre grad regne med som følge av dette prosjektet. De nasjonale virkningene av utbyggingen blir imidlertid ikke mindre viktige av den grunn.

I driftsfasen vil Elsam etablere sin egen organisasjon for drift av kraftvarmeverket. Elsam vil på flere områder hente ressurser lokalt hos Statoil Mongstad, både for å holde personellkostnader nede, samt for at den nødvendige integrasjonen mellom kraftvarmeverkets og Statoil Mongstads driftspersonell skal utvikles på en god måte.

Etter uttestings- og oppstartsfasen vil kraftvarmeverket gå over i en stabil driftstilstand. Elsams driftspersonale forutsettes kun å være på plass på dagtid og ved spesielle driftssituasjoner som måtte oppstå utenfor dagtid. For øvrig vil kraftvarmeverket styres fra raffineriets hovedkontrollrom.

Totalt sett vil driftsbemanningen på Mongstad kunne øke med mellom 10 og 20 årsverk.

Sysselsettingsvirkningen av økte driftskostnader på Mongstad som følge av utbyggingen er beregnet til rundt 150 årsverk i et normalår. Direkte sysselsettingsvirkninger på Mongstad og i leverandørbedrifter til anleggene utgjør her rundt 70 årsverk. Indirekte sysselsettingsvirkninger hos underleverandører er beregnet til 30 årsverk, mens konsumvirkninger av de ansattes forbruk og skattebetalinger utgjør rundt 50 årsverk i tillegg. Det understrekes igjen at beregningene inneholder usikkerhet.

8.4.6 Eiendomsskatt

Anleggene som er beskrevet foran vil i sin helhet ligge innenfor Lindås kommune.

Skattegrunnlaget vil være den investeringen som gjøres og den skattetakst som settes. I analysen er det lagt til grunn en økning i eiendomsskatt til Lindås kommune på ca 12 millioner kr.

8.5 Videre industriutvikling på Mongstad

Etableringen av EVM med tilhørende gassrørledning, innebærer at industrien på Mongstad gis utviklingsmuligheter gjennom å bruke energi i nye anlegg på en effektiv måte.

Mongstadanleggene med kraftvarmeverket innebærer at energiforsyningsystemet blir meget fleksibelt: Naturgass, termisk energi som damp eller hett vann på mange trykk- og temperaturnivå, oppvarmet kjølevann.

Dermed kan planer for videre utvikling av raffineriet (nye prosessanlegg, forbedring av

produktkvaliteter m.v.) som tidligere har vært uaktuelle for gjennomføring vurderes på ny. Rammebetingelsene for industrien på Mongstad-anleggene vil forbedres med tanke på å opprettholde og evt øke aktivitetsnivået.

Aktivitet på det øvrige industriområdet mellom raffineriet og Mongstad Sør kan bygge videre på denne infrastrukturen for å utvikle smarte energiløsninger.

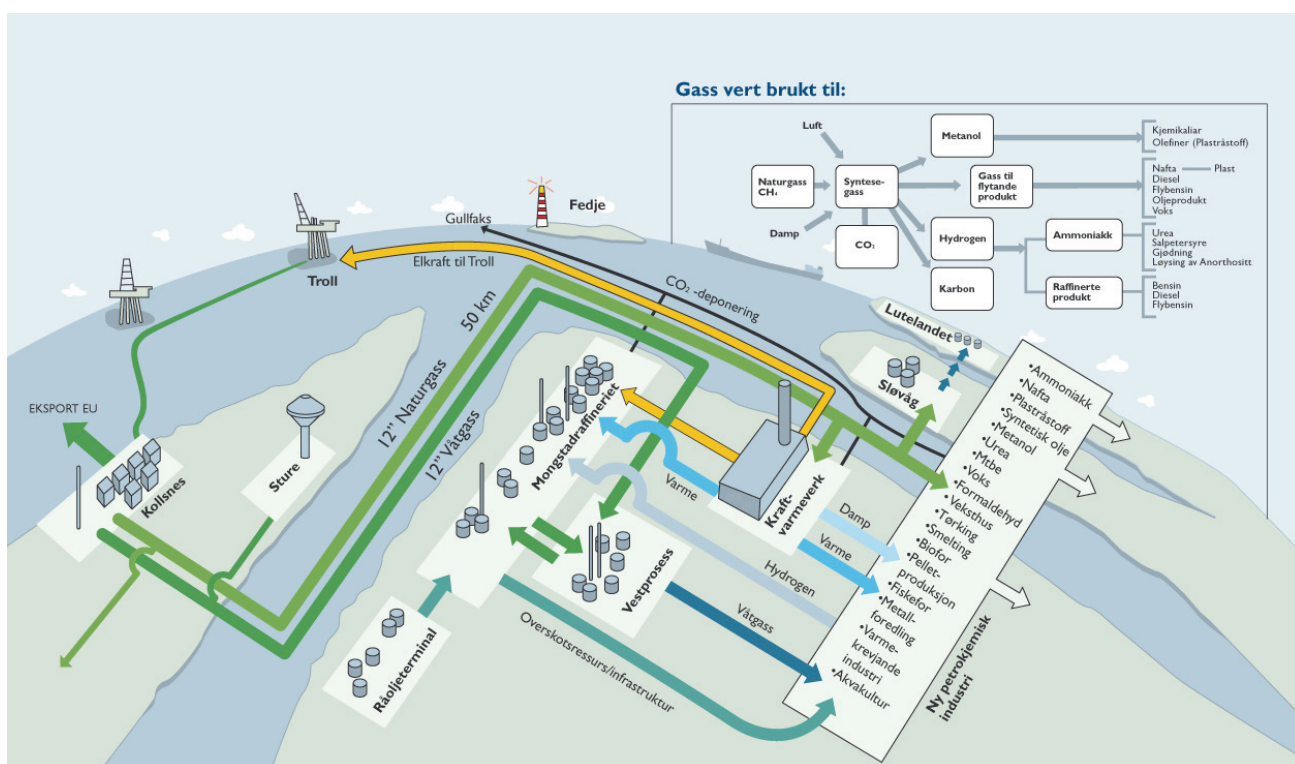
Samfunns- og næringslivsforskning AS (SNF) har foretatt en analyse: ”Energiverk Mongstad i et næringspolitisk perspektiv” – Bergen 2005. Her pekes det på noen trekk i en forventet utvikling.

De direkte virkningene av Energiverk Mongstad er vurdert å være små i en driftssituasjon. SNF har fokusert på indirekte virkninger, dvs. muligheter som åpnes ved at ny virksomhet kan etablere koblinger mot andre virksomheter, og utnytte samdriftsfordeler. Dette er forhold som først gir virkninger på lang sikt, minst 5 – 10 år.

Forutsetninger må legges på plass gjennom koplinger mot andre virksomheter og over tid etablering av ny basisvirksomhet. Dette vil kunne danne grunnlaget for komplementær tjenesteyting basert på utvikling av kunnskap og teknologisk spesialisert kompetanse.

Nordhordland er en region med egnet infrastruktur for videre industriell utbygging. Det kan skaffes til veie tilstrekkelig kvalifisert arbeidskraft, og det er en industriell forankring utover Statoil Mongstad sin aktivitet.

Tilgang på naturgass i Nordhordland og på Mongstad, sammen med distribusjon av overskuddsenergi fra Mongstad for eksempel i form av lavtrykkdamp eller fjernvarme, vil kunne åpne for nye industrielle muligheter på industriområdet nær raffineriet, og i de øvrige nærområdene i Lindås og Austrheim kommuner. Disse mulighetene diskuteres også på regional basis i Hordaland samt i Sogn og Fjordane. Visjonen er illustrert i figur 8.6.



Figur 8.6. Petroleumbasert industri Nordhordland/Sunnfjord (Kilde Vetco Gas Technology a.s.)

9 Oppfølgende tiltak og undersøkelser

9.1 Oppfølging av tiltak i konsekvensutredningen

Konsekvensutredningen vil danne basis for det videre miljøarbeidet i prosjektet. I konsekvensutredningen er det angitt ulike avbøtende tiltak som enten er besluttet eller er under vurdering. Disse tiltakene vil bli løpende fulgt opp av prosjektet i utbyggings- og driftsfasen. Det vil bli utarbeidet et eget oppfølgingsprogram for å sikre at de forhold som blir belyst i konsekvensutredningsprosessen ivaretas i det videre arbeid i prosjektet.

Oppfølgingsprogrammet vil bli en del av HMS-programmet som utarbeides for utbyggingsfasen av prosjektet. Dette programmet vil blant annet inneholde prosjektets mål og aktiviteter. Programmet beskriver krav til HMS-styring hos leverandører og ansvaret for oppfølging. Ved tildeling av kontrakter skal leverandørfirma evalueres i forhold til HMS-krav, som også skal innarbeides i kontraktene.

9.2 Miljøovervåking på Mongstad

Mongstad sitt miljøovervåkingsprogram blir oppdatert årlig. Programmet beskriver og tidfester hvilke type studier, analyser og målinger som skal gjennomføres.

Dette gjelder bl.a dokumentasjonsmålinger knyttet til utslippstillatelse for Statoil Mongstad. I den forbindelse foregår det kontinuerlige målinger av bl.a utslipp til luft av

SO₂ og NO_x, samt olje, fenol, ammonium, cyanid og kjølevann m.v. til sjø.

Det gjennomføres i tillegg årlig overvåking av plante- og dyreliv i fjæresonen og i sjøbunnen, samt måling av oljehydrokarboner og tungmetaller i sjøbunn, blåskjell og tang. Programmet har pågått siden 1990. Det er i konsekvensutredningen ikke identifisert nye problemstillinger eller konsekvenser som vesentlig vil endre miljøsituasjonen langs traséen og ved Mongstad.

For overvåking av støynivået foretas immisjonsmålinger med jevne mellomrom, og støynivået i nærmeste boligområde registreres for å kontrollere at støynivået ligger innenfor konsesjonsgrensen.

Det er i konsekvensutredningen ikke identifisert nye problemstillinger eller konsekvenser som vesentlig vil endre miljøsituasjonen på Mongstad. Kraftvarmeverket med tilhørende ombygginger i raffineriet medfører ikke en økning av utslipp til luft utover dagens nivå. Det vil bli en økning i utslipp av kjølevann til sjø, men denne problemstillingen eksisterer allerede i dag.

Eksisterende overvåking anses egnet til også å håndtere oppfølging av de nye anleggene. Det vurderes derfor ikke som aktuelt å iverksette overvåkingsprogrammer utover jevnlig kontrollmåling og verifikasjon av utslippene.

Vedlegg A Fastsatt utredningsprogram



Statoil ASA

Middelthuns gate 29

Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
E-post: nve@nve.no
Internett: www.nve.no

Vår dato: 20.12.2004
Vår ref.: 200402397-28 kte/hha
Arkiv: 912-513.2/Statoil
Deres dato:
Deres ref.:

Saksbehandler:
Henriette R Haavik
22 95 94 65

Org.nr.:
NO 970 205 039 MVA
Bankkonto:
7694 05 08971

Statoil ASA – Kraftvarmeverk på Mongstad Fastsetting av konsekvensutredningsprogram

Vi viser til Deres melding av 08.07.2004, møte om saken, mottatte høringsuttalelser og våre vurderinger i vedlagte notat "Bakgrunn for KU-program" av 20.12.2004.

I medhold av plan- og bygningslovens § 33-4 og forskrifter om konsekvensutredning, fastsetter herved Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) et konsekvensutredningsprogram (KU-program) for Statoil sitt planlagte kraftvarmeverk på Mongstad i Lindås kommune Hordaland fylke.

NVE har forelagt konsekvensutredningsprogrammet for Miljøverndepartementet iht. forskrift om konsekvensutredning av 21. mai 1999, nr 507, § 7.

Statoil har planer om et kraftvarmeverk like ved eksisterende raffineri på Mongstad. Anlegget skal integreres med allerede eksisterende raffineri og gassbehandlingsanleggene på Troll A og Kollsnes. Kraftvarmeverket vil bli forsynt med naturgass gjennom et gassrør fra Troll og med overskuddsgass fra raffineriet. Anleggets installerte effekt vil være på ca. 280 MW elektrisitet og ca. 350 MW varme. Den produserte elektrisiteten vil bli benyttet av Troll og raffineriet, mens raffineriprosessen vil utnytte overskuddsvarmen.

Gassrøret og eventuelle nettførsterkninger er ikke inkludert i denne meldingen. NVE tok 01.10.2004 under behandling melding om det planlagte gassrøret fra Kollsnes til Mongstad. NVE viser til eget KU-program for gassrøret av 20.12.2004.

NVE legger til grunn at KU-programmet kun gjøres gjeldende for den lokaliteten tiltakshaver velger å omsøke. For det tilfellet at tiltakshaver søker subsidiært om den andre lokaliteten, skal begge lokaliteter utredes i henhold til KU-programmet.



Konsekvensutredningen skal omfatte de emnene som er skissert i forskrift om konsekvensutredninger, vedlegg IV. Bokstav e) suppleres imidlertid av de spesielle utredningskravene nedenfor:

1 Utslipp til luft

- Utslipp fra gasskraftverket skal beskrives for alle vesentlige utslippskomponenter, herunder karbondioksider (CO₂), karbonmonoksider (CO), svoveloksider (SO_x), nitrogenoksider (NO_x), ammoniakk (NH₃) og partikler (PM₁₀). Utslippskomponentene med størst miljømessig betydning må tillegges mest vekt. Utslippene skal presenteres sammen med andre vesentlige utslippskilder i regionen, og vurderes opp mot nasjonale målsetninger og regelverk. Klimagassutslippene og NO_x-utslippet skal også vurderes opp mot internasjonale forpliktelser.
- Kraftverkets betydning for lokal dis- og ozondannelse som følge av VOC og NO_x skal utredes.
- For NO_x, NH₃ og SO₂-utslipp skal det gis en beskrivelse av spredningsforhold, beregninger av avsetning og vurdering av virkninger opp mot aktuelle grenseverdier og tålegrenser for helse og miljø.
- Det skal redegjøres for aktuelle avbøtende tiltak for reduksjon av NO_x-utslipp til mindre enn 5 ppm. Konsekvensene av dette og hvilke kostnader dette medfører skal utredes.
- Alternative tekniske løsninger for å rense utslippene for NO_x, SO₂ og CO₂ skal presenteres sammen med estimerte investerings- og driftsutgifter.

2 Utslipp til sjø

- Eksisterende utslipp til sjø fra Mongstad-anlegget og dagens forurensingssituasjon skal beskrives.
- Utslipp fra tiltaket av eventuelle kjemikalier, herunder metaller og andre organiske og/eller uorganiske stoffer, skal beskrives. Eventuelle miljøkonsekvenser av utslippene skal vurderes og mulige avbøtende tiltak skal presenteres.
- Kjøllevannsløsning skal beskrives. Mengde, innlagring og spredning av kjølevann skal beskrives og det skal utredes om utslipp av kjølevann vil kunne påvirke biologiske og/eller andre prosesser i sjøen
- Aktuelle 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.
- Mengde spillvarmeproduksjon før og etter tiltaket skal beskrives. Det skal sees på muligheter til å anvende spillvarmen.

3 Støy

- Det skal gjøres støyberegninger i driftsfasen. Disse skal inkludere tiltaket og området rundt kraftverket.
- Behovet for støyreducerende tiltak skal vurderes. Aktuelle avbøtende tiltak skal beskrives.



4 Andre miljøforhold

- Avfallsmengde og avfallstyper som følge av tiltaket må beskrives. Avfallshåndtering i anleggs- og driftsfasen må beskrives.
- Sannsynligheten for akutt utslipp til luft, sjø og grunn og mulige miljøkonsekvenser av dette skal vurderes. Planlagte forebyggende og beredskapsmessige tiltak mot akutt forurensing både i bygging og driftsperioden, skal beskrives.

5 Lokalisering

- Det skal gis en nøyaktig beskrivelse av plassering og grensesnittet til andre anlegg.

6 Infrastruktur

- Det skal redegjøres for nødvendig etablering av infrastruktur, særlig med tanke på gassrør og forsterkning av kraftledningsnett i regional- og sentralnettet. Eventuelle konsekvenser av slik etablering skal beskrives. Det skal gis en kort sammenfatning av utredningene av gassrøret fra Kollsnes til Mongstad gjort i forbindelse med KU-programmet for røret av 20.12.2004.
- Behovet for akkumuleringstank skal beskrives og det sikkerhetsmessige aspektet ved lokalisering av en slik tank, skal utredes.
- Kraftverkets betydning for kraftsystemet skal analyseres med tanke på tapsvirkninger i nettet, leveringskvalitet, fremtidige flaskehals, avbruddskostnader, stabilitetsproblemer o.l.
- Bruk av produksjonsfrakobler (PFK) for å unngå overlast på nettet skal utredes. Kostnader og nytte ved PFK skal sammenlignes med forventede avbruddskostnader dersom PFK ikke blir innført.

7 Samfunnsmessige konsekvenser

- Tiltakshaver skal vurdere de direkte og indirekte skattevirkningene av utbyggingen.
- Leveransemuligheter for norsk næringsliv i anleggs- og driftsfasen skal beskrives med tanke på omfang og type leveranser, samt bruk av lokale og regionale leverandører.
- Tiltakets inntektsmessige virkninger for kommunal sektor, og virkninger for eksisterende og fremtidig aktivitet og sysselsetting lokalt og regionalt, skal vurderes.
- Tiltakets betydning for fremtidig utvikling av raffineriet på Mongstad og mulig annen industriutvikling i området skal vurderes.

8 Teknologi

- Gasskraftverkets el- og totalvirkningsgrad skal beskrives som snitt over året og over levetiden. Eventuelle mulige tiltak for å øke energieffektiviteten skal beskrives.
- Det skal oppgis om kraftvarmeverket skal styres etter varmebehovet i raffineriet eller for å maksimere strømproduksjonen.



- Det skal redegjøres for forskjellige CO₂-renseteknologier, og hvilke muligheter det finnes for transport, deponering, eventuelt videre bruk og salg av CO₂. Kostnadsestimatene for de ulike løsningene skal fremkomme og det skal sees på om det eventuelt er en gevinst ved implementere CO₂-rensing både på raffineriet og kraftvarmeverket.
- Muligheten til å ettermontere CO₂-renseanlegg skal beskrives og det skal fremgå hvordan anlegget må tilrettelegges for dette. Merkostnadene ved å montere CO₂-renseanlegg i ettertid skal sammenlignes med å integrere CO₂-renseanlegg fra begynnelsen av.
- Gasskraftverkets beregnede levetid skal oppgis.
- Risikoanalyser mhp brann- og eksplosjonsfare skal gjennomføres både for anleggs- og driftsfasen. Risikoreducerende tiltak skal beskrives.
- Tiltakets påvirkning på andre anleggs tilgjengelighet og pålitelighet skal beskrives. Konsekvensene for kraftvarmeverket ved problemer med gasstilførsel eller ved stans i raffineriet skal beskrives. Konsekvensene for raffineriet og kraftvarmeverket ved brudd på ekstern kraftverksforbindelse skal omtales, samt kraftvarmeverkets innvirkning på raffineriets pålitelighet og forventede regularitet.

9 Raffineriet

- All utveksling av varme og masse mellom energiverket og raffineriet skal beskrives. Varmebehovet skal spesifiseres med krav til temperaturnivå og trykk.
- Det skal redegjøres for om energien som brukes i raffineriet må tilføres i form av fossil energi.
- Antatt utvikling av raffineriet over tid skal beskrives og fremtidig energibehov skal omtales.

10 Økonomi

- Det skal kort redegjøres for antatte drifts- og investeringskostnader for gasskraftverkt. Elementer som er inkludert i kostnadsberegningene skal kort skisseres.
- Årlige forventede innmatningskostnader skal oppgis.

11 Metode og samarbeid

Konsekvensene skal beskrives i forhold til planer, mål og arealbruk i berørte områder. Det skal kort redegjøres for datagrunnlaget og metoder som er brukt for å beskrive konsekvensene, og eventuelle faglige eller tekniske problemer ved innsamling og bruk av data og metoder.

Miljøverndepartementets veileder T-117 "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.

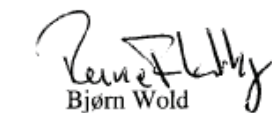
Statoil skal i tillegg utforme et kortfattet sammendrag av konsekvensutredningen beregnet for offentlig distribusjon, jf. forskrift om konsekvensutredninger § 13. NVE anbefaler at det utformes en enkel brosjyre.



NVE oppfordrer Statoil til i nødvendig grad å ta kontakt med berørte kommuner, grunneiere og andre berørte interesser i utredningsarbeidet. Statoil oppfordres videre til å ta kontakt med NVE før søknaden med konsekvensutredning ferdigstilles og oversendes til formell behandling.

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



Bakgrunn for KU-program

Søker/sak:	Statoil/Kraftvarmeverk på Mongstad		
Fylke/kommune:	Hordaland/Lindås		
Ansvarlig:	Arne Olsen	Sign.:	
Saksbehandler:	Henriette R Haavik	Sign.:	
Dato:			
Vår ref.:	NVE 200402397-29	KTE	76/04
Sendes til:	Statoil ASA, alle hørings- og orienteringsinstanser		

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

Statoil ASA - Melding om kraftvarmeverk på Mongstad i Lindås Sammenfatning av høringsuttalelser og fastsetting av konsekvensutredningsprogram

Innhold

Bakgrunn for KU-program.....	1
1 Konklusjon	1
2 Meldingen.....	2
3 Behandling.....	2
3.1 Høring.....	2
3.2 Møter	2
4 Innkomne merknader.....	3
5 NVEs vurdering.....	7
5.1 Supplerende utredningskrav til det foreslåtte KU-programmet.....	8
5.2 Annet	10

1 Konklusjon

På bakgrunn av meldingen, høringsuttalelsene og egne vurderinger har NVE utformet et konsekvensutredningsprogram for det planlagte kraftvarmeverk like ved eksisterende raffineri på Mongstad. Anlegget skal integreres med eksisterende raffineri og gassbehandlingsanleggene på Troll A og Kollsnes. Kraftvarmeverket vil bli forsynt med naturgass gjennom et gassrør fra Troll og med overskuddsgass fra raffineriet. Anleggets installerte effekt vil være på ca. 280 MW elektrisitet og ca. 350 MW varme. Den produserte elektrisiteten vil bli benyttet av Troll og raffineriet, mens raffineriprosessen vil utnytte overskuddsvarmen.



NVE legger til grunn at KU-programmet kun gjøres gjeldende for den lokaliteten tiltakshaver velger å omsøke.

2 Meldingen

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) mottok 08.07.2004 melding fra Statoil ASA om et kraftvarmeverk like ved eksisterende raffineri på Mongstad i Lindås kommune i Hordaland. Anlegget skal integreres med eksisterende raffineri og gassbehandlingsanleggene på Troll A og Kollsnes.

I dette notatet sammenfattes de høringsuttalelser som har kommet inn til Statoil sin melding. På grunnlag av det foreslåtte konsekvensutredningsprogrammet fra Statoil, innkomne merknader og NVEs egne vurderinger, fastsetter NVE et konsekvensutredningsprogram (KU-program) for gasskraftverket. KU-programmet meddeles tiltakshaver i eget brev.

3 Behandling

3.1 Høring

Statoil sin melding ble sendt på høring til berørte instanser 29.07.2004. Følgende instanser/organisasjoner fikk meldingen til høring: Lindås kommune, Øygarden kommune, Austrheim kommune, Fylkesmannen i Hordaland, Hordaland fylkeskommune, Statens forurensningstilsyn, Direktoratet for naturforvaltning, Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap, Oljedirektoratet, Riksantikvaren, Kystdirektoratet, Norges Fiskerlag, Norges Naturvernforbund, Bellona, Natur og Ungdom, WWF Verdens Naturfond, Greenpeace Norge, Norges Miljøvernforbund, Statnett SF, BKK, Landsorganisasjonen, Norges Hovedorganisasjon, Norges Jeger- og fiskerforbund, Friluftsrådernes Landsforbund og NIBR.

Lindås kommune la meldingen ut til offentlig ettersyn i kommunen.

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

Utsending av melding, utlegging av melding til offentlig ettersyn og innbydelse til offentlig møte ble kunngjort i Norsk lysingsblad, Bergens Tidende og Strilen. Høringsfristen ble satt til 01.11.2004.

I henhold til § 7 i forskrift om konsekvensutredninger (T-1281) har NVE forelagt utkast til konsekvensutredningsprogram for Miljøverndepartementet (MD) i brev av 06.12.2004.

3.2 Møter

NVE arrangerte offentlig møte i forbindelse med meldingen den 19.08.2004 på Lindås Samfunnshus i Lindås. NVE orienterte om behandlingsprosessen for meldingen og Statoil orienterte om prosjektet. Ca 75 personer deltok på møtet.

Samme dag ble det også holdt møte i Lindås Rådhus. På møtet deltok representanter fra Lindås kommune, Hordaland fylkeskommune, fylkesmannen i Hordaland, NVE og Statoil. NVE og tiltakshaver holdt samme orientering som på det offentlige møtet.



4 Innkomne merknader

Det er kommet inn 11 høringsuttalelser til meldingen med forslag til KU-program:

Lindås kommune skiver i uttalelse av 01.11.2004 at det under punkt 5.4 må klargjøres hvilken betydning tiltaket har for fremtidig utvikling av raffineriet på Mongstad og mulig annen industriutvikling i området. Videre ønsker kommunen at betydningen av tiltaket lokalt, regionalt og nasjonalt blir utredet. Under punkt 5.4.7 bør det komme frem et miljø- og energiregnskap for hele prosjektet. Videre ønsker kommunen at eventuell mulig fremtidig tilpassing av anlegget til ny og økonomisk forsvarlig renseteknologi klargjøres.

Hordaland fylkeskommune skriver i høringsuttalelsen av 01.11.2004 at de er positive til planene om å etablere et kraftvarmeverk på Mongstad som forbedrer energieffektiviteten ved raffineriet og som sikrer energiforsyningen på Mongstad, Kollsnesanlegget og Trollfeltet. Fylkeskommunen forutsetter at best mulig miljøvennlig teknologien blir benyttet og at CO₂-håndtering vurderes nærmere, både teknisk og økonomisk.

Fylkesmannen i Hordaland kom med høringsuttalelse 01.11.2004 og skriver at Statoil sitt forslag til utredningsprogram danner et godt grunnlag for en god konsekvensutredning. Tiltaket er planlagt i et område som tidligere er godt utredet på flere av temaene. Etter fylkesmannens syn er det avgjørende at det arbeides aktivt med å se på muligheter til å utnytte overskuddsvarme i annen virksomhet.

Fylkesmannen skriver at det er viktig med et totalregnskap for utslipp til luft og vann og at eventuelle utslipp av varmt vann til sjøen og effekter av dette må utredes.

Fylkesmannen har ikke oversikt over reguleringsstratus for området, men henstiller til at denne blir gjennomgått sammen med kommunen, med sikte på å avklare mer eksakt om tiltaket krever endring av gjeldene planer, eventuelt selvstendig reguleringsplan.

Tiltaket kan ha regionalmessige effekter på infrastruktur skriver fylkesmannen. Dette bør derfor inngå som er utrednings tema.

Statens forurensningstilsyn (SFT) skriver i brev av 17.11.2004 at tiltakshaver gir inntrykk av at NO_x utslipp på 15 ppm sannsynligvis er mulig å oppnå, og at det vil legges til rette for rensing av NO_x. Det går også frem av meldingen at CHP-anlegget planlegges slik at det skal være plass til et mulig anlegg for CO₂-håndtering. SFT kommenterer at det i imidlertid ikke legges til grunn at teknologi for rensing av NO_x og /eller CO₂ faktisk skal installeres.

SFT har følgende kommentarer til forslaget til KU-program:

Prosjektbeskrivelse

Punkt to om alternative løsninger må også vurderes med punktene to og syv under avsnitt 5.2.1 *Utslipp til luft*, om rensing av NO_x, SO₂ og CO₂.



Utslipp til luft

NH₃, CO og partikler (PM10) bør føyes til listen over utslipp som skal beskrives mener SFT. Spredning og avsetning av NH₃ bør beskrives, da rensing av NO_x-utslippene med SCR-teknologi er aktuelt.

Tiltaket må ha som målsetting å redusere utslippene av NO_x til 5 ppm eller mindre.

Teknologi

I tillegg til å redegjøre for separasjonsteknologi, må tiltakshaver redegjøre for hvilke muligheter det finnes for transport, deponering og eventuell videre bruk og salg av CO₂. Kostnadsestimatene for de ulike løsningene må også fremkomme skriver SFT.

Utslipp til sjø

Utslipp av eventuelle kjemikalier, herunder metaller og andre organiske og eller uorganiske stoffer, samt miljøkonsekvensene av utslippene, må beskrives.

Det er nødvendig med ekstern faglig vurdering av forhold omkring inntak, innblanding og temperatureffekt av kjølevannet, skriver SFT.

Direktoratet for naturforvaltning (DN) skriver i brev av 29.10.2004 at de har ingen merknader til Stotoil sitt forslag til utredningsprogram.

Riksantikvaren kom med høringsuttalelse 10.11.2004. Riksantikvaren skriver at SFT tar hånd om den delen som har med forurensing å gjøre.

Riksantikvaren skriver at det i meldingen går frem at tiltaket skal plasseres innenfor et område som allerede er regulert til industriformål. Riksantikvaren legger dette til grunn og ser ikke behov for noen utredning av kulturminner og kulturmiljø i tilknytning til kraftverket.

Statnett kom med høringsuttalelse 10.11.2004. Statnett skriver at tiltaket vil gi et positivt bidrag til kraftbalansen og har følgende kommentarer:

Sentralnettet

BKK og Statnett har gjennomført en fellesutredning av strømforsyningen til BKK-området og kommet frem til at området har et kraftunderskudd i dag og at dette forventes å øke i årene fremover som følge av økt aktivitet i petroleumsindustrien i tillegg til generell forbruksvekst. Tiltaket vil bedre kraftbalansen og styrke leveringspåliteligheten og leveringssikkerheten i området, noe som påvirker behovet for nettførsterkninger.

Regionalnettet

Kraftvarmeverket vil bli tilknyttet det regionale 132 kV nettet i Mongstad. Statnett skriver at en netto innmating av mer enn 200 MW kraft i Mongstad resulterer i et høyt overføringsnivå med tilhørende høye overføringstap i regionalnettet.

Kraftvarmeverket må overholde vilkår gitt av systemansvarlig i medhold av forskrift om systemansvarlig i kraftsystemet (FoS). I henhold til FoS, § 14, kan nye anlegg tilknyttet regional- og sentralnettet ikke i driftsettes uten forutgående vedtak av systemansvarlig. Statnett legger bla



dokumentet "Veileder for teknisk dimensjonering av anlegg i norsk regional- og sentralnett" (VtA) til grunn for sine vurderinger når vedtak skal fattes etter FoS § 14.

Statnett presiserer at de nettmessige konsekvensene av kraftvarmeverket må utredes i KU-programmet.

Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) presiserer i brev av 22.10.2004 at anlegget ikke skal godkjennes av DSB i henhold til Storulykkeforskriften, j.f. tabell 1.1 i meldingen. Tiltakshaver må derimot revidere sin sikkerhetsrapport slik at rapporten reflekterer den faktiske situasjonen på anlegget.

BKK Nett skriver i høringsuttalelse av 27.10.2004 at det i perioder oppstår flaskehals i sentralnettforbindelsen inn til BKK-området, særlig i perioder med liten kraftproduksjon i området kombinert med høy last. Kraftvarmeverket på Mongstad vil redusere dette problemet.

I regionalnettet i Mongstad og Matre området er det allerede et stort produksjonsoverskudd skriver BKK. Dette vil medføre at 132 kV nettet i området blir svært høyt belastet. BKK vurderer nettforsterkningstiltak i området, blant annet en kraftledning mellom Kollsnes og Mongstad. BKK er innstilt på å gjennomføre lokale nettforsterkningstiltak dersom nytteverdien er positiv.

Norges Naturvernforbund og Natur og Ungdom (NNF og NU) kom med høringsuttalelse 01.11.2004. De går sterkt mot planene om gasskraftverk på Mongstad og mener tiltaket vil gjøre det vanskeligere for Norge å nå Kyoto-forpliktelsene.

NNF og NU skriver at erfaringer har vist at når kraftproduksjonen i Norge er lav, blir forbruket lavere som følge av høyere priser på el., dette viser at Norge over tid ikke er avhengig av import av kraft. Det er pga utveksling av kraft mellom landene i det Nord-Europiske kraftmarkedet som gjør at Norge enkelte år er importør og andre år eksportør av kraft, mener NNF og NU.

NNF og NU ønsker at tiltakshaver redegjør for hvorfor energien som brukes i raffineriet må tilføres i form av fossil energi.

Statoil skriver i meldingen at norsk import av el kommer fra kull, olje og gass. NNF og NU er uenig og ber Statoil om utdype denne påstanden.

NNF og NU ønsker de samme NOx kravene som ble gitt i konsesjonen til gasskraftverket på Skogn.

NNF og NU har følgende merknader til utredningsprogrammet:

0-alternativ

- Fortsettelse av dagens situasjon
- Som i dag, men med oppgradering av de prosessene som er lite energieffektive, for eksempel å erstatte eksisterende råoljeovner med nye gasskjeler eller småskala CHP-anlegg dimensjonert for varmebehovet. Vil overskuddsfyrgass fra raffineriet gi tilstrekkelig energimengde til dette formålet. Det må vurderes om et eventuelt behov for større gassmengder kan skaffes til veie med tanktransport av gass.



- Som overnevnte punkt, men med samlokalisering av ulike former for industri som utnytter overskuddsvarmen fra raffineriet og fra eventuelt nyt småskala CHP-anlegg (for eksempel pelletsfabrikk, fiskeopprett)

For alle alternativene må utslippene av klimagasser og energieffektivitet beskrives, for hele kraftverkets levetid skriver NNF og NU.

Levetid

Levetiden for gasskraftverket må oppgis.

Utslipp til luft

- CO₂-renseteknikker og kostnadene må beskrives.
- Vurdere klimagassutslippene i forhold til andre måter å skaffe til veie samme mengde energi, sett over hele kraftverkets levetid.
- NO_x reduksjonstiltak for å oppnå <5 ppm NO_x må beskrives.

Overordnede miljø- og energispørsmål som må besvares:

- Hvordan påvirkes el priser og el forbruk i regionen og i Norge?
- Vil utbyggingen på Troll skje uten en etablering av gasskraftverket? Uten at Troll får prissikringen?
- Hvilke innlands utslippskutt må gjøres for å kompensere for økningen i utslipp på Mongstad, hvilken effekt har det på næringsliv og sysselsetting?
- Alternativ måte å frembringe tilsvarende energimengde, og sett på nærings- og sysselsettingseffekter av disse alternativene.
- Vil den siste tidens utflating av el-forbruket innlands og innføring av grønne sertifikater gi så stor tilgang på ny energi at Norge slipper import?
- Det må vurderes om kraft som importeres til Norge i vesentlig grad består av kullkraft. Det meldte prosjektet skal generere grunnlast og må derfor sammenlignes med grunnlast som eventuelt importeres. Det må også tas hensyn til at noe kullkraftproduksjon kan være basert på lokal etterspørsel etter varme, eller etter el, og at økt import til Norge derfor ikke gir en direkte økning i produksjon.

Lønnsomhetsberegninger

Lønnsomhetsberegninger for gasskraftverket ved ulike avgiftsregimer for klimagassutslipp må beskrives for:

- CO₂-kvotepris og utvikling av denne utover kyotoprotokollens forpliktelsesperiode, inkludert effekter av nye, mer ambisiøse internasjonale klimaavtaler
- CO₂-avgift med ulike satser
- Fritak for avgifter på utslipp av CO₂

NNF og NU ber også om at de får tilsendt all korrespondanse i saken.

Naturvernforbundet i Hordaland (NVH) skriver i høringsuttalelse av 02.11.2004 at de mener økt energieffektivitet kan oppnås uten økt CO₂-utslipp.

NVH ber Statoil gjøre rede for påstanden om at anlegget bare kommer til å erstatte fossil energiproduksjon, og sannsynliggjøre at energisparing og fornybar energiproduksjon ikke vil fortrenge av etablering av gasskraft.



NVH kommenterer at i 2013 vil CO₂/kWh i Mongstad-anlegget være bare marginalt mindre enn for importert kraft. Da tas det ikke høyde for at klimaforpliktelsens etter 2010 kan bli vesentlig strengere enn dagens. NVH ber om utredning av scenarier som tar hensyn til at Kyoto-forpliktelsene i dag bare er første etappe.

NVH er kritisk til at tiltaket ikke behandles sammen med gassrørledningen fra Kollsnes til Mongstad.

Ytterligere punkter som NVH mener bør utredes:

- Spillvarmeproduksjon før og etter et eventuelt gasskraftverk
- Mulig avsetning for spillvarmes som er tilgjengelig.
- Alternativ varmeproduksjon
- Etterlyser måte å forbedre energieffektivitet på uten en økning av CO₂-utslippene
- Vurdering av transport av spillvarme ved hjelp av tankskip, for forsyning av fjernvarmenettet i Bergen
- Vurdering av alternativ dimensjonering av CHP-anlegget for å oppnå bedre total energieffektivitet
- Utredning av alternativer til å bygge rør for å skaffe til veie gass, både for den planlagte dimensjonen og for mindre løsninger
- Redegjøre for alternativ bruk av 3 mrd. kr i forbedret forsyningssikkerhet i Hordaland. Analyser både i forhold til investeringer i nett, ny produksjonskapasitet og frigjøring av kraft ved sparing
- Muligheten for og kostnadene ved ettermontering av CO₂-håndteringsanlegg nå sammenlignet med å ta kostnadene ved å bygge det nå.
- Se på muligheten for å benytte CO₂ til anorthosituttak i Sogn

5 NVEs vurdering

På bakgrunn av meldingen, høringsuttalelsene og egne vurderinger, har NVE utformet et konsekvensutredningsprogram (KU-program) for det planlagte gasskraftverket på Mongstad, jf. eget brev til Statoil om dette.

En konsekvensutredning skal inneholde de punkter som er listet opp i vedlegg IV i forskriftene om konsekvensutredninger etter plan- og bygningsloven, men skal avgrenses til forhold som er vesentlige for miljø, naturressurser og samfunn.

Konsekvensutredningen skal fokusere på det som er beslutningsrelevant. Punkt e) i vedlegg IV som omtaler konsekvenser for natur, miljø og samfunn, spesifiserer NVE nærmere i KU-programmet. Utredningskravene vil variere mellom ulike tiltak, og NVE avgjør hvilke tema som er beslutningsrelevante.

KU-programmet er tematisk oppdelt og NVE forutsetter at de enkelte delutredningene ses i sammenheng der disse bygger på hverandre. Med de tillegg og presiseringer som er tatt inn i KU-programmet, antar NVE at konsekvensutredningen vil gi et godt grunnlag for å vurdere om gasskraftverket bør etableres i området eller ikke.



5.1 Supplerende utredningskrav til det foreslåtte KU-programmet

NVE har tatt utgangspunkt i forslaget til konsekvensutredningsprogram som Statoil la frem i sin melding. I tillegg er høringsinnspill, egne vurderinger og erfaringer fra fastsettelse av andre utredningsprogram lagt til grunn.

Basert på erfaringer fra tidligere utforming av KU-program ønsker NVE å endre temainndelingen til følgende; *Utslipp til luft, Utslipp til sjø, Støy, Andre miljøforhold, Lokalisering, Infrastruktur, Samfunnsmessige konsekvenser, Teknologi, Raffineriet, Økonomi og Metode og samarbeid.*

KU-programmets krav gjelder alle eventuelle omsøkte alternativer. Statoil sitt forslag til utredningsprogram er supplert/presisert med følgende utredningskrav:

Utslipp til luft

SFT ønsker at NH₃, CO og partikler (PM10) føyes til listen over utslipp som skal beskrives. SFT ønsker også at spredning og avsetning av NH₃ blir beskrevet, da dette er en aktuell problemstilling i forhold til rensing av NO_x-utslipp med SCR-teknologi. NVE ber om at disse kravene blir hensyntatt.

NVE ber om at alternative tekniske løsninger for å rense utslippene for NO_x, SO₂ og CO₂ presenteres sammen med estimerte investerings- og driftsutgifter.

VOC og NO_x kan i enkelte tilfeller medføre dannelse av bakkenær ozon og dis. Basert på innspill fra SFT og NVEs egne erfaringer ber NVE om at kraftvarmeverkets betydning for lokal dis- og ozondannelse utredes.

SFT ber om at det for NO_x, NH₃ og SO₂-utslipp gis en beskrivelse av spredningsforhold, beregninger av avsetning og vurdering av virkninger i forhold til aktuelle grenseverdier og tålegrenser for helse og miljø. NVE ber om at dette blir i hensyntatt.

NNF og NU ber om at det redegjøres for mulige avbøtende tiltak for reduksjon av NO_x-utslipp til mindre enn 5 ppm. NVE ber om at dette blir hensyntatt og at kostnader og konsekvenser for slike tiltak beskrives.

Utslipp til sjø

På bakgrunn av innspill fra NVH og erfaringer NVE har fra lignende tiltak, ber NVE om at mengde, innlagring og spredning av kjølevann beskrives sammen med eksisterende utslipp fra Mongstad-anlegget og dagens forurensningssituasjon i området. Det skal utredes om utslipp av kjølevann vil kunne påvirke biologiske og/eller andre prosesser i sjøen.

NVE ber om at 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.

Etter innspill fra SFT skal utslipp av eventuelle kjemikalier, herunder metaller og andre organiske og/eller uorganiske stoffer beskrives. Eventuelle miljøkonsekvenser av utslippene skal vurderes og mulige avbøtende tiltak skal presenteres.



Etter innspill fra NVH og fylkesmannen ber NVE om at mulig anvendelse av spillvarmen i annen virksomhet blir utredet.

Lokalisering

NVE ber om at det gis en nøyaktig beskrivelse av plassering av tiltaket og tiltakets grensesnitt mot raffineriet, gassrør, kraftledning m.m.

Infrastruktur

Fylkesmannen kommenterer i sin høringsuttalelse at tiltaket har innvirkninger på den regionale infrastrukturen og at dette må beskrives. NVE ber om at dette blir hensyntatt.

NVE ber om at følgende kulepunkt; ”-virkningene av tiltaket skal beskrives ”spesifiseres til ”Kraftverkets betydning for kraftsystemet skal analyseres med tanke på tapsvirkninger i nettet, leveringskvalitet, fremtidige flaskehalser, avbruddskostnader, stabilitetsproblemer o.l.”

Statnett skriver at en netto innmating av mer enn 200 MW kraft i Mongstad vil resulterer i et høyt overføringsnivå med tilhørende høye overføringstap i regionalnettet. På bakgrunn av NVEs egne erfaringer og Statnett sitt innspill om at de nettmessige konsekvensene av kraftvarmeverket må utredes ber NVE tiltakshaver redegjøre for nødvendig etablering av infrastruktur særlig med tanke på forsterkninger av ledningsnettet og etablering av gassrør. Tiltakshaver bes også om å vurdere eventuelle konsekvenser ved slik etablering. Det skal gis en kort sammenfatning av utredningene som må gjennomføres for gassrøret mellom Kollsnes og Mongstad, jf. NVEs KU-program for røret av 20.12.2004.

På bakgrunn av NVEs egne erfaringer fra tilsvarende prosjekt ser NVE at det er nødvendig at behovet for akkumuleringstank beskrives og at det sikkerhetsmessige aspektet ved lokalisering av en slik tank utredes.

NVE ber om at bruk av produksjonsfrakobler (PFK) for å unngå overlast på nettet utredes. Kostnader og nytte ved PFK skal sammenlignes med forventede avbruddskostnader dersom PFK ikke blir innført.

Samfunnsmessige konsekvenser

Basert på ønsker fra Lindås kommune skal tiltakshaver utrede hvilken betydning tiltaket vil ha for fremtidig utvikling av raffineriet på Mongstad og utvikling av annen industri i området.

Teknologi

Basert på NVEs egne erfaringer og etter innspill fra NVH ber NVE tiltakshaver beskrive kraftvarmeverkets el- og totalvirkningsgrad sammen med eventuelle mulige tiltak for å øke energieffektiviteten. Det skal oppgis om kraftvarmeverket skal styres etter varmebehovet til raffineriet eller for å maksimere strømproduksjonen.



Etter innspill fra blant annet SFT, NNF og NU skal det redegjøres for forskjellige CO₂-renseteknologier, og hvilke muligheter det finnes for transport, og deponering eventuell videre bruk og salg av CO₂. Kostnadsestimatene for de ulike løsningene må også fremkomme. NVE ber også om at det sees på om det eventuelt er en gevinst ved å implementere CO₂-seperasjon både på raffineriet og på kraftvarmeverket.

Etter innspill fra Lindås kommune og Hordaland fylkeskommune skal muligheten til å ettermontere CO₂-renseanlegg beskrives. Det skal fremgå hvordan anlegget må tilrettelegges for dette. Etter innspill fra NVH og Lindås kommune skal tiltakshaver også se på kostnadene ved å bygge et CO₂-håndteringsanlegg i ettertid sammenlignet med å bygge det samtidig med kraftvarmeverket.

NNF og NU ber om at levetiden for gasskraftverket oppgis, NVE ber om at dette blir hensyntatt.

Risikoanalyser mhp brann- og eksplosjonsfare skal gjennomføres både for anleggs- og driftsfasen. Risikoreducerende tiltak skal også beskrives.

Tiltakets påvirkning på andre anleggs tilgjengelighet og pålitelighet skal beskrives. Konsekvensene for kraftvarmeverket ved problemer med gasstilførsel eller ved stans i raffineriet skal beskrives. Konsekvensene for raffineriet og kraftvarmeverket ved brudd på eksternt kraftverksforbindelse skal omtales, samt kraftvarmeverkets innvirkning på raffineriets pålitelighet og forventede regularitet.

Raffineri

NNF og NU ønsker at tiltakshaver redegjør for hvorfor energien som brukes i raffineriet må tilføres i form av fossil energi mens NVH ønsker utredet alternativ varmeproduksjon. På bakgrunn av dette ber NVE om at det redegjøres for om energien som brukes i raffineriet må tilføres i form av fossil energi.

Økonomi

Basert på erfaringer fra lignende tiltak ber NVE om at det kort redegjøres for kraftvarmeverkets antatte drifts- og investeringskostnader og at elementer som er inkludert i kostnadsberegningene kort skisseres. Gasspris som blir benyttet i de økonomiske utredningene skal også oppgis sammen med årlige forventede innmatningskostnader på nettet.

5.2 Annet

NVH ønsker utredet muligheten for å transportere spillvarme ved hjelp av tankskip for å forsyne fjernvarmenettet i Bergen. NVE finner ikke dette beslutningsrelevant og vil derfor ikke pålegge tiltakshaver dette utredningskravet.

NNF, NN og NU ønsker vurdert klimagassutslippene i forhold til andre måter å skaffe til veie samme mengde energi sett over hele kraftverkets levetid. NVE vil selv legge frem informasjon om dette temaet om NVE vurderer det som beslutningsrelevant under en eventuell fremtidig konsesjonsbehandling.

NVH ber Statoil sannsynliggjøre at energisparing og fornybar energiproduksjon ikke vil fortrenge av etablering av gasskraft. NVE vil selv legge frem informasjon om dette temaet om NVE vurderer det som beslutningsrelevant under en eventuell fremtidig konsesjonsbehandling.



NNF og NU ønsker utredet alternativ måter å frembringe tilsvarende energimengde, og de nærings- og sysselsettingseffekter av disse alternativene. Statoil skriver i meldingen at norsk import av el kommer fra kull, olje og gass, NNF, NU og NVH ber Statoil om utdype denne påstanden. NVE vil selv legge frem informasjon om dette temaet om NVE vurderer det som beslutningsrelevant under en eventuell fremtidig konsesjonsbehandling.

NNF og NU ønsker utredet hvordan tiltaket vil påvirke el priser og el forbruk i regionen og i Norge. NVE anser dette for å være svært omfattende arbeid som vil gi usikre resultater. NVE finner det ikke hensiktsmessig å pålegge tiltakshaver disse kravene.

NVH ber om at tiltakshaver ser på muligheten for å benytte CO₂ til anorthosittuttak i Sogn. Under tema *Teknologi* i utredningsprogrammet ber NVE om at det redegjøres for hvilke eventuelle muligheter det finnes for videre bruk og salg av CO₂. NVE vil ikke be spesifikt om at det sees på mulighet for bruk av CO₂ til anorthosittuttak i Sogn, tiltakshaver velger selv om de ser på dette som aktuelt.

Fylkesmannen skriver at det er viktig med et totalregnskap for utslipp til luft og vann. NVE mener disse emnene blir tilstrekkelig utredet under temaene *Utslipp til luft* og *Utslipp til sjø*.

NVH ønsker redegjort for alternativ bruk av 3 mrd. kr i forbedret forsyningssikkerhet i Hordaland. Analyser av både investeringer i nett, ny produksjonskapasitet og frigjøring av kraft ved sparing. NVE finner det ikke hensiktsmessig å be tiltakshaver utrede dette.

NVH mener videre at det må vurderes om et eventuelt behov for større gassmengder kan skaffes til veie med tanktransport av gass. NVE finner ikke dette beslutningsrelevant i KU-programmet til CHP-anlegget. NVE viser til KU-programmet for gassrøret mellom Kollsnes og Mongstad dater 20.12.2004 hvor dette temaet er tatt hånd om.

NVH ønsker utredet lønnsomhetsberegninger for gasskraftverket ved ulike avgiftsregimer for klimagassutslipp: CO₂-kvotepris og utvikling av denne utover kyotoprotokollens forpliktelsesperiode, inkludert effekter av nye, mer ambisiøse internasjonale klimaavtaler, CO₂-avgift med ulike satser og for situasjonen med fritak for CO₂-avgift. NVE mener dette emnet blir tilstrekkelig dekket under temaet *Økonomi*.

Vedlegg B - Sammendrag fra konsesjonssøknad med konsekvensutredning for gassrørledning Kollsnes-Mongstad

En gassrørledning mellom Kollsnes og Mongstad inngår i planer for prosjektet Energiverk Mongstad (EVM). Utviklingsprosjektet omfatter følgende tre delprosjekter:

- Ny gassrørledning fra Kollsnes til Mongstad
- Et kraftvarmeanlegg på Mongstad med en produksjonskapasitet på ca. 280 MW elektrisk kraft og ca. 350 MW varme.
- Nødvendige tilkoblinger til, og ombygginger i, raffineriet.

Troll- lisensen vil levere naturgass til kraftvarmeverket gjennom den nye rørledningen. Gassen skal sammen med frigjort raffineri fygass fra Mongstad anleggene, brukes i kraftvarmeverket for produksjon av varme for bruk i raffineriprosessene på Mongstad samt til produksjon av elektrisitet for forsyning til anleggene på Mongstad og Kollsnes. Kraftvarmeverket har et totalt forsyningsbehov på om lag 700 MSm³ gass/ år (ca 1,9 MSm³ pr dag), hvorav ca. 500 MSm³ gass/år planlegges tilført gjennom den nye rørledningen.

Systembeskrivelse og dimensjonering

Gassrørledningen dimensjoneres for å kunne levere det samlede behov ved kraftvarmeanlegget. Rørledningen vil forsynes med ferdigbehandlet gass med salgsgasskvalitet som tas ut på sugesiden av eksportgasskompressorene på Kollsnes. Dette gir et eksporttrykk i rørledningen fra Kollsnes på ca. 75 barg. Det vil bygges en mottaks- og trykkreduksjonsstasjon på Mongstad, som vil ta ned trykket til et passende leveringstrykk for kraftvarmeverket (ca. 45 barg). Måling av gassforbruk samt kvalitetskontroll av gassen vil foretas på Mongstad. Det identifiserte behovet knyttet til forsyningen av kraftvarmeverket på Mongstad kan dekkes av en 10" rørledning.

Rørledningstrasé

Utgangspunktet for å vurdere aktuelle rørledningstraséer mellom Kollsnes og Mongstad har vært å finne løsninger som i størst mulig grad kan samordnes med eksisterende og godt kartlagte trasé i sjøen for Vestprosess kondensatrørledning. Havbunnstopografien i Hjeltefjorden/ Fensfjorden er krevende, og det er kun identifisert én aktuell sjørørtrase mellom Øygarden og Mongstad.

For strekningen over land fra Kollsnes gassbehandlingsanlegg og ut i Hjeltefjorden foreligger to alternative traseløsninger:

- Alternativ 1A: Fra Kollsnes gassbehandlingsanlegg til landfall på Straumsneset på nordsiden av Osundet.
- Alternativ 1B: Fra Kollsnes gassbehandlingsanlegg til landfall utenfor Helleosen på sørsiden av Osundet.

Rørledningens totale lengde i sjø vil være ca. 62 km, og vil ligge innenfor grensene til kommunene Øygarden (ca. 24,3 km), Fedje (ca. 16,3 km), Austrheim (ca. 0,6 km) og Lindås (ca. 4,5 km) i Hordaland samt Gulen (ca. 16,4 km) i Sogn og Fjordane. I tillegg kommer landrørstreknings på ca 1 km på Lindås-siden, og 1,0 til 2,5 km i Øygarden: Det siste avhengig av valgt trase mot Kollsnes-anleggene.

Konsekvensutredning

Forutsatt nødvendige myndighetsgodkjenninger, planlegges legging av rørledningen å skje i løpet av 2007. Naturgass kan da leveres gjennom rørledningen i første kvartal 2008, og oppstart av regulære driftsleveranser til kraftvarmeverket vil kunne skje ved årsskiftet 2008/2009.

Investeringene i gassrørledningen er beregnet til ca. 1,0 milliard kroner, angitt som løpende kroner. Driftskostnadene er ca 10 MNOK/år.

Miljømessige konsekvenser

Utslipp til luft

For anleggsperioden er samlede utslipp til luft fra maskiner og leggefartøy beregnet til ca. 4 tonn SO₂, 70 tonn NO_x og 3.200 tonn CO₂. De beregnede utslippene er marginale i forhold til andre utslipp i regionen, og vurderes ikke å medføre vesentlige negative miljømessige konsekvenser.

Utslipp til sjø

Det vil bli kortvarige utslipp til sjø i forbindelse med klargjøring av rørledningen. I forbindelse med vannfylling for trykktesting av hele rørledningen kan det være behov for å tilsette oksygenfjerner for å hindre korrosjon. Små mengder med fargestoff vil også bli tilsatt ved den mekaniske koblingen på sjøbunnen for deteksjon av eventuell lekkasje. På grunn av minimalisert bruk av kjemikalier, og samtidig en generelt god vanngjennomstrømming i området, forventes ikke utslipp av rørledningsvann å medføre miljømessige konsekvenser av betydning.

I forbindelse med boring av tunnelen på Mongstad vil det produseres en blanding av vann og oppmalt steinmasse, såkalt tunnelvann. For å håndtere dette vannet planlegges anlagt et sedimentasjonsbasseng hvor oppmalt steinmasse kan sedimentere. Rent vann ledes deretter ut i sjøen eller i grunnen. Det forventes ikke negative miljøkonsekvenser som følge av dette.

Akutte utslipp

Ved et uhellsutslipp av gass kan det rundt selve bruddstedet og i vannsøylen like over opptre trykk- og sjokkskader når gassen strømmer ut. En trykkbølge vil spesielt skade fisk, men også evertebrater i nærheten kan skades. Ved et rørledningsbrudd kan en forvente at marine organismer i nærområdet blir påvirket ved at de får økt dødelighet, sannsynligvis av et meget begrenset omfang. I vannmassene vil plankton berøres, men på grunn av disse artenes vide utbredelse og mobilitet vil det etter kort tid ikke være målbare effekter.

Avfall

Det forventes ingen spesielle avfallsproblemer som følge av utbygging og drift av rørsystemet. Det forventes heller ingen problemer med å tilpasse avfall til eksisterende mottaksordninger.

Støy

Det vil i anleggsfasen det kunne bli en noe økt støybelastning for bolighus som ligger nær traséen på land i Øygarden. Fremdriften i leggearbeidet antas å være ca. 100-120 m pr. dag ved legging av rørledning over land, slik at hver bolig vil berøres av økte støynivåer i en relativt kort periode.

Tidligere beregninger har vist at retningsgivende normer for bygge- og anleggstøy vil være tilfredsstillt ved en avstand på om lag 200 meter fra en rørtrasé. Innenfor en slik avstand fra traseene ligger det få bolighus, men i landfallsområdet ved Straumsneset i Øygarden (alternativ 1 A) ligger et boligområde hvor arbeidene i en kortere periode kan medføre at grenseverdiene overstiges.

På Mongstad forventes støy i anleggsfasen primært fra arbeid knyttet til boring av landfallstunnel. Tidligere støyberegninger for landfallstunneler på Mongstad har vist at retningsgivende normer for bygge- og anleggstøy på dagtid vil være tilfredsstillt ca. 200 m fra anleggsarbeidene. De nærmeste

Konsekvensutredning

bolighus ligger ca. 1000 m fra landfallsområdet. Det forventes derfor ikke at aktivitetene i anleggsfasen på Mongstad vil medføre spesielle støyproblemer.

Støy fra leggefartøyer i anleggsfasen vurderes å være minimal.

Landskap

Begge traséalternativene på land i Øygarden går i hovedsak gjennom utmarksområder, men som er preget av nærhet til industrianlegg med tilhørende tekniske anlegg.

I anleggsperioden vil det kunne bli et terrenginngrep med bredde inntil 30-40 m bredde som vil være synlig fra veiene og for de som ferdes til fots i området.

I utgangspunktet vil landfall, samt traséen på land i Øygarden, så langt som mulig søkes tilbakeført slik at landskapets karakter ikke endres. Det vil bli lagt opp til dialog med Øygarden kommune og grunneiere mht. tilbakeføring av naturlig landskap og vegetasjon.

Utforming av nødvendige varselskilt langs traséen vil nærmere vurderes med tanke på å redusere landskapsvirkningen av disse.

Naturmiljø

Landskapet på land i Øygarden preges av oseanisk lynghei i ulike stadier av beitepåvirkning, skjøtsel eller gjengroing. Mange steder er lyngheiene tilplantet med sitkagran eller andre grantyper.

Trasealternativ 1 A vil i hovedsak gå gjennom områder hvor den opprinnelige lyngheia er tilplantet med barskog (furu/buskfuru), og det er ikke registrert spesielt viktige naturtyper eller lokaliteter med spesielt sjeldne (rødlistede) arter i dette området.

Trasealternativ 1B vil berøre lyngheiområdet Dalsmarka på Blomøy som vurderes å ha regional verdi som naturtype. Området utgjør det største sammenhengende lyngheiområdet i kommunen. Traseen vil her være parallell med eksisterende gassrørledning, og tilleggsinngrepene i lyngheiområdet vil ikke medføre vesentlige negative konsekvenser for området. Trasealternativ 1B vil videre passere Hellevatnet, som er et naturlig fisketomt vatn. Området er vurdert å ha lokal verdi som naturtype.

Konsekvensene av rørlegging på land forventes kun å være midlertidige for dyrelivet, forutsatt at biotopene/leveområdet ikke endres på sikt. Dersom anleggsarbeidet utføres utenfor hekke- /yngletid vil inngrepets virkning være av temporær art, og ha liten negativ konsekvens for vilt og naturmiljø på land. For å sikre tilbakeføringen tar en sikte på å utarbeide en egen landskaps- og revegeteringsplan for den valgte rørledningstraséen. Generelt vil traséen tilbakeføres til opprinnelig vegetasjon gjennom at en sår til med stedege planter eller legger forholdene tilrette for naturlig forynging.

I sjø er det ikke kjent områder langs traséene som er av spesiell betydning for naturmiljøet. Det finnes flere områder av betydning for sjøfugl i de aktuelle fjordområdene, men det forventes ikke at anlegg og drift av rørledningen vil medføre vesentlige negative konsekvenser for disse.

Friluftsliv

Friluftslivet i den aktuelle regionen er generelt sterkt knyttet til bruk av sjøområdene og strandsonen. Alternativ 1A vil ha landfall lokalisert på Straumsneset. Det er visse friluftslivsinteresser knyttet til strandsonen i dette området, bl.a. ift. fiske. Trasealternativ 1 B vil gå inn i et større område ved Helleosen/Oksneset som er av betydning som turområde. I dette området ligger også en delvis tilrettelagt badeplass ved Hellevatnet. Bruksfrekvensene for disse områdene er relativt lav.

Konsekvensutredning

Anleggsperioden vil kunne virke negativt for friluftslivet, spesielt pga. sprengningsaktivitet og støy, men også fordi åpne grøfter og rør kan oppleves som en fysisk barriere og dermed redusere naturopplevelse og tilgjengelighet.

I driftsfasen vil inngrepene fortsatt vil være synlige spor i landskapet i en periode. Også skilting langs traséen vil kunne virke skjemmende og føre til en negativ naturopplevelse. Det vil være visse restriksjoner på bruk av traseområdet til friluftsliv i driftsfasen, bl.a vil det ikke være tillatt med åpen ild (for eksempel grill/bål) innenfor sikringsfeltet.

Inngrepet vurderes generelt sett å ha relativt små konsekvenser for friluftslivet.

Kulturminner

Det er registrert en rekke automatisk fredede kulturminner på land i Øygarden bl.a i forbindelse med etablering av gassbehandlingsanlegget på Kollsnes og utbyggingen av Kollsnes Næringspark, og området har også potensiale for ytterligere funn.

Det har vært gjort en kartlegging av mulige kulturminner langs de to trasealternativene som en del av undersøkelsesplikten iht. kulturminneloven. Det er kjent to automatiske fredede kulturminner i området ut mot Straumsundet (trasealternativ 1 A). Prøvestikk har dokumentert aktivitet fra steinbrukende tid ved den ene av disse. Ved den andre ble det gjort funn av mikroavslag i grus/sandlaget. Potensialet for forekomst av ytterligere funn i dette området anses som lavt.

På sørsiden av Osundet, langs trasealternativ 1B, er det gjort funn fra steinbrukende tid. Lokaliteten er avsatt til spesialområde vern i reguleringsplan for Kollsnes Næringspark. Langs trasealternativ 1 B ligger videre to steinalderlokaliteter nord for eksisterende vei som avgrenser Kollsnes Næringspark. Traseen er planlagt sør for denne veien for å unngå konflikter med disse.

Rørledningstraséen vil i utgangspunktet kunne legges utenfor kjente kulturminneforekomster.

De ytre delene av Fensfjorden, på strekningen fra Vassøya og øyene nordvest for Fosnøy og innover mot Mongstad, er et prioritert område i marinarkeologisk sammenheng. Det er ikke kjent konkrete funn i de områder som vil berøres av de ulike traséalternativene, men Bergen Sjøfartsmuseum har registrert skipsfunn i nærheten traséen.

Det vil inngås en avtale med Bergen Sjøfartsmuseum om en nærmere marinarkeologisk kartlegging både av landfallsområdet i Øygarden og rørtraseen i sjø, slik at undersøkelsesplikten iht. kulturminneloven blir oppfylt innen oppstart av anleggsarbeidene. Videre vil man i den forestående reguleringsplanbehandlingen sikre en god dialog med kulturminnemyndighetene i Hordaland Fylkeskommune.

Landbruk

Landrørstrekningen i Øygarden vil ved begge trasealternativer berøre mindre lyngheiområder som i dag nyttes som nyttesom utmarksbeite i deler av året. Begge trasealternativer vil også berøre mindre plantefelt med bartrær. De aktuelle skogområdene er i hovedsak leplantinger og ikke beregnet for virkesproduksjon.

Konsekvensene for landbruket vurderes uavhengig av alternativ å være begrensede. Det vil ikke være noen begrensninger mht. bruk av dyrket mark og beite i traséen etter at røret er lagt. I produksjonssammenheng vurderes den skogen som blir berørt å ha begrenset verdi, og produksjonstapet som følge av at skogen fjernes vurderes å være lite.

Annen arealanvendelse

I Øygarden vil rørledningstraseen med tilhørende sikkerhetssone vil båndlegge områder er avsatt som industriområder på Kollsnes (trasealternativ 1 A og 1 B) samt i Kollsnes næringspark (trasealternativ 1 B). Videre vil trasealternativ 1 B berøre områder nord for Kollsnes næringspark som i utkast til kommuneplan er foreslått som fremtidige industriområder. For øvrig vil mindre områder avsatt som "LNF- Nei", dvs. områder "uten føresegnar om spredt boligbygging", bli berørt både langs trasealternativ 1 A og 1 B. Traseen i sjø vil berøre et område avsatt til akvakulturformål samt et rekestrålfelt utenfor Helleosen.

Fiskeri

I området omkring Øygarden og Fedje foregår det et lokalt fiske med tradisjonelle redskap etter flere ulike fiskeslag. Videre finnes flere rekestrålfelt spredt i Hjeltefjorden. Det finnes en rekke lokale kaste- og låssettingsplasser i det aktuelle området. Kaste- og låssettingsplassene har tradisjonelt blitt benyttet under fiske etter sild, makrell og sei (pale),

I driftsfasen vil ikke rørledningen være til hinder for fiske med ringnot eller passive redskaper som garn og line mv. Selve leggearbeidene kan medføre kortvarige forstyrrelser for fisket langs traséen.

Rørledningen vil berøre et rekestrålfelt utenfor Helleosen i Øygarden kommune. Det har vært gjort en rekke tråltester ved større rørledninger for å vurdere ulempene for trålfiske knyttet til rørledninger på havbunnen. Disse viser at ulempene knyttet til overtråling av store rørledninger var vesentlig mindre enn tidligere antatt. Vurdert ut fra erfaringene fra Nordsjøen vil det være mye enklere å krysse en rørledning med den aktuelle dimensjon (10"). Nedsynking i forholdsvis bløt bunn vil også over tid bidra til å forenkle overtråling. Aktiviteten på det aktuelle rekestrålfeltet er moderat, og behovet for spesifikke avbøtende tiltak anses derfor å være begrenset. I detaljplanleggingen vil en så langt som mulig legge seg i ytre kant av feltet for å redusere arealbeslaget og problemer for rekestrålfisket. I dette arbeidet vil en ha dialog med fiskerimyndighetene slik at traseløsningen bli optimalisert. En vil videre legge stor vekt på å unngå eller minimalisere behovet for grusfyllinger i dette området.

Det ligger en kaste- og låssettingslokalitet i Hellosen. I anleggsfasen, uavhengig av trasealternativ, vil denne ikke være tilgjengelig for bruk. I driftsfasen vil lokaliteten kunne nyttes som normalt. Det finnes en rekke slike lokaliteter i området, og det forventes således ikke at et midlertidig bortfall av lokaliteten vil medføre vesentlige problemer.

Oppdrett

Oppdrett er en viktig næring i regionen, og det finnes en rekke oppdrettskonsesjoner i området, både for fisk og skjell. De fleste av disse ligger i god avstand fra selve rørledningstraseen, men i Øygarden finnes det bl.a ett anlegg på østsiden av Osundet samt flere anlegg i Straumsundet.

Oppdrettsanlegget i Osundet vil ikke komme i direkte konflikt med rørledningstraseen, men ligger innenfor nødvendig arbeidskorridor for inntrekking av rørledningen. Anlegget er forankret til bunnen med vaiere, og disse strekker seg over planlagt rørtrase. Rørledningen vil i dette området grusdumpe for å hindre skade fra aktiviteter knyttet til anlegget. Anlegget ligger om lag 200 m fra landfall ved trasealternativ 1 B og 800 m fra landfall i trasealternativ 1 A. Spesielt ved valg av trasealternativ 1 B vil det kunne være fare for skade og eventuell dødelighet på fisk i anlegget fra sprengningsarbeidene. Lokalitetene i Straumsundet ligger skjermet til ift. landfall både ved trasealternativ 1 A og 1 B, og forventes ikke å bli berørt av aktiviteten.

Arbeidene utenfor Helleosen vil være relativt omfattende og pågå over en lengre periode. Samlet sett vurderes det derfor på nåværende tidspunkt nødvendig å flytte anlegget mens arbeidene pågår. Om anlegget kan flyttes kortere strekninger mens kritiske arbeider pågår, eller om det bør midlertidig flyttes til en alternativ lokalitet vil nærmere vurderes i samråd med konsesjonshaver og

Konsekvensutredning

fiskerimyndighetene. Spørsmålet vil også være avhengig av i hvilket stadium i produksjonssyklusen anlegget er. Flytting av et anlegg med slaktemoden fisk anses lite gunstig av fiskerimyndighetene. I samråd med konsesjonshaver vil en derfor prøve å finne frem til den mest optimale perioden for anleggsarbeidene, ut fra de overordnede rammer for prosjektet.

Ved normal drift forventes ikke rørledningen å gi negative konsekvenser for anlegget. Håndtering av fortøyninger samt øvrig drift forventes å kunne foregå uhindret i driftsfasen for rørledningen.

Skipstrafikk

Rørleggingen vil medføre enkelte kortvarige begrensninger for skipstrafikken i de ulike fjordområdene. Vikemuligheter og alternative passasjer er imidlertid gode, og rørleggingen antas ikke å medføre spesielle problemer for skipstrafikken.

Samfunnsmessige forhold

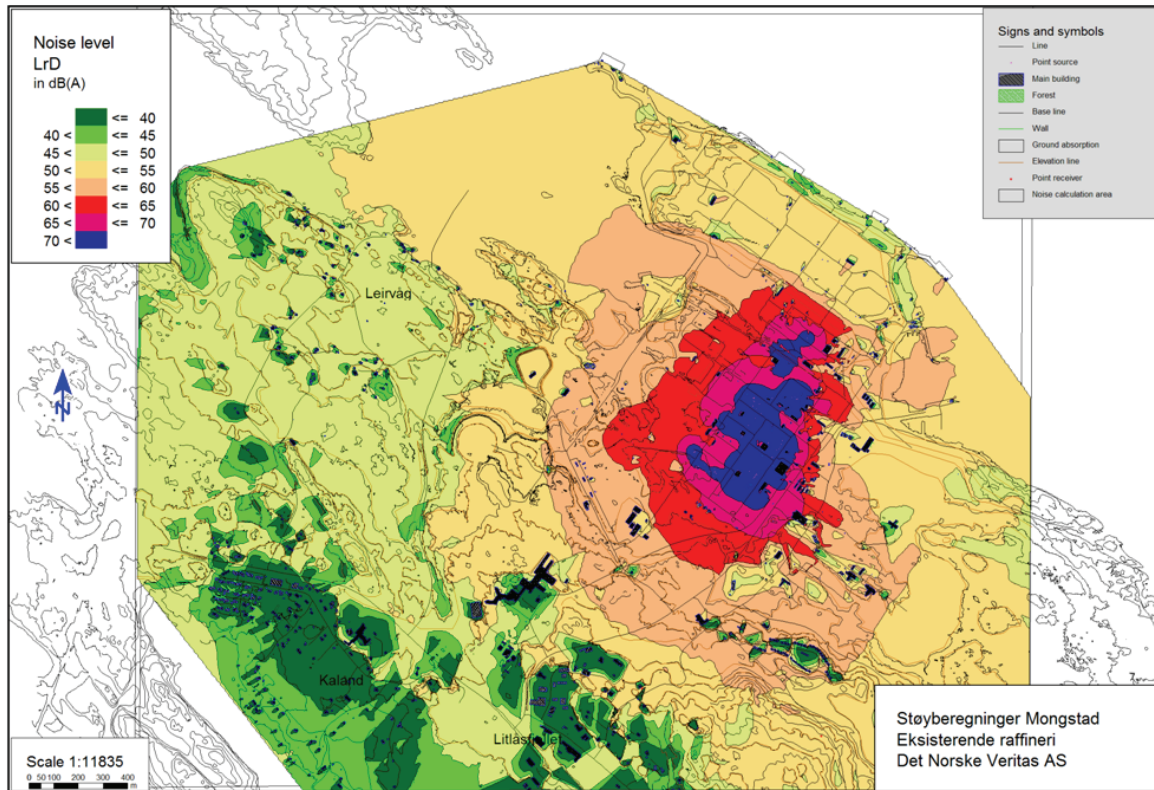
Det antas at de norske vare- og tjenesteleveransene vil kunne utgjøre omlag 42% av de samlede investeringene til gassrøret. Av dette antas at de regionale leveransene vil utgjøre ca. 18% av de norske leveransene. De nasjonale sysselsettingsvirkningene i anleggsperioden er beregnet til 660 årsverk, og av dette vil den regionale andelen utgjøre vel 100 årsverk.

Anbefaling av alternativ

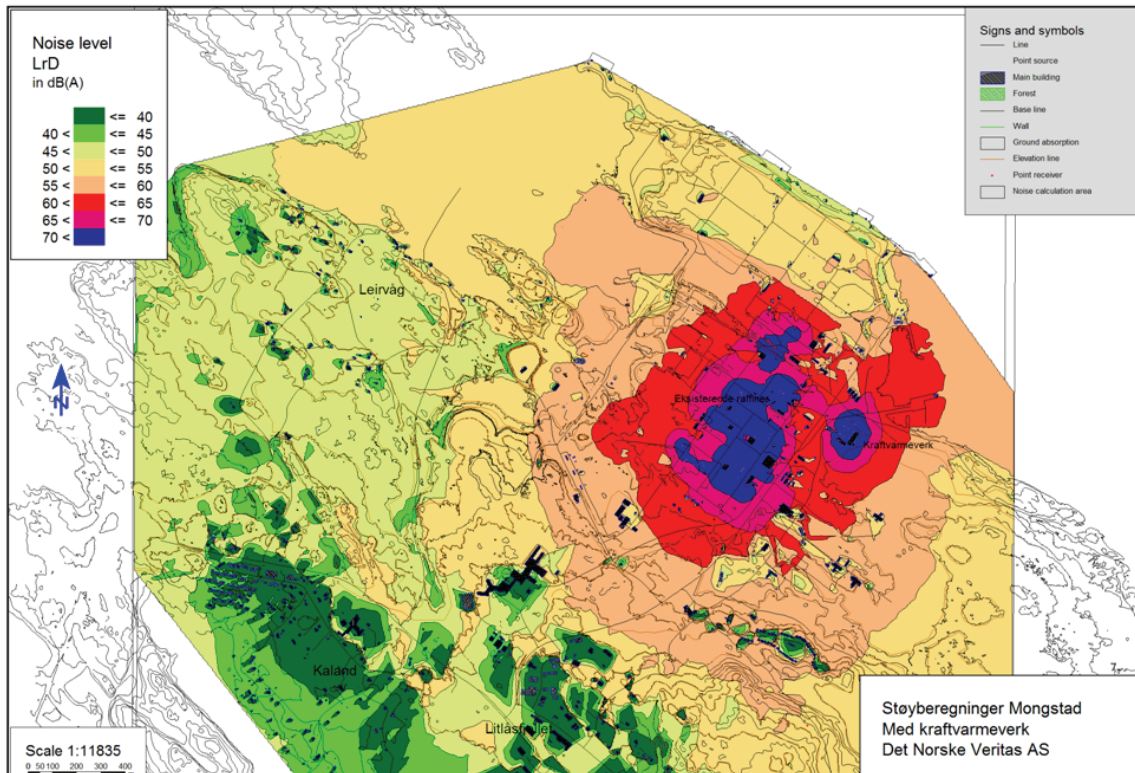
Alternativ 1A er det økonomisk rimeligste alternativet fordi det har kortest strekning over land. En ulempe med dette alternativet er at strekningen i Osundet passerer like utenfor områder på land som iht. kommuneplanen kan være aktuelle for fremtidig industri og havneutbygging. I tillegg kommer lokalisering av landfall som ligger relativt nær eksisterende bebyggelse.

Disse ulempene vurderes imidlertid samlet sett å være små, og søker har derfor en preferanse for dette alternativet.

Vedlegg C - Støysonekart

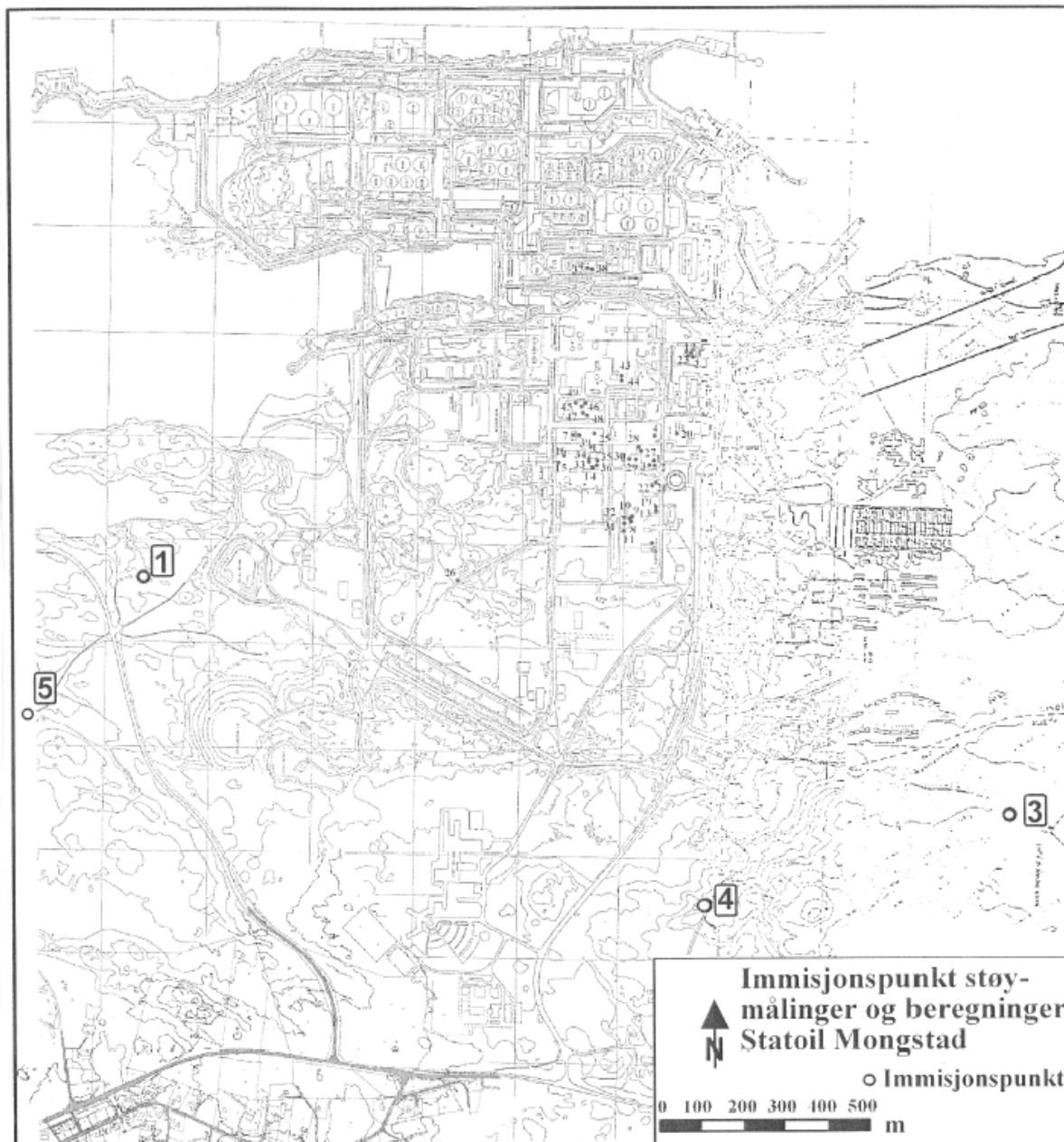


Eksisterende støysituasjon på Mongstad



Beregnet støysituasjon med kraftvarmeverk

Vedlegg D – Målepunkter for støy



Immisjonspunkt 1: Nærmeste bolighus – ligger vest for anleggene

Immisjonspunkt 3: Et målepunkt på et høvedrag øst for anleggene

Immisjonspunkt 4: Hytte sørøst for anleggene

Immisjonspunkt 5: Gårdsbruk vest for anleggene