

PUD/PAD for Kristin

Del 2: Konsekvensutredning

Del 2: Konsekvensutredning

21.05.01

21.05.01

Plan for utbygging, anlegg og drift

KRISTIN

Del 2

Konsekvensutredning

Utarbeidet av Statoil

mai 2001

Innholdsfortegnelse

1 Sammendrag	side 1
1.1 Innledning	side 1
1.2 Utredningsprogrammet	side 1
1.3 Beskrivelse av Kristin feltutbygging	side 1
1.4 Beskrivelse av anlegg for transport av petroleum fra Kristin	side 2
1.5 Havbunnsundersøkelser	side 2
1.6 Lokalisering av driftsorganisasjon og forsyningsbase	side 2
1.7 Naturressurser og miljøforhold i influensområdet	side 2
1.8 Planlagte utslipp til luft	side 3
1.9 Planlagte utslipp til sjø	side 4
1.10 Akutte utslipp og beredskap	side 5
1.11 Arealbeslag og fysiske inngrep	side 5
1.12 Konsekvenser for oppdrettsnæringen	side 6
1.13 Samfunnsmessige konsekvenser	side 6
2 Innledning	side 7
2.1 Bakgrunn for utbyggingsplanene	side 7
2.2 Eierforhold og operatørskap for Kristin	side 8
2.3 Eierforhold og operatørskap for eksportørledninger	side 8
2.4 Lovverkets krav til konsekvensutredninger	side 8
2.5 Formålet med konsekvensutredningen	side 8
2.6 Forholdet til regional konsekvensutredning for Norskehavet	side 9
2.7 Nødvendige søknader og tillatelser	side 9
2.8 Oppfølging av myndighetenes styringssignaler for miljøarbeid	side 9
2.8.1 Bransjens oppfølging av myndighetenes styringssignaler	side 9
2.8.2 Kristin-utbyggingen vurdert i lys av myndighetenes styringssignaler	side 10
2.9 Helse, arbeidsmiljø og sikkerhet	side 10
2.10 Saksbehandling og tidsplan for KU	side 10
2.11 Forkortelser benyttet i konsekvensutredningen	side 11
3 Utredningsprogrammet	side 13
3.1 Sammendrag av uttalelser fra høringsrunden - feltutbygging	side 13
3.1.1 Miljøverndepartementet	side 13
3.1.2 Statens forurensingstilsyn	side 14
3.1.3 Direktoratet for naturforvaltning	side 14
3.1.4 Fiskeridepartementet	side 14
3.1.5 Fiskeridirektoratet	side 15
3.1.6 Havforskningsinstituttet	side 15
3.1.7 Kommunal- og regionaldepartementet	side 15
3.1.8 Møre og Romsdal fylkeskommune	side 16
3.1.9 Kristiansund kommune	side 16
3.1.10 Felles oljepolitisk utvalg for Trøndelag, FOPUT	side 17

3 .1 .11 Nordland fylkeskommune.	side 17
3 .2 Sammendrag av uttalelser fra høringsrunden - gasstransport	side 17
3 .2 .1 Miljøverndepartementet	side 17
3 .2 .2 Statens forurensingstilsyn	side 18
3 .2 .3 Fiskeridepartementet	side 18
3 .2 .4 Fiskeridirektoratet	side 19
3 .2 .5 Norges Fiskarlag	side 19
3 .2 .6 Havforskningsinstituttet	side 19
3 .2 .7 Kystdirektoratet	side 19
3 .2 .8 Oljedirektoratet	side 20
3 .2 .9 Kommunal- og regionaldepartementet	side 20
3 .2 .10 Felles oljepolitisk utvalg for Trøndelag	side 20
3 .2 .11 Møre- og Romsdal fylkeskommune	side 21
3 .2 .12 Kristiansund kommune	side 21
3 .3 Underlagsrapporter for KU	side 21
4 Beskrivelse av Kristin feltutbygging	side 23
4 .1 Letehistorie	side 23
4 .2 Reservoarogeologi	side 23
4 .3 Reserver og produksjon	side 23
4 .4 Utbyggingsløsninger som har vært vurdert	side 23
4 .5 Tidsplan for utbyggingen	side 24
4 .6 Bore- og anleggsfasen	side 25
4 .7 Valgt utbyggingsløsning for Kristin	side 25
4 .8 Alternative lokaliseringer av Kristin plattformen	side 27
4 .9 Områdeutvikling	side 27
4 .10 Behov for modifikasjoner på Kristinplattformen ved tilknytning av nye felt	side 28
4 .11 Avvikling	side 28
4 .12 Lokalisering av landbasert driftsorganisasjon og forsyningsbase	side 29
4 .12 .1 Premisser for valg	side 29
4 .12 .2 Valgt løsning	side 29
4 .13 Økonomiske forhold	side 30
5 Beskrivelse av anlegg for transport av gass og lettolje fra Kristin	side 31
5 .1 Gasseksportledning	side 31
5 .2 Rørledning for lettolje	side 33
5 .3 Felles rørledning for olje fra Halten-området til land	side 34
5 .4 Kristin rikgass eksport gjennom Åsgard Transport	side 34
5 .5 Vurderte alternativer for transport av rikgass	side 35
5 .6 Avvikling av transport-rørledninger	side 35
5 .7 Valg av landterminal for gassbehandling	side 35
5 .7 .1 Nødvendige modifikasjoner på ilandføringssteder	side 36
5 .8 Havbunnsundersøkelser	side 37
6 Naturressurser og miljøforhold i influensområdet	side 39
6 .1 Regional konsekvensutredning for Haltenbanken/Norskehavet	side 39

6.2	Generell beskrivelse av Kristin-området	side 39
6.3	Bunnforhold langs rørledningstraséene	side 40
6.3.1	Området for røggassrørledning til Åsgard Transport	side 40
6.4	Sedimenter og bunnfauna	side 40
6.5	Miljøfølsomme naturressurser og områder	side 40
6.6	Kaldtvannskoraller	side 41
6.7	Fiskeressurser	side 41
6.8	Fiske i områder som berøres av rørledningstraséene	side 42
6.9	Sjøfugl	side 44
7	Planlagte utslipp til luft	side 45
7.1	Utslipp til luft knyttet til boring	side 45
7.2	Utslipp til luft knyttet til marine operasjoner	side 46
7.3	Utslipp til luft knyttet til driftsfasen	side 46
7.3.1	Sammenligning med utslippsmålinger	side 48
7.4	Utslipp til luft som følge av økt trykk i Åsgard Transport	side 48
7.5	Endringer i utslipp til luft ved en framtidig tilknytning av nabofelt	side 49
7.6	Utslipp til luft sammenlignet med prognoser i RKU-Norskehavet	side 49
7.7	Konsekvenser av utslipp til luft	side 50
7.8	Tiltak for å redusere utslipp til luft	side 50
7.8.1	Tiltak som er besluttet gjennomført	side 50
7.8.2	Tiltak som er vurdert, men forkastet	side 51
7.8.3	Tiltak som fortsatt er til vurdering	side 52
8	Planlagte utslipp til sjø	side 53
8.1	Utslipp til sjø fra boring og komplettering av brønner	side 53
8.1.1	Utslipp til sjø knyttet til sementering, komplettering og gruspakking	side 53
8.1.2	Konsekvenser av utslipp fra boring	side 54
8.2	Utslipp til sjø ved klargjøring og oppstart av rørledninger	side 54
8.3	Konsekvenser av utslipp fra klargjøring	side 55
8.4	Utslipp til sjø ved drift	side 55
8.4.1	Produsert vann	side 55
8.4.2	Produsert sand	side 58
8.4.3	Bruk og utslipp av kjemikalier	side 58
8.4.4	Hydraulikkvæske	side 59
8.4.5	Endringer i utslipp til sjø ved framtidig tilknytning av nabofelt	side 59
8.4.6	Avsetninger av luftutslipp på sjøoverflaten	side 59
8.4.7	Konsekvenser av utslipp av produsert vann og kjemikalier	side 60
8.5	Tiltak for å redusere skadelige utslipp til sjø	side 61
8.5.1	Tiltak som er besluttet	side 61
8.5.2	Tiltak som er vurdert og forkastet	side 62
8.5.3	Tiltak som fortsatt er til vurdering	side 62
9	Akutte utslipp og beredskap	side 63
9.1	Kilder til uhellutslipp, rater og frekvenser	side 63

9.2	Kondensategenskaper	side 64
9.3	Drift og spredning	side 64
9.4	Konsekvenser ved lettolje utslipp	side 65
9.5	Konsekvenser for oppdrettsnæringen	side 66
9.6	Beredskap, risikoreducerende tiltak	side 66
10	Avfallshåndtering	side 67
10.1	Miljøkonsekvenser knyttet til avfallshåndtering	side 67
10.2	Avbøtende tiltak	side 67
11	Støy	side 67
11.1	Miljøkonsekvenser knyttet til støy	side 67
11.2	Avbøtende tiltak	side 67
12	Arealbeslag og fysiske inngrep	side 69
12.1	Anleggsarbeider	side 69
12.2	Konsekvenser for fiskeriene	side 70
12.2.1	<i>Konsekvenser i anleggsfasen</i>	side 70
12.2.2	<i>Konsekvenser av arealbeslag ved Kristin-plattformen i driftsfasen</i>	side 71
12.2.3	<i>Konsekvenser av rørledninger i driftsfasen</i>	side 72
12.2.4	<i>Konsekvenser for koraller</i>	side 73
12.2.5	<i>Konsekvenser ved utbygging og tilknytning av omkringliggende felter</i>	side 73
12.3	Avbøtende tiltak	side 73
13	Konsekvenser for skipstrafikk	side 74
14	Samfunnsmessige konsekvenser	side 75
14.1	Innledning	side 75
14.2	Samfunnsmessig lønnsomhet ved Kristin-prosjektet	side 75
14.3	Kristin-utbyggingens innvirkning på investeringsnivået på kontinentalsokkelen	side 76
14.3.1	<i>Forventet utvikling i investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel</i>	side 77
14.4	Vare- og tjenesteleveranser til utbygging og drift av Kristin	side 77
14.5	Nasjonale og regionale leveranser til utbyggingen	side 78
14.5.1	<i>Leveranser til driften</i>	side 78
14.5.2	<i>Regionale leveranser til driften</i>	side 78
14.6	Sysselsettingsvirkninger ved utbygging og drift av Kristin	side 79
14.6.1	<i>Metode</i>	side 79
14.6.2	<i>Virkninger</i>	side 79
14.6.3	<i>Nasjonale sysselsettingsvirkninger</i>	side 79
14.6.4	<i>Regionale sysselsettingsvirkninger</i>	side 80
15	Sammenstilling av konsekvenser	side 81
16	Avbøtende tiltak og oppfølgende aktiviteter	side 85
17	Litteratur	side 87

Vedlegg C: Program for konsekvensutredning - HLBS gasstransport
Vedlegg D: Myndighetenes styringssignaler for miljøarbeid

side 104

side 106

1 Sammenheng

1.1 Innledning

Kristin er et gass- og lettoljefelt lokalisert ca 20 km sør-vest for Åsgards installasjoner på Smørbukk. Feltet strekker seg over produksjonslisensene PL 134B, PL 199 og PL 257. Statoil er operatør for feltet, og øvrige eierandeler er fordelt på Petoro, Exxon/Mobil, Norsk Agip, Norsk Hydro og Total/Fina/Elf.

Statoil overtok som operatør for PL199 og Kristin feltutvikling fra 1. januar 2000. De planene som nå legges fram er redusert i omfang i forhold til de som ble skissert i Sagas forslag til utredningsprogram i februar 1998. Dessuten omfatter planene både feltutbyggingen og transportløsningen.

Kristin planlegges utbygget med 12 brønner boret fra 4 havbunns-brønnrammer. Brønnrammene knyttes opp mot en flytende produksjonsenhet i form av en halvt nedsenkbar plattform med full prosessering av både gass og lettolje. Stabilisert lettolje overføres gjennom rørledning til lagertankskipet Åsgard C eller et annet lagerskip på samme sted, og utskipes med skytteltankere derfra.

Gassen vil bli eksportert gjennom en ny tilknytningsledning til Åsgard Transport, og derfra videre til landanlegg på Kårstø. Et alternativ med ilandføring på Kollsnes har også vært vurdert, og dette alternativet er også beskrevet i konsekvensutredningen.

Utbyggingen av Kristin betinger at det gjennomføres modifikasjoner på mottaksanlegget på land. Det vil bli laget egne konsekvensutredninger for disse arbeidene.

1.2 Utredningsprogrammet

Fram til 1. januar 2000 var Saga operatør for feltet, og utredningsprogram for utbygging etter Sagas konsept ble fastlagt av Olje- og energidepartementet (OED) den 17. juli 1998. Samtidig arbeidet Statoil med planer for oppgradering av Åsgard Transport, og en eventuell grennrørledning fra Åsgard Transport til Kollsnes. Endelig utredningsprogram for det prosjektet ble fastlagt av OED den 27. oktober 1998.

OED har i brev av 29.08.2000 godkjent at de utredningsprogrammene som er referert til ovenfor legges til

grunn for konsekvensutredningen. Utredningsprogrammene er i sin helhet tatt med i vedlegg B og C.

1.3 Beskrivelse av Kristin feltutbygging

Forventede utvinnbare reserver på Kristin er 35 GSm³ salgsgass og 35 MSm³ lettolje. Platåproduksjonen er forventet å kunne bli 18,3 MSm³ gass/sd, og opp mot 20.000 m³ stabilisert olje/sd. Lettoljeproduksjonen tilsvarer ca 55 skytteltankerlaster pr. år mens produksjonen er på topp. Produksjonsperioden for Kristin alene er anslått til 12-14 år, med produksjonsstart i 2005.

Hydrokarbonene på Kristin ligger på 4600-5000 m dyp i formasjonene Garn og Ile. Det er foreløpig ikke boret i de underliggende Tofte, Tilje og Åre formasjonene, men det regnes med stor sannsynlighet for gass i Tofte-formasjonen. Kristin-reservoaret er karakterisert ved høyt trykk og høy temperatur. Initielt reservoartrykk er ca 900 bar, og reservoartemperaturen er ca 165 °C.

Kristin-gassen har et høyt innhold av CO₂ og H₂S, som må reduseres for å oppfylle salgsgassspesifikasjonene.

Havbunnsbrønnrammene vil bli plassert på ca 360 m havdyp, ca 5 km vest for øvre kanten på Egga-skråningen. Den halvt nedsenkbare flytende produksjonsplattformen vil bli ankret opp ca 5 km øst for havbunnsrammene, over et havdyp på ca 315 m.

Havbunnen i området er svært ujevn med et stort antall skuringsstriper og forsenkninger. Det vil være nødvendig med relativt stor grad av grøfting og steindumping for å beskytte rørledningene mot strekk, vridninger og trålrudskaper.

Flere felter i nærheten av Kristin kan bli aktuelle å bygge ut og knytte til Kristin-plattformen senere. Dette gjelder i første rekke feltene Erlend, Ragnfrid og Lavrans, og eventuelt nye funn og prospekter i nærområdet til Kristin. En utbygging av disse nabofeltene vil kunne bidra til at platåproduksjonen på Kristinplattformen opprettholdes over en lengre periode, og at den totale lengden på produksjonsperioden forlenges.

1.4 Beskrivelse av anlegg for transport av gass og lettolje fra Kristin

Kristin-plattformen er planlagt lokalisert på østsiden av havbunnsbrønnrammene, over et havdyp på ca 315 m.

En alternativ plassering på østsiden av brønnrammene, over et havdyp på ca 400 m kan bli aktuell, avhengig av leteresultatene på nabofeltet Erlend og prospektet M.

Gassen fra Kristin vil bli transportert til Åsgard Transport gjennom en 18" rørsøyfe med total lengde på ca 27-28 km. Rørledningen følger den korteste traséen mellom plattformen og Åsgard Transport. Det er anslått at det vil bli nødvendig å grøfte ledningen over en strekning på ca 7 km, og mengden stein til steindumping er anslått til 65.000 m³. Gjennomsnittlig grøftedybde vil bli ca 1 m. Rørledningen vil utenfor sikkerhetssonen bli prosjektert slik at den er overtrålbar. Dette gjelder også tilkoblingspunkter.

For eksport av lettolje er det planlagt en 12" rørledning med en lengde på 20-22 km, belagt med 50 mm utvendig isolasjon. Rørledningen vil få en designkapasitet på 20.000 m³/d. Også for denne rørledningen vil det bli nødvendig med grøfting og steindumping.

Kapasitetsutnyttelsen i Åsgard Transport vil med innfasing av Kristin bli høy, og vil utgjøre en flaskehals ved innfasing av evt. nye felt fra Haltenbankenområdet. Det diskuteres flere tiltak for å øke kapasiteten i Åsgard Transport.

Statoil vurderer også alternative logistikk løsninger for olje- og kondensattransport fra Haltenbanken. En studie er igangsatt for å vurdere ilandføring gjennom rørledning og lagring på land. Eventuell beslutning om videreføring er planlagt tidlig år 2002. Konklusjonen fra denne studien kan endre Kristins konsept for transport av lettolje, under forutsetning av at dette gir uendret eller bedret økonomi for Kristin prosjektet. Oljetransport gjennom rørledning er ikke en del av Kristinprosjektet, og vil evt. bli gjenstand for en egen konsekvensutredning.

To alternative terminalløsninger for viderebehandling av rikgassen fra Kristin har vært vurdert: Kårstø og Kollsnes. Kårstø er valgt fordi dette alternativet gir størst verdiskapning for prosjektet, det gir ingen investeringsrisiko og det gir best muligheter for å redusere utslippene til luft.

På Kårstø vil det bli nødvendig med utvidelser for å ta hånd om rikgassen fra Kristin. Disse utvidelsene vil enten omfatte et nytt duggpunktsanlegg med kapasitet 27 MSm³/d, eller et nytt ekstraksjonsanlegg med samme kapasitet. Også andre løsninger kan tenkes. Disse anleggene er omtalt i denne konsekvensutredningen, men vil bli gjenstand for egne plan- og utredningsprosesser.

1.5 Havbunnsundersøkelser

Som en del av planleggingen av prosjektet vil det bli gjennomført kartlegginger av havbunnen. Hensikten med disse kartleggingene vil være:

- å finne den beste lokaliseringen for havbunnsinstallasjoner og de beste traséene for rørledninger
- å lokalisere eventuelle forekomster av kaldtvannskoraller som det vil være nødvendig å ta hensyn til ved fastlegging av rørledningstraséer, ved planlegging av brønnrammer og ved anleggsarbeid for øvrig.

Det er allerede gjennomført en topografisk kartlegging med multistråle ekkolodd, uten at det ble avdekket noen korallrev som er høyere enn 5 m. Videre undersøkelser vil omfatte områder for undervannsinstallasjoner, områder for oppankring av borerigg og plattform, samt traséer for rørledninger.

1.6 Lokalisering av driftsorganisasjon og forsyningsbase

Statoil er fra før operatør for feltene Åsgard og Heidrun. Begge disse feltene har driftsorganisasjonen i Stjørdal og hovedforsyningsbasen i Kristiansund.

Statoil har valgt å knytte driften av Kristin til de allerede etablerte lokalitetene på land i hhv. Stjørdal og Kristiansund. Dette er i tråd med de føringer som er gitt av myndighetene.

1.7 Naturressurser og miljøforhold i influensområdet

Den regionale konsekvensutredningen for Norskehavet gir en fyldig beskrivelse av naturressurser og miljøforhold i Haltenbankenområdet, og det henvises til den. I denne konsekvensutredningen omtales lokale forhold i området rundt Kristin, og i områdene langs de planlagte eksportørledningene.

Kristin ligger i Eggakanten i utkanten av Haltenbanken. Havdypet på Kristin er ca 360 m, mens de sentrale delene av Haltenbanken har dyp på 125 - 200 m. Vest for bankene stuper Eggaskråningen bratt ned i Norskehavet, til dyp større enn 1000 m.

Strømforholdene ved Kristin domineres av Atlanterhavsvann som strømmer nord/nordøstover, parallelt med Eggakanten og kysten. Nærmere kysten og over bankene

er det Kystvannet og den Norske kyststrømmen som dominerer. Over bankene dannes det virvler som kan oppholde organismer, næringsstoffer og forurensinger i lengre tid.

Hyppige og kraftige stormer bidrar til sterke strømmer, og bankområdene har et av de mest ekstreme bølgeklimatene på norsk sokkel. Vinder fra sørøst er typiske om vinteren, mens nordøst og sørvest er fremherskende vindretning om sommeren.

Havbunnen består i hovedsak av leire, og bunnforholdene er for øvrig karakterisert av et stort antall skuringsstriper med bredde 70 - 200 m og dybde 5 - 15 m.

Haltenbanken er generelt et miljøsensitivt område med betydelig drift av fiskeegg og larver, og med viktige forekomster av sjøfugl. Fisk og sjøfugl regnes som de mest sårbare ressursene i området. Sør og nord for Kristin er det viktige gyteområder for bl.a. norsk vårgytende sild, sei, torsk og hyse. Gytefeltene berøres ikke direkte av installasjoner eller rørledninger, men fiskelarver fra disse områdene vil kunne bli påvirket ved en eventuell utblåsning.

I de østlige delene av Haltenbanken er det påvist betydelige forekomster av kaldtvannskoraller. Foreløpige kartlegginger har ikke påvist tilsvarende korallforekomster i Kristin-området. Eventuelle større forekomster vil bli avdekket av de planlagte havbunnsundersøkelsene.

Området omkring Kristin er viktig for linefiske. Dette gjelder i særlig grad områdene fra omlag 350 m og dypere i Eggakanten, som regnes som meget viktige for linefiske. Disse områdene er også relativt viktige for konsumtrålfiske. Områdene i Eggakanten er også generelt viktige for garnfiske, men det foregår ikke noe slikt fiske av omfang i det området som berøres direkte av utbyggingen.

Kysten innenfor midtnorsk sokkel har internasjonal betydning som sjøfuglområde. Viktige fuglefjell og hekkeplasser brukes i vår- og sommermånedene, f.eks. Røst, Værøy og Lovunden, Vega og Vikna. Mange områder brukes i sommer- og høstmånedene under myteperioden (fjærfelling), og store områder både ved kysten og ute i havet brukes i høst- og vintermånedene ved trekk og overvintring.

1.8 Planlagte utslipp til luft

Utbyggingen av Kristin vil føre til utslipp til luft knyttet til borefasen, til marine operasjoner i forbindelse med rørlegging og installasjoner og i driftsfasen.

Driftsfasen vil stå for det aller meste av de totale utslippene av CO₂, og de viktigste kildene er forbrenning av gass i turbiner ved kraftgenerering og drift av eksportgasskompressor, samt dieselmotorer og fakling.

For NO_x vil en større del av utslippene skje i boreperioden, og være knyttet til forbrenning av diesel i dieselmotorer. På Kristinplattformen vil de viktigste utslippskildene være de samme som for CO₂.

Utslippene av metan skjer i hovedsak fra Kristin-plattformen i driftsperioden (fakling), og for en del også fra lagertankskipet. Utslippene av nmVOC skjer i all hovedsak fra lagerskipet i driftsperioden, men det blir også noe utslipp fra Kristin-plattformen knyttet til fakling.

De gjennomsnittlige offshore-utslippene av CO₂, NO_x og nmVOC pr. oljeekvivalent vil, med de utslippsbegrensende tiltak som er besluttet, ligge godt innenfor de målsettingstall som benyttes av OLF og Statoil. Utslippene til luft ligger også vesentlig lavere enn de prognoser som var lagt til grunn i den regionale konsekvensutredningen for Norskehavet. Dette skyldes bl.a. at utbyggingsomfanget er vesentlig redusert i forhold til hva en den gang så for seg for Haltenbanken Sør, samt at det i prosjektet er innebygd flere utslippsreducerende tiltak.

Utslippene fra Kristin vil, sammen med andre utslipp i området, kunne bidra til en svak økning i nitrogenavsetningen, og bidra til episoder med høyere korttidskonsentrasjoner av ozon. Økt dannelse av ozon vil kunne forårsake en merbelastning i forhold til tålegrenser.

Den regionale konsekvensutredningen konkluderer med at det er lite sannsynlig at nitrogenavsetningen vil ha målbar effekt på forsuringstilstanden i området. Påvirkningen på vegetasjonen vil være liten, og den vil ikke være merkbar på fauna.

CO₂ -innholdet i rikgassen må reduseres for å oppnå salgsgassspesifikasjonen. Maksimalt utgjør mengden CO₂-gass som må fjernes ca 135.000 tonn CO₂/år. Nødvendige anlegg på landterminalen for å ta hånd om Kristin-gassen vil bli behandlet gjennom egne konsekvensutredningsprosesser.

Alle turbiner på Kristin-plattformen planlegges i utgangspunktet utstyrt med lav-NO_x-teknologi. Videre planlegging vil vise om man av tekniske årsaker eventuelt må erstatte den ene med en dual fuel turbin.

På lagerskipet vil det bli installert anlegg som gjenvinner ca 75 % av avdampet nmVOC, og det vil videre bli vurdert tiltak for å oppfylle myndighetenes krav om reduksjon av nmVOC-utslipp ved lasting av olje.

Det er gjennomført prosessoptimaliseringsstudier for å minimalisere energi-, varme- og kjølebehov. Gass rekompresjon og lettoljeeksport er lagt opp med Variable Speed Drive, som gir lavere energiforbruk. Flere hjelpesystemer er planlagt slik at en har muligheter for å redusere energiforbruket etterhvert som produksjonen avtar.

Eksportgasturbinen vil bli utstyrt med varmegjenvinningsenhet som produserer nok varme til å dekke behovet på plattformen.

Høytrykksfakkelen planlegges lukket under normal drift.

Flere andre utslippsreducerende tiltak har blitt vurdert, men er forkastet først og fremst på grunn av uforholdsmessig høye kostnader.

Etablering av en elektrisk kabel for kraftutveksling mellom Kristin og Åsgard B blir fortsatt vurdert. En slik kabel vil medføre at den ene av de tre turbinene på Kristin kan sløyfes.

I den videre planlegging vil det også bli vurdert å lukke lavtrykks fakkelen.

1.9 Planlagte utslipp til sjø

Vannbasert borevæske og kaks fra boring med vannbasert borevæske planlegges sluppet ut i sjøen. Brukt oljebasert borevæske og kaks fra boring med oljebasert borevæske vil bli brakt til land for behandling.

Ved klargjøring av rørledningene vil disse bli fylt med ferskvann (feltrørledningene) eller sjøvann (eksport-rørledningene). Det vil det bli tilsatt fargestoff for trykktesting, samt oksygenfjerningskjemikalier. Det planlegges brukt lut for å hindre begroing. Videre planlegging kan komme til å vise at lut må erstattes av biosider, for å unngå uakseptable driftsforstyrrelser som følge av avleiringer i ventiler.

Innholdet i rørledningene vil bli sluppet ut i sjøen i forbindelse med tilknytning til plattformen/havbunnsbrønrammene.

Produsert vann planlegges sluppet ut til sjø sammen med kjølevann, på ca 14 m dyp. Størst mengder produsert vann forventes i år 2009, med gjennomsnittlig ca 1750 m³/d. Dette tilsvarer 3-4 % av de prognoserte utslippene av produsert vann i Haltenbanken/Norskehavet området for samme år.

Hydraulikkvæske for operering av ventiler på havbunnsrammene vil bli sluppet ut i sjøen .

Beregning av EIF (Environmental Impact Factor) er benyttet både som et verktøy for å sammenligne tiltak, og for å illustrere sannsynligheten for uheldige miljøeffekter ved utslipp av produsert vann. Med de tiltak som er besluttet (se nedenfor) viser beregningene at det bare er i små områder nær plattformen at den definerte grensen for miljørisiko vil overskrides. Dersom ny renseteknologi tas i bruk (CTour+) vil denne grenseverdien ikke bli overskredet i noen områder.

Det er også gjennomført doseberegninger for fiskelarver og raudåte. Beregningene er gjort med utgangspunkt i vesentlig høyere utslippsrater enn det som er aktuelt for Kristin, og med bruk av H₂S-fjerner. Likevel viser beregningene at forventede doser er mindre enn 100 ppb-timer.

Flytting av H₂S-fjerningsprosessen fra plattformen til landterminalen vurderes som det viktigste tiltaket for å redusere mulig miljøskade fra utslipp av produsert vann. På denne måten unngår en bruk og utslipp av H₂S-fjerningskjemikalier. Gjennomførte beregninger viser at sannsynligheten for uheldige miljøeffekter, målt som EIF (Environmental Impact Factor) reduseres med nær 70 %.

Gjennom bruk av ekstra korrosjonsbestandig materiale i feltrørledninger og i prosessutstyr på plattformen unngår en bruk og utslipp av korrosjonshemmende kjemikalier.

Tidspunktet for tømning av rørledninger før tilknytning til plattform og havbunnsrammer vil bli vurdert i samråd med Havforskningsinstituttet, for i størst mulig grad å redusere muligheten for uønskede effekter på fiskelarver og zooplankton.

Det legges opp til minst mulig bruk av kjemikalier som ikke står på PLONOR-lista (tidligere SFTs A-liste). Ved boring med vannbasert borevæske vil det bli benyttet en gjenbruksordning, som erfaringsmessig reduserer

forbruk og utslipp av borevæske med ca 30 %. Brønn- og pumpejobber vil bli gjennomført med minst mulig utslipp til vann.

Flere andre tiltak har blitt vurdert men forkastet. Dette gjelder for eksempel reinjeksjon av borekaks og borevæsker. Slik reinjeksjon har blitt vurdert som teknisk mulig, men på grunn av det høye trykket i Kristin-reservoaret har en kommet fram til at det ikke kan anbefales av sikkerhetsmessige årsaker.

Også reinjeksjon av produsert vann har blitt vurdert. Siden Kristin ikke har behov for vanninjeksjon som trykkstøtte, måtte dette i tilfelle skje gjennom en dedikert deponibrønn. Tiltaket ville medføre økte utslipp til luft og sjø, og kostnadene ville bli høye. Det er valgt å sette i verk alternative tiltak for å redusere mulige negative effekter av utslipp av produsert vann, slik det er beskrevet ovenfor.

Returledning for hydraulikkvæske er vurdert men forkastet, siden utslippene er små og skjer ved havbunnen, og siden hydraulikkvæsken som benyttes er lite miljøskadelig. Det er igangsatt et utviklingsarbeid med sikte på å komme fram til hydraulikkvæsker som har bedre tekniske egenskaper, og som også har tilfredsstillende økotoksikologiske egenskaper.

En ny renseteknologi; "C-tour+", er forventet å kunne fjerne også fenoler fra produsert vann, og på den måten ytterligere redusere risikoen for uheldige miljøeffekter. Det vil på Kristinplattformen bli lagt til rette for å benytte denne teknologien når den blir kvalifisert for praktisk bruk.

Det er gjort en vurdering av i hvilken grad avsetninger på sjøoverflaten av luftutslipp fra offshorevirksomheten bidrar til tilførselene til havet. Vurderingene indikerer at offshorevirksomhetens bidrag til nitrogenkonsentrasjonen i vannmassene er i størrelsesorden mindre enn 0,5 %. Utslippene av nmVOC vil i svært liten grad avsettes på sjøoverflaten.

1.10 Akutte utslipp og beredskap

Gjennomførte simuleringer viser at en undervannsutblåsning ikke vil gi noe oljeflak på overflaten, men blandes inn i vannmassene.

Ved en utblåsning på overflaten vil lettolje fordampe relativt raskt, og en andel vil også blandes ned i sjøen. Beregnet sannsynlighet for stranding er lav, og minimum drivtid vil i alle tilfeller være høyere enn 6 døgn.

Ved en eventuell undervannsutblåsning vurderes fiskelarver å være den mest sårbare ressursen, og da i første rekke fiskelarver av norsk vårgytende sild, som har gyteområder både sør og nord for Kristin.

Beregninger som er gjennomført viser at miljørisikoen knyttet til både undervannsutblåsninger og overflateutblåsninger ligger innenfor de akseptkriterier som Statoil benytter for "Felt-spesifikk risiko".

1.11 Arealbeslag og fysiske inngrep

Installasjon av bunnrammer og produksjonsboring planlegges gjennomført med en flyttbar rigg i perioden fra våren 2003 og ut år 2006. I den tiden boring pågår vil det bli opprettet en sikkerhetssone rundt boreriggene. Denne gir et midlertidig arealbeslag i en sone med radius 500 m.

Også rundt produksjonsplattformen vil det bli en sikkerhetssone med radius 500 m, og i tillegg har riggen et ankerområde med diameter omlag 2,5 km.

Ved legging av rørledninger vil leggefartøyet kreve restriksjoner på trafikken innenfor et område på inntil 10 km² rundt skipet.

Ujevn havbunn nødvendiggjør relativt mye steindumping og grøfting av rørledninger, selv om dette vil bli søkt redusert til et minimum.

Aktiviteter i anleggsfasen antas å kunne medføre noe større ulemper for fisket enn selve driftsfasen. Trålfiske har begrenset omfang i området, og det forventes liten ulempe eller fangstreduksjon for trålerflåten. For linefiske er det anslått at midlertidige arealbeslag i anleggsperioden kan medføre et samlet fangsttap, fordelt på fartøyene som fisker i området, tilsvarende fangstene for ett linefartøy i hovedsesongene.

Basisalternativet for plassering av produksjonsplattform og traséer for eksportørledninger berører ikke områder som er viktige for trålfiske. Det forventes derfor ikke negative effekter av betydning for fiskeriene.

En alternativ plassering av plattformen ca 10 km lenger vest vil berøre områder som karakteriseres som meget viktige for linefiske. I praksis vil dette kunne medføre et samlet fangsttap tilsvarende fangstene for ett linefartøy i hovedsesongene.

Mulige ulemper for fiskeriene og i forhold til koraller vil bli søkt redusert mest mulig gjennom havbunnskartlegginger og optimaliseringer av rørledningstraséer, slik at steindumping kan reduseres mest mulig.

1.12 Konsekvenser for oppdrettsnæringen

Det vurderes ikke som sannsynlig at en eventuell utblåsning på Kristinfeltet vil kunne forårsake oljeflak som når land og medfører konsekvenser for oppdrettsnæringen.

1.13 Samfunnsmessige konsekvenser

De totale investeringene til Kristin-prosjektet er estimert til ca 16 mrd. kr. Totale driftskostnader over feltets levetid er estimert til 6.575 mill. NOK (2001-kroner), eksklusive tariffier.

Nåverdien før skatt med 7% kalkulasjonsrente er 8.950 mill. NOK (2001-kroner). Nåverdien etter skatt med 8% kalkulasjonsrente er 1.530 mill.NOK (2001-kroner). Intern renten er 21,2% før skatt og 12,6 % etter skatt. Det er konkludert med at Kristin er et prosjekt med akseptabel økonomi.

Anslag viser at de samlede inntekter i driftsperioden kan utgjøre ca 60 mrd. NOK, og den samfunnsmessige lønnsomheten er høy. Som en illustrasjon på dette er den samfunnsmessige netto kontantstrøm beregnet til 12,2 mrd. NOK, neddiskontert til år 2001 med 7 % rente.

Utbyggingen av Kristin medfører økonomiske ringvirkninger både i utbyggingsfasen og i driftsperioden. I utbyggingsfasen anslås det at de nasjonale leveransene av varer og tjenester vil kunne utgjøre ca 50 %, og at de regionale leveransene vil kunne utgjøre ca 6-8 % av dette. De samlede nasjonale sysselsettingsvirkningene av Kristinutbyggingen er anslått til 24.000 årsverk. Den regionale sysselsettingsvirkningen er anslått til 550-600 årsverk pr. år i utbyggingsfasen, og i driftsperioden ca 390 årsverk pr. år.

2 Innledning

Statoil planlegger på vegne av samarbeidspartnerne en utbygging av Kristinfeltet, med en mulig framtidig tilknytning også av andre felt i området. I planene inngår bygging av en rørledning for eksport av gass, og en rørledning for eksport av lettolje til Åsgard C eller et annet lagerskip med samme lokalisering.

Kristin er et gass- og kondensatfelt lokalisert ca 20 km sør-vest for Åsgards installasjoner på Smørbukkkfeltet. Feltet ble oppdaget i 1997, og strekker seg over produksjonslisensene PL 134B, PL 199 og PL 257.

Planene innebærer rørtransport av gass og skipstransport av lettolje.

Det er lagt til rette for at Kristin skal kunne fungere som et feltcenter for den vestre delen av Haltenbanken, med framtidig tilknytning av flere funn i området. Dette vil gjøre det mulig å forlenge produksjonsperioden for Kristin, og å oppnå en god utnyttelsesgrad for ressursene i området.

Som en del av en større utredning vurderes også en mulig ilandføring av lettolje fra Haltenbanken gjennom rørledning. En slik løsning vil eventuelt bli gjenstand for en separat behandling, og er ikke en del av Kristin-prosjektet.

Kristin planlegges utbygget med 12 brønner boret fra 4 havbunns-brønnrammer. Brønnrammene knyttes opp mot en flytende produksjonseenhet i form av en halvt nedsenkbar plattform med full prosessering av både gass og lettolje. Stabilisert lettolje overføres gjennom rørledning til lagertankskipet Åsgard C eller et annet lagerskip på samme sted, og utskipes med skytteltankere derfra.

Gassen vil bli eksportert gjennom en ny tilknytningsledning til Åsgard Transport, og derfra videre til landanlegg på Kårstø.

Det ble sendt søknad om gassallokering for Kristin den 15. november 2000

En nærmere beskrivelse av utbyggingsalternativene er gitt i kapitlene 4 og 5.

I henhold til Petroleumlovens krav skal det utarbeides en Plan for utbygging og drift (PUD) og en Plan for anlegg og drift (PAD) for Kristin. Konsekvensutredningen skal utgjøre en del av disse planene.

Plan for utbygging, anlegg og drift av Kristin omfatter dermed følgende:

- Utbyggingsdelen av plan for utbygging og drift (PUD). Denne gjelder utbygging og drift av Kristin, inkludert alle feltinterne rør og havbunnsinstallasjoner.
- Anleggsdelen av plan for anlegg og drift (PAD). Denne gjelder tilknytningsrørledningen mellom Kristin og Åsgard Transport, og en lettoljerørledning mellom Kristin og Åsgard C. Konsekvensutredningen (KU). Denne omfatter boring, produksjon, lagring og transport av Kristin-ressursene, og er en del av PUD og PAD for Kristin. De anleggene som omfattes av PAD (eksportrørledninger og tilhørende installasjoner) er beskrevet i kapittel 5, mens de anleggene som omfattes av PUD er beskrevet i kapittel 4.

Utbyggingen av Kristin betinger at det gjennomføres modifikasjoner på mottaksanlegget på land. Det vil bli laget egne konsekvensutredninger for disse arbeidene.

2.1 Bakgrunn for utbyggingsplanene

Arbeidet med utbyggingskonseptet har foregått i flere faser. Fram til 1. januar 2000 var Saga operatør for feltet, og det ble arbeidet med utbyggingsplaner som også inkluderte enkelte andre nærliggende funn. Forslag til program for konsekvensutredning ble sendt ut til høring i februar 1998, og endelig utredningsprogram ble fastlagt av Olje- og energidepartementet (OED) den 17. juli 1998.

Samtidig arbeidet Statoil med planer for oppgradering av Åsgard Transport, og en eventuell grennrørledning fra Åsgard Transport til Kollsnes. Forslag til program for konsekvensutredning ble sendt ut til høring i mai 1998, og endelig utredningsprogram ble fastlagt av OED den 27. oktober 1998.

Statoil overtok som operatør for PL199 og Kristin feltutvikling fra 1. januar 2000. De planene som nå legges fram er redusert i omfang i forhold til planene for

feltutvikling som ble skissert i Sagas forslag til utredningsprogram i februar 1998. Dessuten omfatter planene både feltutbyggingen og transportløsningen.

OED har i brev av 29.08.2000 godkjent at de utredningsprogrammene som er referert til ovenfor legges til grunn for konsekvensutredningen. Utredningsprogrammene er i sin helhet tatt med i vedlegg B og C.

Et sammendrag av uttalelsene fra høringsrundene, sammen med Statoils kommentarer til disse, er presentert i kapittel 3.

2.2 Eierforhold og operatørskap for Kristin

Kristin-feltet og de aktuelle nabofeltene er lokalisert i blokk 6506/11 (PL 134B) tildelt 1987, blokk 6406/2 (PL 199) tildelt 1993 og deler av blokkene 6406/1 og 6406/5 (PL257) tildelt i 2000. Statoil er operatør for de tre lisensene. Rettighetshavere og fordeling av eierandeler for lisensene er vist i tabell 2.1. Eierandeler i Kristin-feltet vil bli fastlagt gjennom en samordning.

Tabell 2.1. Eierforhold for Kristin m/nabofelter

Kristin - lisenser - eierandeler			
Lisens	PL134B	PL 199	PL257
Blokk	6506/11	6406/2	6406/1+5
Statoil	48 %	46 %	73%
Petoro	-	27 %	-
Exxon/Mobil	-	15 %	15%
Norsk Agip	30 %	-	-
Norsk Hydro	12 %	12 %	12%
Total/Fina/Elf	10 %	-	-

Rettighetshaverne arbeider med samordning av Kristinfeltet og denne prosessen inkluderer også de øvrige forekomstene i lisensene.

2.3 Eierforhold og operatørskap for eksportørledninger

Gasseksportrøret mellom Kristin feltcenter og Åsgard Transport og transport røret for lettølje mellom Kristin feltcenter og lagerskipet er begge integrerte deler av Kristinutbyggingen og eierskapet vil være indentisk med det samordnede Kristinfeltet. Et eventuelt grenrør mellom Åsgard Transport og Kollsnes vil ha samme eierforhold og operatørskap som Åsgard Transport.

2.4 Lovverkets krav til konsekvensutredninger

Konsekvensutredninger er hjemlet i Petroleumslovens § 4-2. I Forskrift til Petroleumsloven § 20 heter det:

“Plan for utbygging og drift av en eller flere petroleumforekomster, jf. lovens § 4-2, skal inneholde en beskrivelse av utbyggingen og en konsekvensutredning”.

Denne bestemmelsen gjelder tilsvarende for PAD (Plan for anlegg og drift; § 29 i Forskrift til Petroleumsloven).

Denne konsekvensutredningen for Kristin dekker kravene til både PUD og PAD.

Konsekvensutredningen utarbeides på grunnlag av et utredningsprogram, jfr. § 22 i Forskrift til Petroleumsloven. Dette programmet tilpasses utbyggingens omfang og i hvilken grad utbyggingen anses omfattet av en konsekvensutredning for et større område. For Kristin er det lagt til grunn at området som utbyggingen skjer i er dekket av Regional konsekvensutredning for Norskehavet (Statoil m.fl. 1998, 1999), og det benyttes henvisninger til denne.

Forskrift til Petroleumsloven inneholder nærmere bestemmelser om konsekvensutredningen og hva den skal inneholde. I § 22a, første ledd, heter det:

"En konsekvensutredning i en plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst skal redegjøre for virkningene utbyggingen kan ha for næringsmessige forhold og miljømessige forhold, herunder forebyggende og avbøtende tiltak."

Innholdet av konsekvensutredningen er videre detaljert i de andre leddene i § 22a i forskriften. I tillegg er det utarbeidet en veileder for utarbeidelse av PUD/PAD, som i del 2 inneholder en veiledning til utarbeidelse av konsekvensutredningsdelen.

2.5 Formålet med konsekvensutredningen

Formålet med konsekvensutredningen er å :

- Beskrive utbygging og drift
- Utrede forventede konsekvenser for miljø, naturressurser og samfunn
- Beskrive muligheter som finnes for å redusere eller unngå negative konsekvenser
- Sikre at forhold knyttet til samfunn, miljø og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på lik

linje med teknisk/økonomiske og sikkerhetsmessige forhold.

- Bidra til å etablere et grunnlag for å belyse spørsmål som er relevante for den interne og eksterne beslutningsprosessen.
- Sikre offentligheten informasjon om og mulighet for medvirkning i prosjektet.

2.6 Forholdet til regional konsekvensutredning for Norskehavet

Det er utarbeidet en regional konsekvensutredning for Haltenbanken/Norskehavet (RKU Norskehavet, Statoil m. fl. 1998).

Kristin ligger innenfor det området som er omfattet av den regionale konsekvensutredningen, og denne legges derfor til grunn. Konsekvensutredningen for Kristin vil ha hovedfokus på tekniske løsninger og utslippsreducerende tiltak, samt lokale konsekvenser. I kapittel 9 er RKU Norskehavet nærmere beskrevet.

RKU-Norskehavet og RKU-vedlegget er tilgjengelig på følgende internett-adresser:

<http://www.statoil.com/hms/norskehavet>

2.7 Nødvendige søknader og tillatelser

Nedenfor er det gitt en oversikt over de viktigste tillatelser som må innhentes fra myndighetene i løpet av planprosessen. Behovet for å innhente andre tillatelser enn de som er nevnt, vil bli avklart i den videre planprosessen og gjennom behandling av konsekvensutredningen.

- Utslippstillatelser etter forurensningsloven i forbindelse med boring, installasjon, oppstart og drift. Myndighet er Statens forurensningstilsyn (SFT). Utredningsprogram og konsekvensutredning forutsettes også å dekke kravene til konsekvensanalyse etter forurensningslovens § 13.
- Samtykke til bruk av borerigg før boring av brønner (samtykkesøknad etter Petroleumsloven). Myndighet er Oljedirektoratet (OD).
- Produksjonstillatelse etter Petroleumsloven for utvinning, prosessering og fakling av hydrokarboner. Myndighet er Olje- og energidepartementet (OED).
- Tillatelse til anlegg og drift av transportsystem for hydrokarboner. Myndighet er OED.

Traséene for rørledningene vil gå i sjø, og det vil således ikke være behov for reguleringsmessige tiltak etter Plan- og bygningsloven.

I anleggsfasen for rørledninger kan det i kortere perioder være behov for visse restriksjoner på skipstrafikk. Trafikken vil i de aktuelle periodene og områdene bli regulert i samråd med Kystverket.

2.8 Oppfølging av myndighetenes styringssignaler for miljøarbeid

Følgende dokumenter gir sentrale føringer for arbeidet med miljøspørsmål innen olje- og energisektoren:

- St. meld. nr. 58 (1996-97): Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling
- St. meld. nr. 8 (1999-2000): Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand
- Olje- og energidepartementet: Miljøhandlingsplan for olje- og energisektoren 1999

I vedlegg D er det gitt en kort oversikt over viktige styringssignaler i de nevnte dokumentene.

2.8.1 Bransjens oppfølging av myndighetenes styringssignaler

"Nullutslippsrapporten"

Som en direkte oppfølging av St. meld. 58 (se ovenfor) har selskapene gjennom OLF (Oljeindustriens Landsforening) samarbeidet med myndighetene om mulighetene for å gjennomføre "0-utslipp" til sjø. Resultatet av dette arbeidet ble "Nullutslippsrapporten" som forelå i 1998. Med utgangspunkt i denne har selskapene gjennomgått alle felt og installasjoner for å vurdere hvordan 0-utslipp kan gjennomføres. Det foreligger en omfattende skriftlig dokumentasjon, med strategiplaner for hvert enkelt felt og installasjon.

Norsok Standard S-003; "Environmental Care"

Dokumentet omfatter design, konstruksjon, modifisering og fjerning av installasjoner for boring, produksjon og transport av petroleumsprodukter. Dokumentet er utarbeidet av oljeindustrien for å sikre gjennomføring av teknologi som minimaliserer uheldige miljøeffekter og tar hensyn til myndighetskrav. Dokumentet oppdateres jevnlig.

Miljøsok, rapport fase 1 og rapport fase 2

Miljøsøk har vært et samarbeidsforum mellom myndighetene og norsk olje- og gassindustri for å fremme miljøarbeidet på sokkelen. Gjennom dette arbeidet har en grundig analysert mulighetene for å oppnå redusert energiforbruk og reduserte utslipp til luft og vann i lys av de nasjonale målsettinger som er fastsatt av myndighetene. Rapportene inneholder statusbeskrivelser, utslippsprognoser og målsettinger om utslippsreduksjoner på kort og lang sikt.

2.8.2 Kristin-utbyggingen vurdert i lys av myndighetenes styringssignaler

Ved planlegging av Kristinutbyggingen er det lagt vekt på å redusere mulige skadevirkninger av utslipp til sjø. En oversikt over vurderte og besluttede tiltak er vist i kapittel 8. Nødvendig fjerning av H₂S vil bli gjort på land, for på den måten å unngå utslipp av miljømessig uønskede kjemikalier. I tillegg vil det bli tilrettelagt for å ta i bruk teknologi som er under utvikling for ytterligere rensing av produsert vann før utslipp.

For å redusere utslipp til luft er det gjennomført energi-optimaliseringsstudier. Som basisalternativ er det planlagt å utstyre alle turbiner med lav-NO_x-teknologi. Nødvendig reduksjon av CO₂ - innholdet i rikgassen for å oppnå salgsgassspesifikasjonen vil skje på land. Muligheten for å unngå utslipp av CO₂ f.eks gjennom videreforedling til næringsmiddelformål vil bli vurdert. Det vil i den videre planlegging også bli vurdert å etablere en kabel for utveksling av kraft mellom Kristin og Åsgard B. For ytterligere beskrivelse av tiltak vises til kapittel 7.

For å unngå skade på eventuelle verdifulle korallforekomster vil det bli gjennomført kartlegginger av havbunnen i forkant av utplassering av installasjoner og rørledninger.

2.9 Helse, arbeidsmiljø og sikkerhet

Kristin er et høy-trykk/høy-temperatur felt som stiller spesielle krav til helse, miljø og sikkerhet (HMS). Sikkerhet vektlegges særskilt ved utformingen av de tekniske løsningene.

Det er etablert et HMS-program med mål, krav og strategi.

Det overordnede HMS-målet for utbygging og drift av Kristin er at virksomheten ikke skal forårsake ulykker,

skade, tap, yrkesrelaterte sykdommer eller negative langtidseffekter på ytre miljø.

Det er utført sikkerhetsanalyser for hele Kristin utbyggingen. Analysene viser at konseptet tilfredsstiller relevante kriterier for risiko. Boring og komplettering av brønnene samt system for sikring mot overtrykking av de fleksible stigerørene har vært de vesentligste sikkerhetsmessige utfordringene og vil bli viet spesiell oppmerksomhet i det videre utviklingsarbeidet.

Ved utforming av plattformen er det lagt vekt på å oppnå et godt arbeidsmiljø ved utforming av sentralt kontrollrom, ved å redusere støybelastningen for personellet, ved å utforme gode systemer for materialhåndtering og værbeskyttelse.

Hensynet til helse, miljø og sikkerhet (HMS) står sentralt i planleggingen av de tekniske løsningene for Kristin, og alle aktiviteter vil være underlagt Statoils overordnede HMS-retningslinjer.

2.10 Saksbehandling og tidsplan for KU

Konsekvensutredningen (KU) er en del av PUD og PAD. KU skal sendes ut på en offentlig høringsrunde. OED forestår den offentlige høringsrunden og fastsetter høringsfrister.

Da Kristin-utbyggingen gjelder investeringer på mer enn 5 mrd. kr., tilligger det Stortinget å behandle planene og gi tillatelse til utbygging.

På bakgrunn av innsendt PUD/PAD, konsekvensutredningen og høringsuttalelsene til denne, utarbeider OED en Stortingsproposisjon som sendes på høring til berørte departementer. Etter denne høringsprosessen fremmer Regjeringen saken i Stortinget. Følgende tidsplan legges til grunn for konsekvensutredningen for Kristin. Tidsplanen er basert på oppstart for Kristin-produksjonen i år 2005.

- Innsending av KU-del av PUD/PAD: 21.mai 2001
- Innsending av PUD/PAD : 2.august 2001
- Høring av KU: juni-aug 2001
- Godkjenning PUD/PAD: desember 2001

En tidsplan for utbyggingsprosjektet er vist under kapittel 4.

2.11 Forkortelser benyttet i konsekvens- utredningen

Sm³ - Benevningen Sm³ benyttes innen oljebransjen for olje- og gassvolumer, og henspeiler på at volumene er standardisert for et trykk på 1 atm. og 15 °C. Dette er de samme betingelsene som ligger til grunn for definisjonen av m³ i det metriske system, og bokstaven S er derfor egentlig overflødig ved angivelse av volumer både av vann og olje. Benevningen er imidlertid innarbeidet innen petroleumsindustrien og brukes vanlig. For gass brukes det ulike målebetingelser. Mest vanlig er 0 °C og 1 atm (normal kubikkmeter) og 15 °C og 1 atm. (standard kubikkmeter). Statoil benytter den siste standarden, som altså benevnes Sm³.

GSm³ - milliarder standard kubikkmeter

MSm³ - millioner standard kubikkmeter

Sm³/sd - standard kubikkmeter pr. strømningsdøgn. Benyttes f.eks for å markere at et oppgitt utslipp bare gjelder for de dager det foregår produksjon

3 Utredningsprogrammet

Olje- og energidepartementet har i brev av 29.08.2000 godkjent at følgende utredningsprogrammer legges til grunn for utarbeidelse av konsekvensutredning for Kristin (tidligere omtalt som Haltenbanken Sør feltutbygging) og Kristin gasstransport:

- Program for konsekvensutredning - utbygging av Haltenbanken Sør. (Utarbeidet av Saga, godkjent av OED 17. juli 1998)
- Program for konsekvensutredning - Haltenbanken Sør gasstransport. (Utarbeidet av Statoil, godkjent av OED 27. oktober 1998)

De fastsatte utredningsprogrammene er i sin helhet gjengitt i vedlegg B og vedlegg C.

Utredningsprogrammet for feltutbyggingsdelen, som ble utarbeidet av Saga i 1998, gjaldt et noe mer omfattende utbyggingsprosjekt, der bl.a. også feltene Lavrans, Tyrihans og Trestakk var inkludert. Videre var det den gang en premiss for utredningsprogrammet at basevirksomheten skulle legges til Kristiansund.

Etter at Statoil overtok som operatør, har planene for feltutbyggingen blitt noe endret. Dette innebærer at feltene Tyrihans og Trestakk utgår, at det årlige produksjonsvolumet blir noe lavere, og at investeringene blir noe redusert. Driftsorganisasjonen er etter de nye planene forutsatt lagt til Stjørdal.

Planene for gasstransport, slik de var presentert i forslaget til utredningsprogram, omfattet flere alternative tilknytningspunkter for rørledningen fra Kristin til Åsgard transport. De reviderte planene omfatter kun alternativet med den korteste tilknytningsrørledningen.

Skifte av operatør og de endringer i utbyggingsplanene som er nevnt, endrer ikke i vesentlig grad de problemstillingene som er aktuelt å belyse i KU. Olje- og energidepartementet har derfor godkjent at de eksisterende utredningsprogrammene legges til grunn for en felles konsekvensutredning, som omfatter både feltutbygging og transport av gass, og som tar hensyn til de planendringer som er nevnt ovenfor.

I det følgende er gjengitt et sammendrag av de uttalelsene som framkom i høringsrunden for de to programmene, sammen med kommentarer fra operatøren.

Sagas kommentarer til uttalelsene (hentet fra Sagas utkast til konsekvensutredning, datert 1999) er gjennomgått av Statoil. Uttalelser som er relevante for de reviderte utbyggingsplanene er gjengitt i det følgende, sammen med kommentarer som viser hvordan uttalelsene er tatt hensyn til i arbeidet med planleggingen av prosjektet og i konsekvensutredningsdokumentet.

3.1 Sammendrag av uttalelser fra høringsrunden - feltutbygging

Følgende instanser har avgitt høringsuttalelse til "Program for konsekvensutredning - utbygging av Haltenbanken Sør", endelig fastsatt 17. juli 1998:

- Miljøverndepartementet
- Statens forurensningstilsyn
- Direktoratet for naturforvaltning
- Fiskeridepartementet
- Fiskeridirektoratet
- Havforskningsinstituttet
- Kommunal- og regionaldepartementet
- Møre og Romsdal fylkeskommune
- Kristiansund kommune
- Felles oljepolitisk utvalg for Trøndelag
- Nordland fylkeskommune

Et sammendrag av høringsuttalelsene er gjengitt i det følgende, sammen med Statoils kommentarer:

3.1.1 Miljøverndepartementet

Føre-var betraktninger er lagt stor vekt på i St.meld. 58 (1996-97). Miljøverndepartementet (MD) understreker at dette betyr en høyere fremtidig terskel for hva som kan betraktes som ikke kostnadseffektivt når det gjelder å oppnå 0-utslipp.

Full reinjeksjon av borekaks, alle typer forurenset vann og produsert vann, samt injeksjon av CO₂, bør vurderes, både mht. kostnader og miljøeffekter.

Spesielle forhold i utbyggingsområdet gir lang eksponeringstid overfor forurensinger. MD peker på de spesielle forholdene som oppstår ved at det dannes store virvler over bankene i området. Dette gir lang oppholdstid for vannmasser, forurensinger og organismer, noe som kan gjøre mange organismer ekstra sårbare ved at de utsettes for eksponering over lang tid. Tidlige stadier av fiskeegg

og larver vurderes som særlig sårbare. MD forventer at denne problemstillingen utredes særlig grundig.

En kartlegging/prioritering av sårbare ressurser og en vurdering av skadepotensiale for disse må legges til grunn for oljevernberedskap i kyst- og strandsonen. Dette er også pekt på av Statens forurensingstilsyn.

Kommentarer: Se kommentarer under *Direktoratet for naturforvaltning*.

3.1.2 Statens forurensingstilsyn

Statens forurensingstilsyn (SFT) forventer forpliktende opplysninger om utbyggingsløsninger og miljørelaterte tiltak som operatøren har bestemt seg for å gjennomføre. Det må gis en grundig begrunnelse dersom utslipps-reducerende tiltak som er beskrevet, ikke planlegges gjennomført. I den forbindelse pekes det spesielt på reinjeksjon av produsert vann, reinjeksjon eller oppsamling av brønnstrømmen ved brønntesting og tiltak for å redusere utslipp ved energiproduksjon.

Miljøovervåkingsprogram. Konsekvensutredningen bør inneholde en skisse av hvordan naturressurser og organismer som er spesielt utsatt for forurensning fra virksomheten skal følges gjennom miljøovervåkingsprogram.

Det må gjøres en gjennomgang av beredskapsorganisering og -behov. Konsekvensutredningen bør gi en oversikt over spesielle forhold knyttet til aktiviteter på Kristin som eventuelt kan gi grunnlag for en annen beredskapsorganisering enn den som er forespeilet i RKU Norskehavet. Det bør gjennomføres analyser tilsvarende dem som er gjennomført for RKU, for å avdekke spesielle forhold som kan ha betydning for beredskapen mot akutt forurensning.

Kobling til miljørisikoanalyse. SFT forutsetter at resultater fra miljørisikoanalysen for Haltenbanken Sør inngår i KU, sammen med analyser av forebyggende tiltak mot akutte utslipp.

Kommentarer: Se kommentarer under *Direktoratet for naturforvaltning*.

3.1.3 Direktoratet for naturforvaltning

Direktoratet for naturforvaltning (DN) henviser til de høringsuttalelser som er avgitt til den regionale

konsekvensutredningen for Haltenbanken/Norskehavet, og ber om at disse tas hensyn til ved utarbeidelse av KU for Kristin.

Kommentarer: Konsekvensutredningen vil beskrive alle planlagte utslipp til luft og sjø, og det vil bli gjort rede for gjennomførte miljørisikoanalyser som kan ha betydning for beredskap mot akutt forurensning.

Det vil bli gitt en oversikt over hvilke tiltak som planlegges gjennomført for å hindre eller redusere utslipp. Eventuelle tiltak som har vært vurdert, men som ikke planlegges gjennomført, vil også bli omtalt, og det vil bli gitt en begrunnelse for hvorfor en ikke planlegger å gjennomføre dem.

Reinjeksjon av forurenset vann, borekaks og produsert vann vil bli vurdert.

Det vil bli gjort rede for de oppfølgingsundersøkelser som planlegges. Eventuelle forekomster av kaldtvannskoraller vil bli fokusert, i tillegg til de rutinemessige overvåkingsundersøkelsene av sedimenter og vannkjemi.

De spesielle forholdene med virveldannelser er tatt hensyn til i den spredningsmodellen som er benyttet av SINTEF for å beskrive konsekvenser av utslipp av produsert vann. Det er igangsatt arbeid for å forbedre datagrunnlaget i disse modellene, slik at senere beregninger kan baseres på et mest mulig realistisk strømningsmønster.

3.1.4 Fiskeridepartementet

Produsert vann; mengde og innhold. Fiskeridepartementet (FD) forventer at KU gir detaljerte og sammenfattende oversikter over utslippskonsentrasjoner og årlige utslippsmengder for de ulike komponentene i produsert vann. Særlig er FD bekymret for konsekvensene av store mengder oppløste komponenter i produsert vann. Det samme er påpekt av Havforskningsinstituttet.

Utslipp til luft som havner på havoverflaten. KU må redegjøre for andelen av de forskjellige utslipp til luft som forventes å havne på havoverflaten. Havforskningsinstituttet har kommentert det samme.

Kommentarer: Se kommentarer under *Havforskningsinstituttet*.

3.1.5 Fiskeridirektoratet

Begrensninger på utøvelse av fiske. Fiskeridirektoratet (FiD) ber om at det i en eventuell søknad om innføring av begrensninger på fiske blir gjort rede for hvilke redskaper det søkes forbud mot, slik at en kan unngå at det blir lagt begrensninger på redskaper som ikke anses å være til hinder eller skade i forhold til installasjonene.

Kommentarer: Det planlegges kun etablert permanent sikkerhetssone rundt den flytende produksjonsinnretningen på Kristin. Konsekvensutredningen vil gjøre rede for hvilke ulemper som kan oppstå i forhold til fiskeutøvelse som følge av anleggsaktivitet og tekniske innretninger på feltet.

3.1.6 Havforskningsinstituttet

Havforskningsinstituttet (HI) mener at KU bør inneholde detaljerte opplysninger om:

- Produsert vann - årlig mengde totalt og av de enkelte komponenter som inngår, temperatur, saltholdighet og utslippsdyp. Det fokuseres særlig på innhold og utslipp av fenoler, BTEX-komponenter, PAH-komponenter, spormetaller og organiske syrer
- Metanol - årlig forbruk og utslipp
- Kjemikalier - kjemisk sammensetning av de ulike kjemikalierne, årlig forbruk og utslipp
- Luftutslipp som forventes å havne på havoverflaten

Kommentarer: Konsekvensutredningen vil gjøre rede for innholdet i produsert vann så langt opplysninger foreligger ved innsendelse, hvilke mengder som kan forventes, og hvilke tiltak som planlegges iverksatt for å hindre miljøskade ved utslipp. Det vil bli gjort en vurdering av mulighetene for reinjeksjon av produsert vann. Konsekvensutredningen vil også sammenligne utslippene fra Kristin med utslipp fra øvrige felt i området. På tilsvarende måte vil det bli gjort rede for kjemikaliebruk, herunder også bruk av metanol i forbindelse med oppstart og nedstenging.

Det vil bli gjennomført giftighetsstudier av vannløselige komponenter i Kristin lettolje, og mulighetene for miljøskade vil bli undersøkt gjennom beregning av EIF - Environmental Impact Factor. Konsekvenser av utslipp av produsert vann er for øvrig på generelt grunnlag utredet i RKU Norskehavet, og det vil bli henvist til denne.

Alle utslipp til luft vil bli beskrevet, herunder også utslippene av NO_x . Ved beskrivelser av miljøkonsekvenser vil en i stor grad henviser til de studier som er gjennomført som grunnlag for den regionale konsekvensutredningen for området, og som er beskrevet i RKU Norskehavet.

I forbindelse med utarbeidelse av Regional konsekvensutredning for Nordsjøen ble det av NILU (Norsk institutt for luftforskning) gjort en beregning av hvor stor del av utslippene av NO_x og $nmVOC$ som kan forventes å havne på havoverflaten. Denne vil bli referert, og det vil bli gjort et forsøk på å se N-bidraget fra offshore-virksomheten i perspektiv i forhold til øvrige N-bidrag i det aktuelle området.

3.1.7 Kommunal- og regionaldepartementet

Utredning av alternative baselokaliseringer. Kommunal- og regionaldepartementet mener det ikke er tilstrekkelig dokumentert at Kristiansund vil være den mest konkurransedyktige og samfunnsmessig mest lønnsomme lokaliseringen av basevirksomheten når også nye felter trekkes inn. Departementet ber om at Sandnes-sjøen/Brønnøysund utredes som et alternativ.

Kommentarer: I regi av Saga ble det gjennomført en utredning for å belyse konsekvensene av ulike lokaliseringalternativ for helikopter- og forsyningsbaser for Kristin- og Lavrans-feltene. Det ble vurdert en kombinert løsning med både helikopter- og forsyningsbase i Kristiansund, og en delt løsning med forsyningsbase i Sandnessjøen og helikopterbase i Kristiansund.

Etter at Statoil overtok som operatør har planene blitt endret, og utbyggingsomfanget er redusert. Lavrans, Trestakk og Tyrihans er ikke lenger inkludert i planene. Bl.a. på bakgrunn av dette var det behov for en ny vurdering av lokaliseringalternativer. Disse vurderingene, samt endelig valg av baselokaliteter, presenteres i konsekvensutredningen.

Når det gjelder lokalisering av base for landbasert driftsstøtte har det vært naturlig for Statoil som operatør å legge denne funksjonen til en av de allerede etablerte driftsorganisasjoner. Stjørdal er Statoils eksisterende driftsorganisasjon for felt i det aktuelle området, og bruk av denne er lagt til grunn for planleggingen. Dette er meddelt OED i brev av 12. juli 2000.

3.1.8 Møre og Romsdal fylkeskommune

Kristiansund bør velges som baselokaliserings- Basert på at Saga allerede har etablert et lettekontor og de gode forutsetningene som ligger i å drive feltet fra Kristiansund, anbefaler fylkeskommunen at det ikke utredes andre alternativer. Fylkeskommunen mener at en minimumsløsning for driftskontoret må være det en i utredningsprogrammet har omtalt som en selvstendig driftsenhet.

Etablerte industrielle miljøer bør benyttes. Fylkeskommunen oppfordrer utbygger til å utvikle en utbyggings- og driftsfilosofi som integrerer etablerte industrielle miljøer og gjør det mulig å engasjere små og mellomstore regionale bedrifter.

En samordnet ilandføring av lettolje fra Åsgard og Haltenbanken bør utredes. Videre bør en mulig transport av gass i en eventuell kondensat-rørledning utredes, med tanke på å øke den totale kapasiteten for gass på Tjeldbergodden.

Kommentarer: Når det gjelder landbaserte driftsfunksjoner har myndighetene uttalt at disse bør baseres på en organisering som sikrer effektiv ressursutnyttelse, både av selskapenes egne ressurser og av det støtteapparatet som baseselskaper og servicebedrifter representerer. Et fåtall, stabile driftsmiljøer som betjener flere felt samtidig vil være ønskelig. I tidligere stortingsmeldinger i forbindelse med NORSOK, Åsgard, Njord, Draugen, Heidrun og Norne er det gitt føringer som går ut på at eksisterende basevirksomheter bør benyttes, da basenes operasjonelle egnethet og kostnadene ved å anvende dem har stor betydning.

På denne bakgrunn vurderte Saga både Stavanger, Kristiansund og Stjørdal som lokaliseringsalternativer for landbasert driftsstøtte. Ved Statoils overtakelse av operatøransvaret pekte Stjørdal seg ut som eneste aktuelle lokaliseringsalternativer av landbaserte driftsstøttefunksjoner, og Statoil har i brev til OED den 12. juli 2000 meddelt at dette legges til grunn for konsekvensutredningen.

Når det gjelder lokaliseringsalternativer av forsyningsbase og helikopterbase har en vurdert både en kombinert løsning i Kristiansund, og en løsning med forsyningsbase i Sandnessjøen og helikopterbase i Kristiansund. Etter at Statoil overtok som operatør har en vurdert det som klart mest hensiktsmessig å benytte eksisterende baser i

Kristiansund, både for helikopter tjenester og forsynings tjenester, se kapittel 7.

Muligheten for å dra nytte av etablerte industrielle miljøer er ett av momentene som tillegges vekt i Statoils kontrakt- og anskaffelsesstrategi. Denne er gjort rede for i kapittel 18.

For samordnet ilandføring av olje og lettolje fra de ulike feltene på Haltenbanken, se kommentarer under Kristiansund kommune og under kapittel 3.2.

3.1.9 Kristiansund kommune

Samordning av drifts- og forsyningsfunksjon er viktig. Kristiansund kommune mener at samordning og integrasjon av drifts- og forsyningsfunksjon må tillegges stor vekt, og utgjøre en sentral del av utredningen av lokaliseringsspørsmålet. Leverandørindustrien i Kristiansund-regionen representerer stor bredde og tyngde både innen industri- og servicemiljøene. Betydningen av et etablert miljø med flere store industrielle partnere og operatører bør være en sentral del av utredningen.

Drift av påviste og framtidige felt bør inngå som en del av grunnlaget for utredning av samfunnsmessige virkninger i konsekvensutredningen, dersom RNU Norskehavet ikke tilstrekkelig utreder de samfunnsmessige virkningene ved flere funn i området.

Samordnet ilandføring av lettolje fra Åsgard og Kristin til Tjeldbergodden bør utredes.

Kommentarer: Samordning av drifts- og forsyningsfunksjon og muligheten for samordning med andre felt er momenter som har vært vurdert ved valg av lokaliseringsalternativer av hhv. driftsorganisasjon og forsyningsbase. Momenter ved valg av drifts- og forsyningsbaser er omtalt i kapittel 7. Se også kommentarene til uttalelsen fra Møre og Romsdal fylkeskommune.

En samordnet ilandføring av olje og lettolje fra Åsgard og Kristin har ikke vært en del hverken av Sagas opprinnelige planer, eller av Statoils reviderte planer for utbygging av Kristin. Som det er nevnt i innledningskapitlet blir ilandføring av lettolje fra Haltenbanken vurdert som del av en større utredning. Dersom det blir aktuelt å realisere slike planer vil de bli gjenstand for en separat utredningsprosess.

De samfunnsmessige virkninger av andre funn i Haltenbanken-området er ikke tema for denne konsekvensutredningen. Disse blir behandlet i den regionale konsekvensutredningen for området (RKU Norskehavet). Se også kommentarer under kapittel 3.2.

3.1.10 Felles oljepolitisk utvalg for Trøndelag, FOPUT

FOPUT mener at lokalisering av helikopterbasen må tas opp til ny vurdering, og viser til at Statoil har opprettet en referansegruppe for vurdering av helikoptertransport i selskapet. FOPUT viser til at det tekniske miljøet rundt helikoptrene har stor betydning for sikkerheten. Det refereres til NITO, som mener at værforholdene generelt er bedre på Værnes enn ved Kvernberget, noe som gjør at valg av Værnes gir bedre regularitet og dermed også bedre sikkerhet.

Kostnadmessige og samfunnsmessige konsekvenser knyttet til valg av helikopter-base på Værnes kontra Kvernberget må utredes.

FOPUT lister opp en rekke forhold som bør utredes i KU:

- mulige samarbeidsformer mellom operatører
- nærhet/mulighet for felles vakt, kontor- og renholdstjeneste
- rekruttering og kompetansetilgang ved ulike lokaliseringalternativer
- nærhet til Værnes' rutetilbud, infrastruktur i Stjørdal, pendle-avstand. Infrastruktur Trondheim
- politiske beslutninger og vedtak som legger føringer i forhold til lokalisering av driftsorganisasjon

FOPUT er opptatt av lokaliseringen av driftsorganisasjonen, og mener det bør komme klart fram i KU at samlokalisering av driftsorganisasjonen med forsyningsbasen er av mindre betydning i dag enn tidligere. Det anbefales at kun Stjørdal vurderes som lokaliseringalternativ for Trøndelag. De alternativene som i utredningsprogrammet er omtalt som hhv. "fremskutt logistikk funksjon" og "innkjøpt logistikk funksjon i Kristiansund" anbefales ikke utredet videre, da disse ikke anses å være i tråd med de føringer Stortinget har lagt til grunn for petroleumsvirksomhet nord for Stad.

KU bør anskueliggjøre de ulike driftsmodeller på en god visuell måte ved at det skjematisk vises hvilke disipliner/funksjoner, med antall personer, som legges inn i de ulike driftsmodellene.

FOPUT ønsker å få belyst gevinsten ved et samarbeid mellom Åsgard og Kristin når det gjelder helse, miljø og sikkerhet.

Kommentarer: Se kommentarer under foregående punkter, samt under kapittel 3.2.

3.1.11 Nordland fylkeskommune.

Nordland fylkeskommune mener at konsekvensutredningen bør inneholde en vurdering av hvilke tiltak innenfor Fylkeskommunens olje-, fisk- og miljøprogram som det er aktuelt å støtte. Fylkeskommunen etterlyser for øvrig informasjon om RKU-arbeidet.

Kommentarer: Det forutsettes at studier som i utredningsarbeidet gjennomføres for å belyse problemstillinger knyttet til olje og påvirkning av fisk fanger opp den sist oppdaterte kunnskap innen dette fagfeltet.

3.2 Sammendrag av uttalelser fra høringsrunden - gasstransport

Følgende instanser har avgitt høringsuttalelse til "Program for konsekvensutredning - utbygging av Haltenbanken Sør", endelig fastsatt av OED 27. oktober 1998 :

- Miljøverndepartementet
- Statens forurensningstilsyn
- Fiskeridepartementet
- Fiskeridirektoratet
- Havforskningsinstituttet
- Norges Fiskarlag
- Kystdirektoratet
- Oljedirektoratet
- Kommunal- og regionaldepartementet
- Felles oljepolitisk utvalg for Trøndelag
- Møre og Romsdal fylkeskommune

3.2.1 Miljøverndepartementet

Konsekvensene knyttet til bunnpreparering, steindumping og grøfting, og til disponering av rørledningene ved avvikling, representerer etter Miljøverndepartementets (MD) mening de største miljøpåvirkningene i dette prosjektet.

MD mener at konsekvensutredningen bør gi en foreløpig vurdering av kostnader/miljøeffekter av fjerning av rørledningene. Videre mener MD at miljøressursene i traséen må kartlegges på forhånd, og at det må iverksettes tiltak for å unngå å påvirke sårbare ressurser ved rørleggingsaktivitetene. Planer for, eller resultater av kartlegging/tiltak bør presenteres i konsekvensutredningen.

Effektene av bygging og drift av denne rørledningen bør ses i sammenheng med de totale effektene av petroleumsvirksomheten i området.

Kommentarer: Konsekvensutredningen vil beskrive naturressursene i influensområdet, redegjøre for planer for videre kartlegging av forekomster, samt hvilke tiltak som planlegges iverksatt for å hindre at miljøskade oppstår. Utredningsprogrammet anses som dekkende på dette punktet.

Konsekvensene av etablering av de nye rørledningene vil bli sett i sammenheng med konsekvensene av allerede eksisterende rørledninger i området.

Når det gjelder avvikling av rørledninger henvises det til kommentarene under Statens forurensingstilsyn.

3.2.2 Statens forurensingstilsyn

Utslipp til luft fra prosessering av gassen på Kårstø eller Kollsnes, og konsekvensene av slike utslipp, må etter SFTs mening inkluderes i konsekvensutredningen.

Utslipp i forbindelse med klargjøring av rørledninger bør nøye vurderes. Herunder bør en vurdere å bruke lut i stedet for tradisjonelle kjemikalier. Eventuelle fargestoffer for lekkasjetesting bør nøye vurderes, da disse kan være lite eller overhodet ikke nedbrytbare. Reinjeksjon av metanol, som brukes ved tørking av rørledningen før oppstart, bør vurderes som alternativ til utslipp. Dersom reinjeksjon ikke er mulig, bør utslipp til sjø foretrekkes framfor å frakte brukt metanol til land. Tidspunktet for et eventuelt utslipp av kjemikalieholdig vann er viktig, og konsekvensutredningen bør beskrive i hvilke perioder på året sannsynligheten for skader på det marine miljøet er minst. Ved senere vurdering av utslippssøknad forutsetter SFT at utbygger har tatt hensyn til vurderinger og anbefalinger fra Havforskningsinstituttet.

Avslutning av aktiviteten. SFT ber om at konsekvensutredningen inkluderer vurderinger knyttet til

etterlating kontra fjerning av rørledningene, samt konklusjoner fra disse vurderingene.

Utslippetsreducerende tiltak. SFT mener at KU bør inneholde en oversikt over hvilke tiltak man har bestemt seg for å gjennomføre for å redusere utslipp eller skadelige effekter av utslipp.

Kommentarer: Nødvendige modifikasjoner på landterminalen på Kårstø for å ta hånd om gassen fra Kristin vil bli behandlet gjennom egne konsekvensutredningsprosesser. Disse vil også beskrive utslipp til luft knyttet til gassprosessering og -komprimering.

Når det gjelder avvikling av rørledninger vises det til det utredningsprogrammet som er gjennomført av Olje- og energidepartementet, og som ligger til grunn for St.meld. nr. 47 (1999-2000): "Disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel". Ved avvikling av virksomheten skal det etter gjeldende retningslinjer utarbeides en avslutningsplan (§ 43 i Forskrift til Petroleumsløven). Det vil i KU bli gitt en oversikt over de innretninger som vil bli omfattet av en slik avslutningsplan, og det vil også bli gitt en foreløpig vurdering av hvordan rørledningene vil kunne disponeres (jfr. §22a i Forskrift til Petroleumsløven). Disse vurderingene vil bl.a. bygge på det nevnte utredningsarbeidet.

For øvrig anses utredningsprogrammet dekkende for de uttalelsene som gjelder klargjøring av rørledninger.

3.2.3 Fiskeridepartementet

Valg av den korteste traséen fra Kristin til Åsgard Transport. Fiskeridepartementet (FD) viser til uttalelsen fra Fiskeridirektoratet (FiD) som går inn for at den korteste traséen blir valgt.

Felles korridor med Troll rør inn til Kollsnes. Også her vises det til Fiskeridirektoratets uttalelse som anbefaler felles korridor for en eventuell grennrørledning til Kollsnes og rørledningen fra Troll. Dette vil minske arealbeslaget på viktige fiskefelt.

Utslipp ved klargjøring av rørledninger. FD ber om at Havforskningsinstituttet blir kontaktet ang. valg av kjemikalier og valg av tidspunkt for eventuelt utslipp av kjemikalieholdig vann.

Nødvendig med tillatelse etter Havne- og farvannsloven. FD peker på at det må søkes tillatelse i forhold til nevnte

lovverk, og at Kystverkets distriktskontor skal underrettes om aktivitet som kan forårsake vesentlige hindringer for den alminnelige ferdsel eller som i urimelig grad vanskeliggjør annen bruk. Det henvises til Forskrift av 2. juni 1992 nr. 426.

Kommentarer: KU vil beskrive relevante tekniske forhold ved prosjektet, og det vil bli gjort rede for hvilke arealbeslag utbyggingen vil innebære i anleggs- og driftsfasen. Disse arealbeslag vil ses i sammenheng med arealbeslag som følge av andre inngrep i området, beskrevet bl.a. i regionale konsekvensutredninger. For øvrig henvises det til kommentarer gitt under uttalelsene fra Miljøverndepartementet og SFT.

I tråd med anbefalingen fra SFT vil det bli tatt kontakt med Havforskningsinstituttet for å finne fram til en miljømessig akseptabel løsning i forbindelse med klargjøring av rørledninger.

Mens de opprinnelige planene utarbeidet av Saga omfattet flere alternative tilknytningspunkter for rørledningen fra Kristin til Åsgard Transport, innebærer de reviderte planene at den korteste traséen velges. Dette er i tråd med ønskene fra fiskerihold.

3.2.4 Fiskeridirektoratet

Steindumping på viktige trålfelt. Fiskeridirektoratet (FiD) fraråder steindumping på viktige trålfelt.

Kommentarer: Flere av Fiskeridirektoratets merknader er gjengitt og kommentert sammen med uttalelsen fra Fiskeridepartementet, se denne. Utredningsprogrammet anses dekkende for alle de forhold som blir tatt opp.

3.2.5 Norges Fiskarlag

Bunnundersøkelser må gjennomføres for å vurdere konsekvenser for utøvelse av fiske. Norges Fiskarlag (NF) henviser til utredningsprogrammet som antyder en avstand mellom de to parallelle rørledningene på opp mot 2,5 km dersom alternativet med lang tilknytningsrørledning velges, og dersom ankerbaserte leggefartøy benyttes.

Bunnundersøkelser må gjennomføres for å vurdere konsekvensene for utøvelse av fiske, herunder hvordan bunnforholdene i kombinasjon med avstanden mellom rørledningene påvirker bruk av trål.

Ankermerker. NF mener at det må vurderes alternative leggemetoder slik at en unngår ankermerker, som kan være til hinder for fiske.

Konsekvenser av bunnpreparering over større områder. NF stiller spørsmål ved hvordan steindumping, grøfting o.l over store områder vil påvirke økosystemet. Rørtraséer må velges slik at eventuelle korallforekomster ikke blir skadet.

Kommentarer: De reviderte planene innebærer at en har gått bort fra alternativet med en lang tilknytningsrørledning, og at en har valgt det korteste alternativet.

Tekniske forhold vedrørende optimalisering av trasé og leggeteknikker vil bli vurdert i konsekvensutredningen.. Det vises for øvrig til kommentarene gitt under uttalelsen fra Miljøverndepartementet.

3.2.6 Havforskningsinstituttet

Klargjøring av rørledninger. Havforskningsinstituttet (HI) viser til at en ved tilsvarende prosjekter har lagt vekt på at klargjøringskemikalier bare må slippes ut i perioder med liten biologisk aktivitet, og at forekomst av kaldtvannskoraller og gytefelt for sild må beskyttes.

Konsekvenser for kaldtvannskoraller og gytefelt for sild. HI har merket seg at konsekvenser for kaldtvannskoraller vil bli belyst i KU, og ber om at også opplysninger om gytetid, klekkesid og gytefelt for norsk vårgytende sild blir inkludert i konsekvensutredningen.

Kommentarer: Utredningsprogrammet anses for dekkende for uttalelsen fra Havforskningsinstituttet. KU for Kristin vil angi eventuelt utslippstidspunkt for klargjøringsvann fra rørledningene. KU vil, sammen med den regionale konsekvensutredningen, redegjøre for forekomstene av gytefelt for sild og konsekvensene for disse, samt konsekvensene for eventuelle forekomster av kaldtvannskoraller langs rørledningstraséene.

3.2.7 Kystdirektoratet

Konsekvenser for skipstrafikk ved ny rørledning inn til Kollsnes. Kystdirektoratet (KD) har ingen merknader til en eventuell ilandføring i eksisterende ledning til Kårstø, men peker på at ved en eventuell ny rørledning inn til Kollsnes bør KU belyse bl.a. forholdet til ferdselen både i legge- og driftsfasen.

Oversikt over berørte myndigheter. KD etterlyser en oversikt over berørte myndigheter og hvilke tillatelser som er nødvendige i forhold til forskjellige lover og regler.

Kommentarer: KU vil inneholde en redegjørelse for mulige konsekvenser for ferdsel på sjøen i de aktuelle områdene i anleggs- og driftsfasen.

En oversikt over de myndigheter som i plansammenheng vil bli berørt av tiltaket, samt hvilke tillatelser som må innhentes, vil bli presentert i KU.

3.2.8 Oljedirektoratet

Beskrivelse av alternative løsninger. Oljedirektoratet (OD) understreker viktigheten av at bl.a. kapasiteter, gassforbruk, utslipp og kostnader blir beskrevet for et tilstrekkelig antall løsninger for å finne fram til den beste og mest fleksible løsningen mht. ressursforvaltning, energieffektivitet, miljø og økonomi.

Mellomkompresjon på land bør vurderes. OD mener at transport med mellomkompresjon på land bør vurderes, da dette kan redusere behovet for kraft ute på feltene, og dermed også redusere forbruket av brenngass og utslipp til luft.

Kommentarer: Det planlagte rørledningsprosjektet omfatter kun tilknytningsrørledning fra Kristin til Åsgard Transport, og en eventuell grennrørledning fra Åsgard Transport til Kollsnes. Kraftforsyning fra land vil ikke inngå som del av konsekvensutredningen for den delen av prosjektet, men derimot bli omtalt for den delen av utredningen som omhandler feltutbyggingen.

Åsgard Transport-rørledningen er allerede lagt, og mellomkompresjon av gassvolumene i denne rørledningen anses i dagens situasjon ikke å være aktuelt ut fra økonomiske og ressursmessige forhold. KU vil imidlertid gjøre rede for eventuelle økninger i utslipp til luft fra andre felt som følge av trykkoppgradering av gasstrømmen i Åsgard Transport.

3.2.9 Kommunal- og regionaldepartementet

Tillatelse fra Direktoratet for brann- og eksplosjonsvern (DBE). Kommunal- og regionaldepartementet peker på at det vil være nødvendig å innhente tillatelse etter Lov om brannfarlige varer samt væsker og gasser under trykk.

Kommentarer: Det planlagte prosjektet omfatter kun nye rørledninger i sjø.

I forbindelse med en utvidelse av gassbehandlingsanlegget på Kårstø vil det bli søkt om godkjenning i forhold til lovgivningen om brann og eksplosjonsvern. Slik søknad vil bli fremmet separat i tilknytning til planleggingen.

3.2.10 Felles oljepolitisk utvalg for Trøndelag

Ilandføring og prosessering av gass i Midt-Norge, f.eks. Tjeldbergodden, må utredes. Felles oljepolitisk utvalg for Trøndelag (FOPUT) mener at det ikke er tilstrekkelig dokumentert at ilandføring og prosessering på Kårstø eller Kollsnes vil være mer konkurransedyktige og samfunnsmessig mer lønnsomme løsninger enn ilandføring i Midt-Norge. Ilandføring og prosessering i Midt-Norge, og transport av salgsgass herfra i rørledning til Europa, bør utredes.

Ilandføring av all rikgass og lettolje fra Haltenbanken Sør og Åsgard til Midt-Norge. FOPUT mener at en slik løsning vil gi det beste grunnlaget for å sikre framtidig konkurransedyktig og samfunnsmessig lønnsom utbygging av olje- og gassressursene på Midt-Norsk sokkel. En slik løsning bør derfor utredes.

Total konsekvensutredning av alle kostnader knyttet til de tre ilandføringsalternativene Kårstø, Kollsnes og Midt-Norge. FOPUT mener OED bør pålegge Statoil å gjennomføre en slik utredning.

Kommentarer: Ved valg av transportløsning for gass fra Kristin er det lagt vekt på i størst mulig grad å utnytte ledig kapasitet i eksisterende infrastruktur (rørledninger og landanlegg) for å få en mest mulig kostnadseffektiv utbygging. På den bakgrunn er ilandføring av gass fra Kristin til Midt-Norge ikke inkludert i planene.

Fra Kårstø og Kollsnes er det ledig kapasitet for eksport av salgsgass til kontinentet i hhv. Europipe II og Zeepipe II A/B rørledningene. Videre er det ledig kapasitet for transport av rikgass fra Haltenbanken til Kårstø eller Kollsnes i rørledningen Åsgard Transport. For eventuell ilandføring til Kollsnes vil det kreves en grennrørledning fra Åsgard Transport til Kollsnes.

Haltenpipe-rørledningen vil ikke kunne benyttes tilsvarende for ilandføring av rikgass fra Haltenbanken til Tjeldbergodden, da den ikke har tilstrekkelig ledig

kapasitet. Ledig kapasitet i Haltenpipe er omlag 1,4 GSm³/år, mens rikgassmengden som det kan bli aktuelt å transportere fra Kristin alene er i størrelsesorden 5,84 GSm³/år. Ilandføring til Tjeldbergodden ville derfor gjøre det nødvendig med en ny rørledning fra feltet.

Videre finnes det ikke transportmulighet fra Tjeldbergodden til kontinentet. Det måtte derfor eventuelt etableres en ny tørrgassledning fra Tjeldbergodden og sørover til Oseberg/Kollsnes/Heimdal-området, som er det nærmeste mulige tilknytningspunktet til eksisterende eksportsystem for tørrgass til Europa.

Dette ville innebære betydelige tilleggskostnader i forhold til ilandføringsalternativene Kårstø og Kollsnes. Eventuelle samordningsgevinster ved å integrere et gassprosesseringsanlegg for Kristin med eksisterende anlegg på Tjeldbergodden ville på den annen side bli mindre enn tilsvarende gevinster som kan oppnås på Kårstø og Kollsnes.

Ilandføring av lettolje fra Kristin og fra Åsgard er vurdert internt i oljeselskapene som en del av Haltenbanken Sør samordningsprosjekt. De studier som ble utført i den forbindelse viste at det den gang ikke var kommersielt grunnlag for et væsketransportør til land, basert på lettoljevolumene i Kristin og Åsgard-feltene.

Disse spørsmålene blir nå vurdert på nytt i en større sammenheng. Dersom det skulle bli aktuelt å etablere en slik rørledning for ilandføring av lettolje, vil den bli gjenstand for en selvstendig behandling, med utarbeidelse av en egen konsekvensutredning.

3.2.11 Møre- og Romsdal fylkeskommune

Alternativ ilandføring i Midt-Norge må utredes. I likhet med Felles oljepolitisk utvalg for Trøndelag mener Møre- og Romsdal fylkeskommune at det må gjennomføres en grundig utredning av ilandføring til MidtNorge. Tjeldbergodden bør utredes som det tredje store knutepunktet for prosessering og lagring av gass og lettolje fra norsk sokkel, og en slik utredning bør komme i forkant av investeringer i nye gassrørledninger til Nordsjøen fra Midt-Norsk sokkel.

Kommentarer: Se kommentarer under uttalelsen fra Felles oljepolitisk utvalg for Trøndelag.

3.2.12 Kristiansund kommune

Samordnet ilandføring av gass og olje/lettolje fra Åsgard og Kristin til Tjeldbergodden. Kristiansund kommune viser til betydelige funn på Midt-Norsk sokkel, og ber spesielt om at mulighetene for prosessering av ilandført gass i MidtNorge blir utredet.

Kommentarer: Se kommentarer under uttalelsen fra Felles oljepolitisk utvalg for Trøndelag

3.3 Underlagsrapporter for KU

Gjennom planleggingsprosessen er det utført en rekke studier i regi av Saga. En del av disse studiene er relevante også for den utbyggingsløsningen som det nå søkes om; se oversikten i tabellen nedenfor:

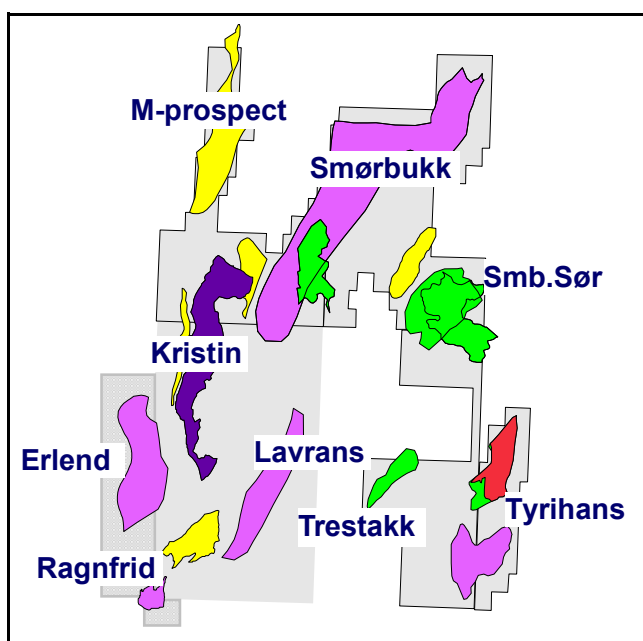
Tabell 3.1 Oversikt over gjennomførte studier ved utarbeidelse av konsekvensutredning for Kristin

Studie	Utførende institusjon	Nøkkelord
Haltenbanken Sør, fase 1. Samfunnsmessige konsekvenser	Agenda Utredning og Utvikling	Beregning av samfunnsmessig lønnsomhet, virkninger på investeringsnivået på sokkelen, muligheter for vare- og tjenesteleveranser fra norsk og regionalt næringsliv under utbygging og drift
Lokalisering av baser for feltene Kristin og Lavrans	Asplan Viak	Belyse konsekvenser av ulike lokaliseringalternativ for helikopter og forsyningsbaser for Kristin og Lavrans feltene
Life cycle assessment of CO ₂ removal from exhaust gases from gas turbines at Snorre B and Kristin TLP	Det Norske Veritas	Livsløpsanalyse for CO ₂ fjerningsanlegg, inkl. produksjon, drift og avvikling av renseanlegg for CO ₂ fra eksosgass
Geophysical/ economical feasibility study of ocean disposal of CO ₂ at Haltenbanken	Nansen Environmental and Remote Sensing Center	Dypvannsdeponering av CO ₂ ; spredning i Norskehavet/ Atlanterhavet, miljøvirkninger, kostnader
Forvitringsegenskaper Lavrans og Kristin lettolje. Stokastiske drivbaneberegninger ved overflate- og undervannsutslipp for Kristin lettolje	SINTEF Kjemi	Uttesting av forvitring av lettolje i laboratorium, som underlag for prediksjon av fordampning, nedblanding og spredning ved søl på havoverflaten. Forvitnings dataene er benyttet i spredningsberegninger for lettolje søl fra Kristin
Blowout frequency assessment Kristin Development	Scandpower	Beregning av frekvens for uhellsutslipp av lettolje på Kristin TLP, basert på aktivitetsplan og planer for avbøtende tiltak
Konsekvensanalyse for utblåsninger og utslipp av produsert vann fra Kristin feltet på Haltenbanken	SINTEF Kjemi	Spredningsberegninger og risikovurderinger for utblåsning (overflate og undervannsutblåsning) og utslipp av produsert vann. Vurdering av miljørisiko ved utslipp av produsert vann sammenlignet med ulike grader av reinjeksjon.
Giftighetsstudier av vannløselige komponenter i Kristin lettolje	SINTEF Kjemi/ Havforsknings-instituttet	Kjemisk karakterisering av vannløselig fraksjon. Giftighetsstester av vannløselig fraksjon overfor sildelarver.
Miljørisikoanalyse for utbygging på Haltenbanken Sør (HLBS). Kondensatutslipp fra Kristin TLP	Det Norske Veritas/ SINTEF Kjemi	Miljørisikoanalyse av kondensatutslipp, med hovedvekt på undervannsutslipp og effekter på larver av sild og sei, og raudåte.
Haltenbanken Sør. Fiskerimessige virkninger	Agenda Utredning og Utvikling	Beskrivelse av fiskerier i område, og vurdering av konsekvenser av utbyggingen overfor fiskerier lokalt
Kristin Blowout Frequency	Statoil	Beregning av utslippsfrekvenser ved en ukontrollert utblåsning på Kristin-feltet
Kristin, vurdering av miljørisiko og behov for oljevernberedskap	Statoil	En vurdering av miljørisiko og påfølgende beredskapsbehov knyttet til planlagt boring og produksjon på Kristin-feltet
Nitrogenutslipp fra offshorevirksomheten på Haltenbanken. Betydning for tilførsel av nitrogen til sjø	Statoil	En beregning av offshorevirksomhetens bidrag til N-tilførsler til sjøområdene
Beregning av maksimal utblåsningsrate på Kristin	Statoil	Beregning av maksimal teoretisk utblåsningsrate for Kristin

4 Beskrivelse av Kristin feltutbygging

4.1 Letehistorie

Kristin ble påvist i 1997, og det er boret 3 letebrønner. Lavrans-feltet ble funnet ved årsskiftet 1994/1995 mens Ragnfrid ble påvist i 1998 og Erlend i 1999. M-prospektet bores våren 2001.



Figur 4.1 Oversikt over Kristin og nærliggende felter

4.2 Reservoargeologi

Kristin-reservoaret består av Midtre Jura-formasjonene Garn og Ile, med en tykkelse på hhv. 120 m og 90 m, adskilt av den 40 m tykke Not skiferen. Det er foreløpig ikke boret i de underliggende Tofte-, Tilje- og Åre-formasjonene, men det regnes med stor sannsynlighet for gass i Tofte.

Hydrokarbonene på Kristin ligger på 4600 - 5000 m dyp. Kristin er klassifisert som et høyt trykk/høy temperatur-felt (HTHT), med et initielt reservoartrykk på ca 900 bar og reservoarstemperatur på ca 165 °C.

4.3 Reserver og produksjon

De forventede tilstedeværende reservene er hhv. 79 GSm³ våtgass og 87 MSm³ væske. De forventede utvinnbare reservene på Kristin framgår av tabell 4.1.

Platåproduksjonen fra Kristin-utbyggingen er forventet å kunne bli 18,3 MSm³ gass/sd til Åsgard Transport (tilsvarende 5,0 GSm³ salgsgass/år ut fra Kårstø) og opp mot 20.000 Sm³ stabilisert lettolje/sd levert til lager. Lettoljeproduksjonen tilsvarer ca 55 skytteltankerlaster pr. år mens produksjonen er på topp.

Produksjonsperioden for Kristin er anslått til 2005 - 2016/18. Tilknytning av nabofelter som satellittutbygginger er forventet å forlenge platåproduksjonen og produksjonsperioden vesentlig.

I tabell 4.1 er de utvinnbare resursene vist, basert på en produksjonsperiode på 20 år.

Tabell 4.1. Forventede utvinnbare reserver på Kristin

Våtgass	Salgsgass*	Lettolje	NGL
GSm ³	GSm ³	MSm ³	tonn
42,2	34,9	34,6	8,5

* teoretisk gassvolum med brutto varmeverdi 40 MJ/Sm³

4.4 Utbyggingsløsninger som har vært vurdert

Feltplanleggingsarbeid begynte allerede i 1996 basert på funn i Lavrans.

Følgende løsninger ble vurdert for Lavrans:

- TLP (strekstagsplattform)
- Semi (halvt nedsenkbar plattform)
- FPSO (produksjonsskip - Floating Production, Storage and Offloading unit)
- Monotårn
- Undervannsutbygging knyttet opp til Åsgard

En Semi og undervannsutbygging knyttet opp til Åsgard ble på det tidspunktet vurdert å være de mest aktuelle løsningene, og ble meldt inn til Forsyningsutvalget's forsyningsanalyse i september 1996.

Et halvt år senere (februar 1997) var TLP-løsninger modnet mer, og dette sammen med en FPSO ble nå meldt inn til Forsyningsutvalget som aktuelle løsninger. Ingen av løsningene viste seg å være tilstrekkelig konkurransedyktige.

Da Kristin ble påvist ble fokuset endret fra Lavrans til områdeutbygging og separat Kristin utbygging.

Følgende produksjonsanlegg ble vurdert :

- TLP
- Semi
- FPSO
- FPU (Floating Production Unit)

Høsten 1997 besluttet man å fokusere på TLP, grunnet usikkerheten i undervannsutbygging på grunn av de høye trykk og temperaturer som er i Kristin.

Samtidig ble det igangsatt samordningstudier for alle feltene som var inkludert i det som den gang gikk under navnet Haltenbanken Sør, og dette ledet opp til beslutningen om å danne Haltenbanken Sør Unit med det formål å samordne utbygging og drift av alle feltene i Haltenbanken Sør. En stor TLP plassert på Kristin var basis for innmeldingen til Forsyningsutvalget i februar 98, og denne løsningen ble også skissert i utredningsprogrammet for denne konsekvensutredningen, utarbeidet av Saga våren 1998.

Økonomien i denne løsningen viste seg etterhvert å være for dårlig. Det ble derfor besluttet å fokusere på en fasert utvikling, der fase 1 var en TLP på Kristin. Pga av høye kostnader initierte Saga arbeid med utvikling av Kristin basert på en Semi eller en FPSO, alternativt en subsea-tilknytning til Åsgard B.

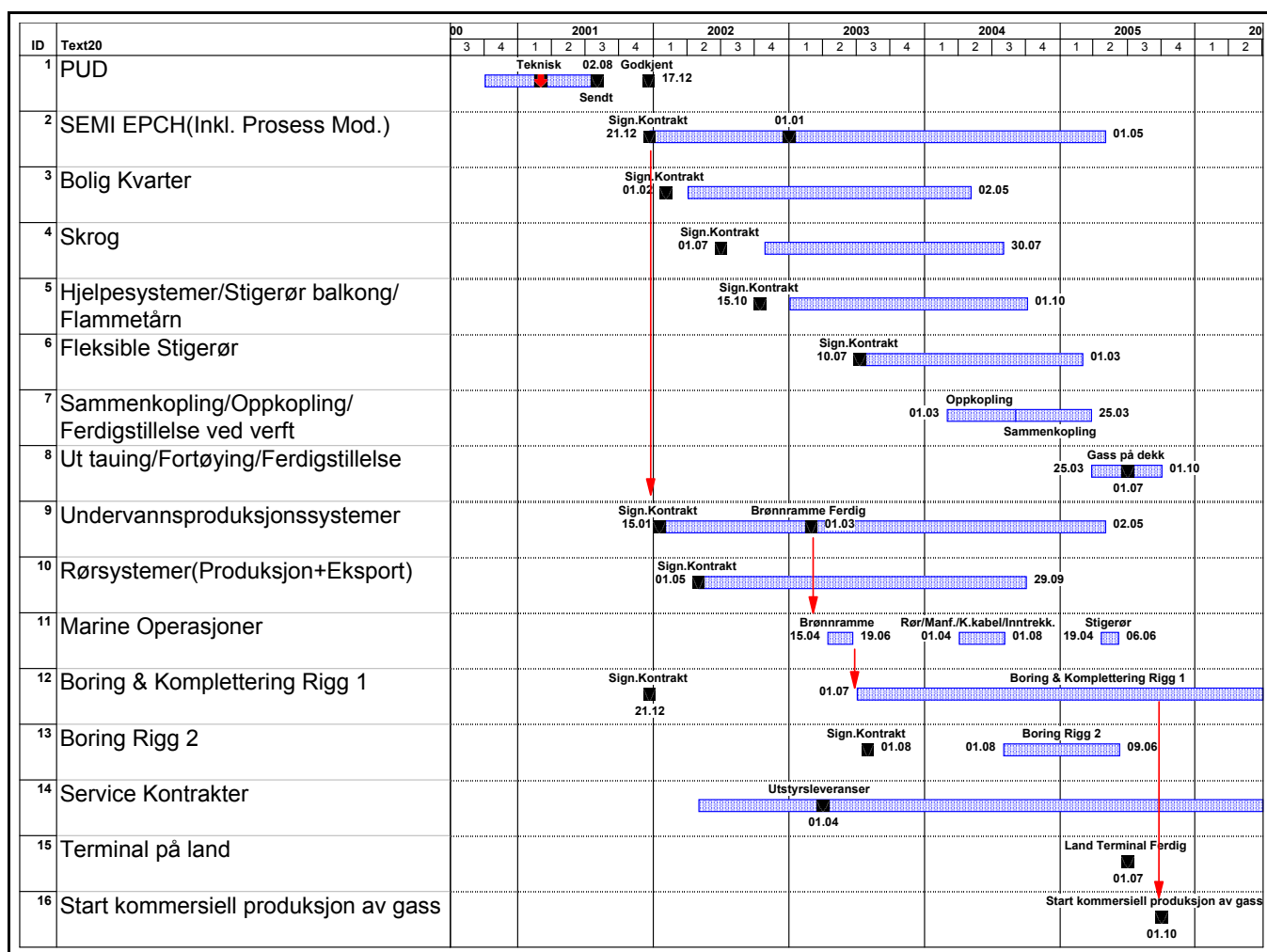
Statoil som ny operatør fortsatte det arbeidet Saga hadde påbegynt og utredet videre Semi og FPSO løsninger for Kristin, mens en undervannsutbygging med tilknytning til Åsgard B ble lagt til side grunnet for svak økonomi og for store usikkerheter.

En separat utbygging av Kristin med havbunnsbrønner knyttet opp mot en flytende produksjonsplattform blir nå vurdert som det mest lønnsomme alternativet. Senere tilknytning av omkringliggende felter er aktuelt.

4.5 Tidsplan for utbyggingen

En tidsplan for utbyggingsprosjektet er gitt i figuren nedenfor. Følgende viktige milepæler gjelder:

Innsending av konsekvensutredning:	21. mai 2001
Innsending av utbyggingsdel av PUD/PAD	2. august 2001
Godkjenning av PUD/PAD:	desember 2001
Utplassering av brønner:	april 2003
Start produksjonsboring:	juli 2003
Uttauing av produksjonsplattform:	mars 2005
Produksjonsstart:	4. kvartal 2005



Figur 4.1 Tidsplan for utbygging av Kristin

4.6 Bore- og anleggsfasen

Det er planlagt i alt 12 produksjonsbrønner. Av disse planlegges 8 stk. boret før produksjonen fra reservoaret starter. Alle brønnene vil ha en vinkel på 50-60° gjennom reservoaret. Dette vil bidra til å sikre høy produktivitet, forebygge sandproduksjon og forenkle kompletteringsarbeidet.

Reinjeksjon av borekaks er vurdert, men forkastet. Dette skyldes en kombinasjon av at det ikke finnes gode formasjoner for injeksjon, og at det høye reservoartrykket ikke gjør det sikkerhetsmessig forsvarlig med injeksjon.

Borekaks som er forurenset med hydrokarboner planlegges derfor tatt til land for forskriftsmessig behandling.

4.7 Valgt utbyggingsløsning for Kristin

Havdypet på Kristin-feltet er ca 360 m. Feltet planlegges bygget ut med fire havbunns-brønnrammer knyttet opp mot en flytende produksjonsenhet. Havdypet der produksjonsenheten ankres opp er 315 m.

Det planlegges plassert to brønnrammer i den sentrale delen av feltet (S og R), og to brønnrammer i den nordre delen av feltet (P og N). Hver av de to søndre brønnramme vil bli direkte knyttet til produksjonsenheten med 2 stk. 10" brønnstrømsrørledninger. For de to nordre brønnrammene planlegges det 1 stk. brønnstrømsrørledning for hver brønnramme. Hver brønnramme har plass til 4 brønner, og det vil i alt bli boret 12 brønner. Avstanden mellom brønnrammene og produksjonsenheten varierer mellom 5,5 og 7 km.

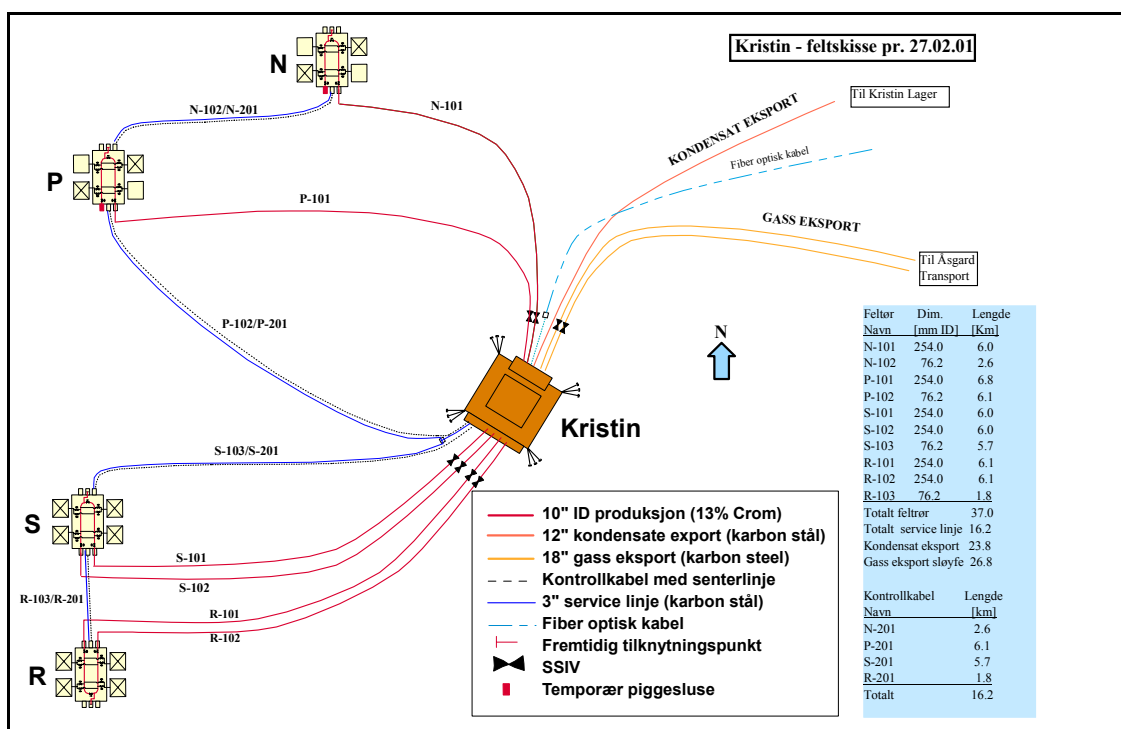
Det vil bli lagt separate kontrollkabler og injeksjonsledninger til de to søndre og de to nordre brønnrammene, se figur 4.3.

Brønnrammene vil bli arrangert slik at det senere vil være mulig å knytte til satelittbrønner dersom nødvendig. Alle feltrørledninger vil bli utført i spesielt korrosjonsbestandig stål (13 % Cr).

Ved brønnhodene vil trykket ved produksjonsstart være ca 740 bar og temperaturen ca 130 - 160 °C.

Hver enkelt brønn vil bli utstyrt med ventiler for å regulere trykket i brønnstrømsrørledningen ned til 240 bar. Det vil bli installert trykk-beskyttelses-systemer på brønnrammene (HIPPS) som en andre barriere for å beskytte brønnstrømsrørledninger og stigerørledninger mot overtrykk.

For å sikre at brønnstrømmen er tilstrekkelig avkjølt før den når stigerørledningene opp mot produksjonsenheten, må brønnstrømsledningene ha en minimum lengde på ca 5 km.



Figur 4.3 Skisse over utbyggingsløsning for Kristin. Havbunnsinstallasjoner, feltrørledninger og produksjonsenhet

Den halvt nedsenkbare plattformen (SEMI) blir utstyrt for full prosessering av både gass og lettolje. Stabilisert lettolje overføres gjennom rørledning til lagertankskipet Åsgard C, evt. et annet lagerskip. Avstanden mellom Kristin og Åsgard C er ca 22 km. Rørledningen vil få en diameter på 12 3/4".

Gassen vil bli eksportert gjennom en ny tilknytningsledning til Åsgard Transport, og derfra videre til landanlegg på Kårstø.

Kristin-gassen har et CO₂-innhold på ca 3,5 %. Det er ikke mulig å fortynne gassen slik at en oppnår salgsgassspesifikasjonen ved tilkoblingspunktet på Åsgard Transport. Det er forutsatt et kombinert etangjennvinnings/CO₂-fjerningsanlegg ved ilandføringsstedet

(Kårstø). Melding med forslag til utredningsprogram for et slikt anlegg ble levert inn til OED i november 2000.

Bunnpreparering. Havbunnen ved Kristin ligner mye på havbunnen i de nordre delene av Åsgard-området, men er enda mer ujevn med et stort antall skuringsstriper og forsenkninger. En kombinasjon av grøfting og steindumping vil være nødvendig for å beskytte brønnstrømsrørledningene mot strekk, vridning og tråldredskaper. Behovet for steindumping av feltinterne rørledninger er nærmere beskrevet i avsnitt 16, *Arealbeslag og fysiske inngrep*.

Overtrålbarehet. Alle havbunnsinstallasjoner utenfor sikkerhetssonen vil bli beskyttet mot fallende gjenstander og mot tråaktivitet ved hjelp av overtrålbare

beskyttelsesstrukturer, enten integrert med brønn-rammene, eller som separat installerte strukturer. Tilknytningsledninger mellom brønnrammer og brønnstrømsledninger vil bli beskyttet mot tråktivitet med beskyttelsesstrukturer i stål eller glassfiber/plast.

Alle brønnstrømsrørledninger vil bli prosjektert for å tåle overtråling. Graden av nedgraving vil bli bestemt etter nærmere kartlegginger av havbunnen.

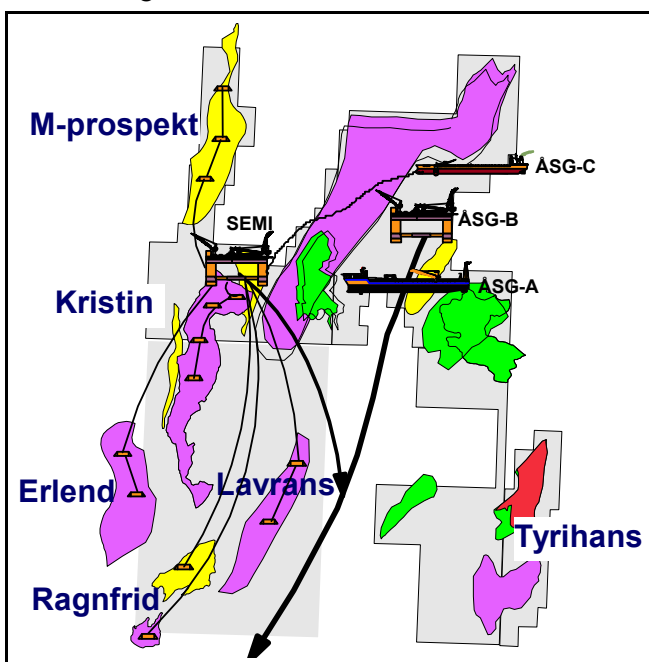
Plasseringen av Kristin-plattformen og havbunnsbrønnrammene, samt alternative traséer for eksportørledninger, er vist i figur 5.2.

4.8 Alternative lokaliseringer av Kristin plattformen

Basisalternativet for lokalisering av Kristin-plattformen er på østsiden av brønnrammene på Kristin-feltet, over et havdyp på ca 315 m. Dette er vist i figur 5.2. For å ta høyde for framtidig tilknytning av nabofelter (bl.a. Erlend og M), kan en plassering ca 10 km lenger vest bli aktuelt. Havdypet er der ca 400 m.

4.9 Områdeutvikling

Flere felter i nærheten av Kristin kan senere bli aktuelle å bygge ut og knytte til Kristin-plattformen. Dette gjelder i første rekke feltene Erlend, Ragnfrid og Lavrans, og eventuelt nye funn og prospekter i nærområdet til Kristin, se figur 4.4.



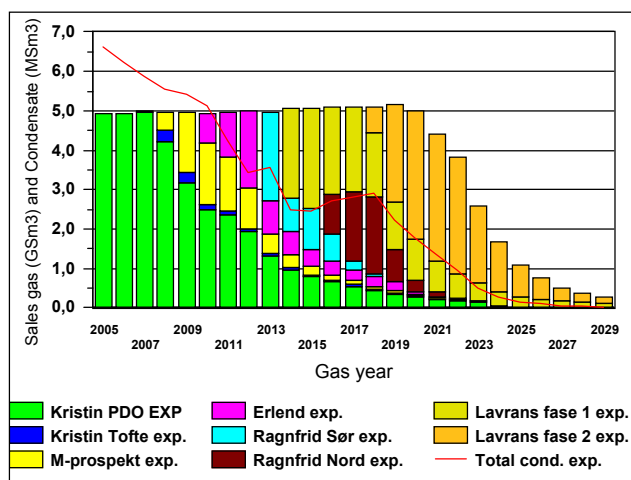
Figur 4.4. Mulige framtidige tilknytninger til Kristin

Status for disse feltene/prospektene er som følger:

M	Ligger ca 18 km nord for Kristin, i blokk 6506/11. Letebrønn bores våren 2001. Prognoserte utvinnbare ressurser er 40 GSm ³ gass og 40 MSm ³ kondensat. Kan være aktuelt å bygge ut med 3 brønnrammer og 10 brønner
Erlend	Erlend ligger ca 10 km rett vest for Kristin, på grensen til blokk 6406/1. Funn er påvist på Erlend øst i 1999. En ny brønn i Erlend nord bores våren 2001. Prognoserte ressurser er 34 GSm ³ gass og 22 MSm ³ kondensat. Feltet kan bli bygget ut med 2 bunnrammer og 8 brønner.
Ragnfrid	Ragnfrid ligger ca 20 km rett sør for Kristin. Prognoserte utvinnbare ressurser er 25 GSm ³ gass og 22 MSm ³ kondensat. Feltet kan bli bygget ut med 1 bunnramme og 4 brønner.
Lavrans	Funn er påvist. Feltet er meget komplisert og krever videre utredninger. Prognoserte utvinnbare ressurser er 39 GSm ³ gass og 9 MSm ³ kondensat. Feltet kan bli bygget ut med totalt 2 bunnrammer og 9 brønner.

Antall brønnrammer, plassering av disse og traséer for feltrørledninger er ikke klart ved innlevering av KU for Kristin. Tilknytning av omkringliggende felter vil bli utredet gjennom egne konsekvensutredningsprosesser.

En utbygging av disse nabofeltene vil kunne bidra til at platåproduksjonen på Kristinplattformen opprettholdes over en lengre periode (figur 4.5), og at den totale lengden på produksjonsperioden forlenges.



Figur 4.5. Innfasing av tilleggsutbygginger vil bidra til å opprettholde platåproduksjonen og forlenge produksjonsperioden

4.10 Behov for modifikasjoner på Kristin-plattformen ved tilknytning av nye felt

Etterhvert som produksjonen på Kristin avtar, er det planen at framtidig tilknytning av Erlend og evt. andre felt skal fylle opp tilgjengelig prosesseringskapasitet. Målet er å holde en produksjon på 18,3 MSm³/d eksport gass.

Innfasing av Erlend vil bety at kraftbehovet tilsvarende Kristin på plata vil holdes lenger enn hvis bare Kristin produserer. Produksjonen fra Kristin avtar etter 3 år, og kraftbehovet vil dermed synke i takt med reduksjon i produksjonsnivået. Ved innfasing av andre felt vil man forsøke å holde gasseksport-raten på plata, og da vil også kraftbehovet holdes noenlunde konstant.

Innfasing av Erlend vil sannsynligvis innebære 2 nye havbunnsbrønrammer, samt 2 stk. produksjonsrørledninger til Kristin-plattformen. På plattformen vil det måtte trekkes inn nye stigerør, og tilhørende strømningsrør vil kobles opp mot produksjons- og testmanifold. Overtrykks beskyttelses-system tilsvarende som for Kristin antas også for Erlend.

4.11 Avvikling

I tråd med gjeldende bestemmelser vil det i god tid før avslutning av produksjonen bli lagt fram en avslutningsplan med forslag til disponering av produksjonsenhet, havbunnsinstallasjoner og rørledninger. Avslutningsplanen skal inneholde en konsekvensutredning som sendes på høring på vanlig måte. Konsekvensutredningen skal utarbeides på grunnlag av et utredningsprogram, som også sendes på høring.

I St.meld. nr. 47 (1999-2000) om disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel, har Olje-og energidepartementet vurdert enkelte konkrete disponeringssaker. Rørledninger som har ligget eksponert, og som utgjør en sikkerhetsmessig risiko for fastheking av trålutstyr ved fiske, blir anbefalt fjernet. Storparten av øvrige rørledninger og kabler som har blitt behandlet i meldingen er stabilt nedgravd eller tildekket, og departementet mener at disse bør etterlates på stedet.

Ved avslutningen av Kristin vil det bli lagt vekt på å finne disponeringsløsninger som er miljømessig akseptable, og som ikke vil skape problemer for utøvelse av fiske på kort eller lang sikt.

Avviklingen av Kristin vil omfatte disponering av :

- undervannsinstallasjoner og rørledninger
- flytende produksjonsenhet

Alle feltrør og koblingsenheter vil først bli stengt ned og sikret. Brønnene vil deretter bli forseglet med to plugg, før beskyttelsesstrukturer, koblinger og brønrammer blir fjernet ved hjelp av kranfartøy.

Det vil ikke bli etterlatt utstyr på havbunnen som kan utgjøre en sikkerhetsmessig risiko.

Flere metoder kan anvendes i forbindelse med avvikling av rørledninger. En metode kan være å kutte eksponerte deler av ledningene, fjerne disse, og behandle endene på de etterlatte ledningene slik at de ikke skaper problemer for utøvelse av fisket. Dette kan oppnås enten ved å kutte ledningene under sjøbunnen, ved å grave rørledningsendene, og eventuelt deler av rørledningene for øvrig, ytterligere ned i sjøbunnen, ved overdekning med stein, eller ved en kombinasjon av disse metodene. Dette vil bli behandlet i avslutningsplanen.

Havbunnsrammer og ventiltrær vil kunne ha en gjenbruksverdi, avhengig av når produksjonen avsluttes. Det vil også bli vurdert hvorvidt rørledningene kan ha en gjenbruksverdi.

Behandlingen av produksjonsenheten vil avhenge av om den skal gjenbrukes på andre felt. I alle tilfeller vil den bli løst fra ankerinretningene og tauet bort fra feltet, etter at stigerørsledningene er frakoblet undervannssystemet. Ankerkjettinger og -vaiere vil bli fjernet og tatt til land for gjenvinning eller alternativt gjenbruk. I avslutningsplanen vil det bli tatt endelig stilling til hvordan rørledninger, brønrammer og andre havbunnsinstallasjoner skal håndteres. I tabell 4.2 er det gitt en foreløpig oversikt over hvilke rørledninger og havbunnsinstallasjoner avslutningsplanen for Kristin vil måtte omfatte.

Tabell 4.2. Oversikt over havbunnsinstallasjoner og feltrørledninger

Komponent	Materiale	Antall	Dimensjon/	Lengde	Vekt
Brønnrammer m/ 4 slisser inkl. beskyttelses struktur	karbon stål/ GRP	4	LxBxH 23-31m x 20-23m x7,5-13,5 m		184-215 tonn pr. brønnramme
Manifold inkl. HIPPS isolert	Duplex 22-25% Cr./ gummi	4	LxBxH 9,5-12m x 6-8,5m x 3,8m		124 tonn pr. manifold
Andre beskyttelsesstrukturer	Karbon stål	0 -8	LxBxH 10m x 13m x 5m		20 tonn pr. del
Brønnstrømsrørledninger	13 % Cr	2 x 2 2 x 1	10" ID	Totalt 37 km	
Kontrollkabler	Duplex + polymerer	2	ca. 10 cm OD	Totalt 17 km	
Servicesledninger	Karbonstål	2	3"ID	Totalt 17 km	
Ventiltrær	Karbonstål med påleggssveist inconel 625	12	LxBxH 3,8m x 3,6m x 3,3m		35 tonn pr. ventiltre
Endemoduler	Karbonstål	15	LxBxH 2,5m x 2,5m x 2,5m		8 tonn pr. modul
Isolerte tilkoblingssløyfer mellom brønnrammer og brønnstrømsledning	13% Cr + gummi	6	10" ID	50 - 70 m	
Stigerørledninger for brønnstrømsrør	Stål + polymerer	6	10" ID	700 m	
Stigerørledninger for kontrollkabler	Duplex + polymerer	2	ca. 10 cm OD	700 m	
Stigerørledninger for lettolje	Stål + polymerer	1	12" ID	700 m	
Stigerørledninger for gasseskport	Stål + polymerer	2	16" ID	700 m	

4.12 Lokalisering av landbasert driftsorganisasjon og forsyningsbase

4.12.1 Premisser for valg

Det er fra tidligere myndighetsbehandling gitt føringer for lokalisering av basevirksomheten og landbasert driftsstøtte.

I forbindelse med tildeling av konsesjon til PL199 og PL134 har myndighetene i utvinningstillatelsen stilt betingelser om bruk av Kristiansund som base for letevirksomheten. I tillegg er det tatt politiske beslutninger og gitt føringer i tidligere Stortingsmeldinger i forbindelse med NORSOK, Åsgard, Njord, Draugen, Heidrun og Norne. Der framgår det at eksisterende basevirksomheter bør benyttes, da basenes operasjonelle egnethet og kostnadene ved å anvende dem vil være avgjørende for valg av base. Tilsvarende har myndighetene uttalt at landbaserte driftsfunksjoner bør baseres

på en organisering som sikrer effektiv ressursutnyttelse, både av selskapenes egne ressurser og av det støtteapparat som baseselskaper og servicebedrifter representerer. Dette kan skje gjennom etablering av et fåtall stabile driftsmiljøer som betjener flere felt samtidig.

4.12.2 Valgt løsning

Statoil overtok operatøransvaret for Kristin og nærliggende felt fra 01.01.2000.

Statoil er på Haltenbanken fra før operatør for feltene Åsgard og Heidrun. Begge disse feltene har driftsorganisasjonen i Stjørdal og hovedforsyningsbasen i Kristiansund.

Statoil har valgt å knytte driften av Kristin til de allerede etablerte lokalitetene på land i hhv. Stjørdal og Kristiansund. Dette er også i tråd med de føringer som er gitt av myndighetene, jfr. kapittel 4.11.1.

4.13 Økonomiske forhold

De totale investeringene er estimert til ca 16 mrd. NOK, fordelt slik som vist i tabell 4.3. Totale driftskostnader over feltets levetid er estimert å være 6.575 mill. NOK (2001-kroner), eksklusive tariffier.

Nåverdien før skatt med 7% kalkulasjonsrente er 8.950 mill. NOK (2001-kroner). Nåverdien etter skatt med 8% kalkulasjonsrente er 1.530 mill.NOK (2001-kroner). Intern renten er 21,2 % før skatt og 12,6 % etter skatt. Kristin er et prosjekt med akseptabel lønnsomhet.

Tabell 4.3. Investerings- og driftskostnader

Investeringer i mill. NOK (2001-kroner)	
Semi	7 615
Undervannsinstallasjoner	2 976
Boring	3 943
Transport og terminal	866
Reservedeler	70
Prosjektforberedelse	229
Prosjektreserve	290
Sum	15 989

Ved en framtidig tilknytning av omkringliggende felt (jfr. kap. 4.9) vil investeringene i hovedsak omfatte undervannsinstallasjoner (havbunnsrammer og rørledninger) og kostnader til boring . Mindre modifikasjoner på plattformen kan bli nødvendig.

Foreløpige overslag viser følgende utbyggingskostnader for de ulike tilknytningene:

- ◆ Erlend 5,1 mrd NOK
- ◆ Ragnfrid sør 3,1 mrd NOK
- ◆ Ragnfrid Nord 3,5 mrd NOK
- ◆ M-prospektet 7,4 mrd NOK
- ◆ Lavrans fase 1 2,7 mrd NOK
- ◆ Lavrans fase 2 3,2 mrd NOK

Lønnsomhetsvurderinger er gjennomført for følgende scenarier:

- ◆ Kristin + funn i Erlend
- ◆ Kristin + funn i M-prospektet
- ◆ Kristin + funn i både Erlend og M-prospektet

Vurderingene har vist at alle de tre scenariene gir forbedret økonomi sammenlignet med utbygging av Kristins reserver alene.

5 Beskrivelse av anlegg for transport av gass og lettolje fra Kristin

Lettolje vil bli stabilisert på Kristin-plattformen og eksportert gjennom rørledning til Åsgard C for midlertidig lagring på lagerskipet, og deretter utskipping med skytteltankere.

Gassen vil bli eksportert gjennom Kristin gasseksportledning til Åsgard Transport, og derfra videre til mottaksanlegg på Kårstø.

Alternative traséer for gasseksportledning og lettoljerør er vist i figur 5.2, neste side.

5.1 Gasseksportledning

Gasseksportrørkonseptet er vist i figur 5.1. Røret vil få en designkapasitet på 18,8 MSm³/d rikgass ved maksimal utnyttelse av Åsgard Transport. Standard karbonstål vil bli anvendt, men med tilstrekkelig materialtykkelse til at en kan unngå bruk av korrosjonshemmer både under klargjøring og drift. Avhengig av leggemåte, vil røret utvendig bli belagt med enten betong eller polypropylene. Utvendig primær korrosjonsbeskyttelse vil være epoxy- eller asfaltbelegg. Sekundær beskyttelse vil være aluminium offeranoder.

Rørsøyfen blir mellom 27 og 28 km lang. Endelig lengde og nøyaktig trase vil bli fastlagt som en del av detaljprosjekteringen. Lengden på sløyfen er avhengig av minste oppnåelige leggeradius, som igjen er avhengig av forhold ved leggefartøyet.

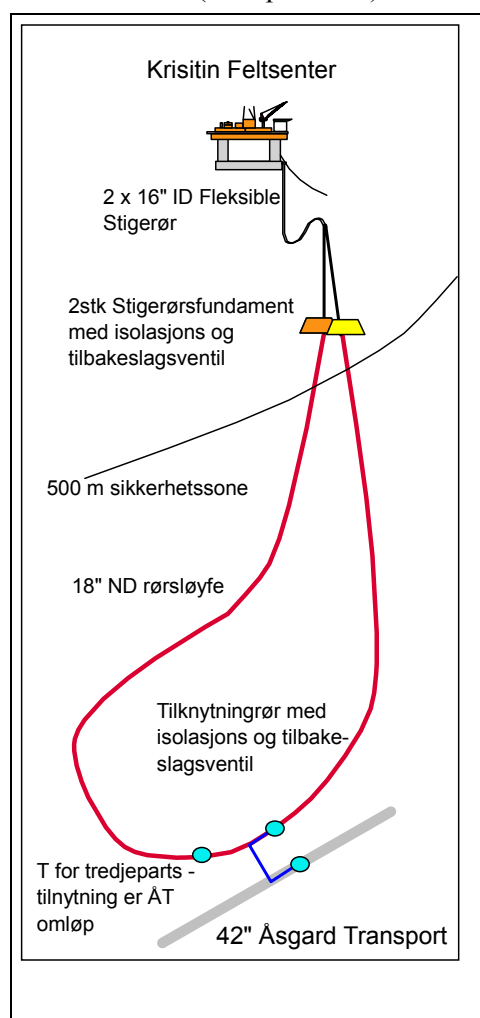
Gjennomførte vurderinger har vist at en rørsøyfe gir de laveste investeringskostnadene og de laveste levetidskostnadene, også sammenlignet med et enkelt rør. Årsaken er at en unngår en undervanns rørskrapeenhet, og en unngår kostbare undervanns rørskrape-operasjoner i driftsperioden.

Gasseksportrøret vil bli prosjektert med samme driftsforutsetninger som Åsgard Transport med hensyn på rikgass komposisjon. Videre vil det bli benyttet samme design-marginer som for Åsgard Transport, slik at dette røret kan trykkoppgraderes på lik linje med Åsgard Transport.

Havbunnen mellom Kristin og tilkoblingspunktet på Åsgard transport er svært ujevn. Ved kryssing av isskuringsstripene vil det bli nødvendig med grøfting av

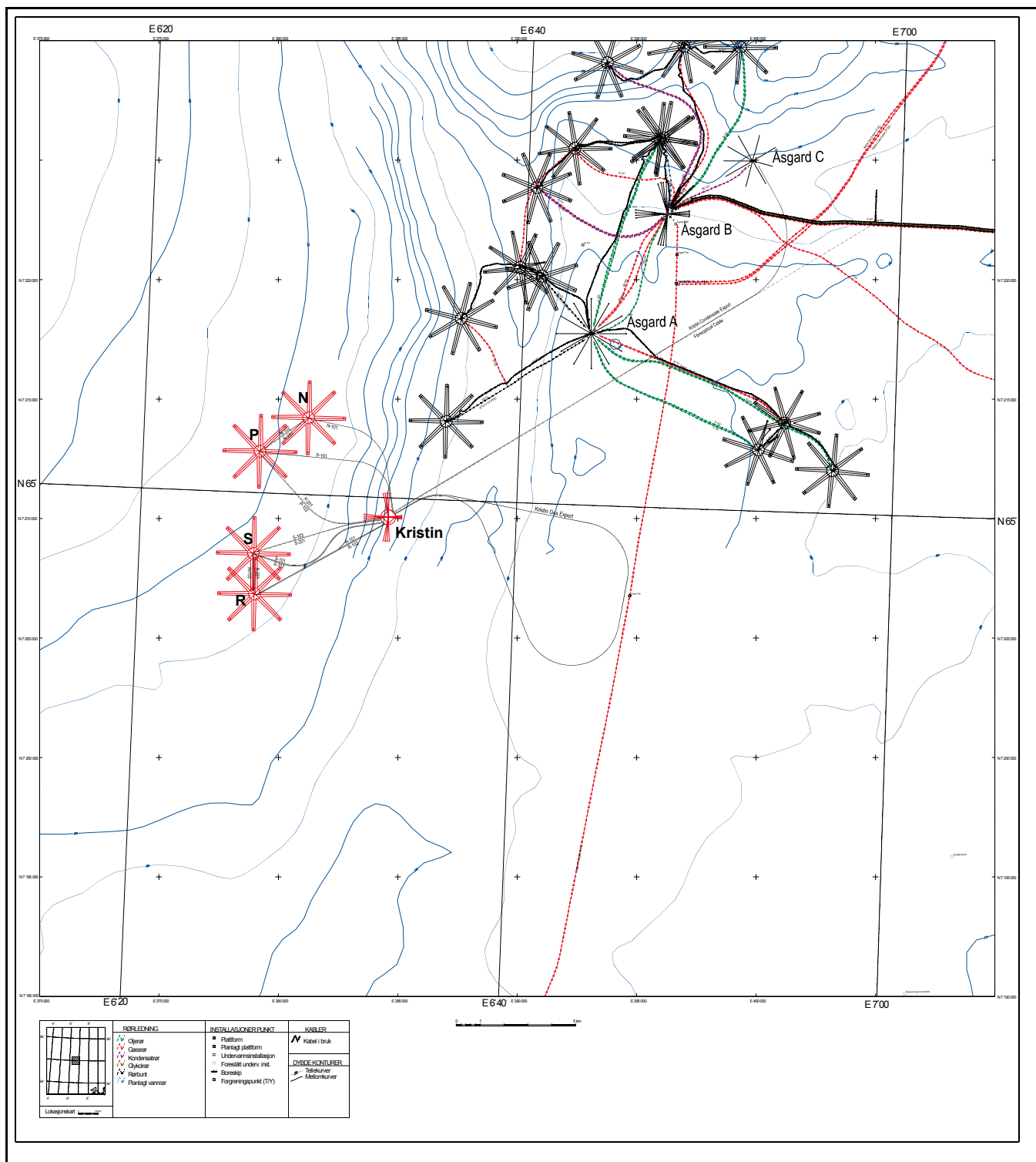
skuldre og rørunderstøttelse i fordypninger for å redusere lengden av frie spenn, og dermed uakseptable påkjenninger på rørledningen. Et foreløpig anslag for disse arbeidene er 65 000 m³ steindumping og 7 km grøfting. Gjennomsnittlig grøftedybde er 1,0 meter. Rørledningen utenfor sikkerhetssonen vil bli prosjektert slik at den er overtrålbare. Valg av endelig understøttelsesdesign vil bli gjort i samråd med Fiskeridirektoratet.

Havbunnsundersøkelser vil bli gjennomført for å optimalisere traséen (se kapittel 5.8).



Figur 5.1. Skisse av gasseksportkonsept

Stigerørfundamenter innenfor sikkerhetssonen vil ikke være overtrålbare, da dette området anses som en trålfri sone. Tilknytningen til Åsgard Transport vil imidlertid bli prosjektert slik at den er overtrålbare. Det samme gjelder T-koblingen for tredjepartstilknytning.



Figur 5.2. Plassering av Kristin plattformen og havbunnsbrønnrammene, samt traséer for eksportørledninger. En alternativ plassering av Kristin-plattformen ca 10 km lenger vest kan bli aktuell, se kap. 4.8

Rørsøyfen mellom Kristin og Åsgard Transport kan enten installeres med konvensjonelt S-legge-fartøy eller med spolefartøy. S-leggefartøy posisjoneres enten ved bruk av ankere eller ved bruk av dynamisk posisjoneringssystem (propeller). Spolefartøy derimot posisjoneres

ved hjelp av dynamisk posisjonering. Hvilket posisjoneringssystem som skal benyttes for selve rørleggingsoperasjonen vil bli tatt stilling til under detaljprosjekteringen i samråd med relevante myndigheter.

Oversikt over komponenter i gasstransportsystemet er gitt i tabell 5.1.

Tabell 5.1. Oversikt over de ulike komponentene i gaseksportsystemet på Kristin (ÅT = Åsgard transportledning)

Komponenter	Materiale	Lengde/vekt
Rørsøyfe, 18"	C-Mn -stål X65	28 km / 4445 tonn
2 Stigerørledninger, 16 " ID		730 m/stk.
2 stk. Stigerørfundamenter inkl. ventiler		39 tonn /stk
Kontrollventil ved tilkobling til ÅT		
Tilknytningssløyfe ved ÅT inkl. ventiler	C-Mn -stål X65	25 m/ 15 tonn
Beskyttelsesstruktur ÅT tilknytningssløyfe	C-Mn -stål rammeverk med rister i glassfiber/plast	43 tonn
T for tredjeparts-tilknytning, inkl. ventiler	C-Mn -stål X65	35 tonn
Beskyttelsesstruktur for tredje-parts T	C-Mn -stål rammeverk med rister i glassfiber/plast	

I forbindelse med ferdigstilling vil rørledningen bli fylt med sjøvann for ovalitetskontroll, trykktesting og tilknytning. Det vil være nødvendig med tilsetningsstoffer. Dette er nærmere omtalt i kapittel 8. Vannfjerning og tørking vil skje ved hjelp av rørskraper drevet med nitrogen, og med væskeplugg av metanol.

5.2 Rørledning for lettolje

For eksport av lettolje til Åsgard C-lokasjonen, er det planlagt en rørledning med en designkapasitet på 20 000 m³/d. Kondensatrørkonseptet er vist i figur 5.3. Standard karbonstål er anvendt, med 50 mm utvending polypropylene isolasjon. Utvendig korrosjonsbeskyttelse vil være som beskrevet for gaseksportrøret.

Lengden på rørledningen vil bli mellom 20 og 22 km. Endelig lengde og nøyaktig trase vil bli fastlagt som en del av detaljprosjekteringen.

Stabilisert lettolje vil ikke danne hydrat i forbindelse med nedstengning, og det kreves derfor ingen spesielle tiltak for å hindre hydrattdannelse. Isolasjon er imidlertid nødvendig for å hindre voksdannelse og dermed redusere behovet for rørskraping.

Lettoljetrøret vil bli oppkoblet mot flytende innretninger i begge ender ved hjelp av 12" fleksible stigerør.

Omfattende grøfting og grusunderstøttelser er nødvendig for rørledningen av samme årsaker som for gaseksportrøret. I tillegg krysser lettoljetrøret en rekke eksisterende rør, og det vil bli nødvendig med steindumping av kryssingene. Et foreløpig anslag er 45000 m³ med steindumping og ca 7 km med grøfting. Grøftedybden vil variere mellom 1 og 1,5 meter. Lettoljerørledningen vil bli prosjektert for å tåle overtråling, og dette vil også bli tatt hensyn til ved vurdering av behovet for nedgraving.

For installasjon av rørledning og posisjonering av leggefartøy gjelder de samme vurderinger som er gjort for gaseksportrøret.

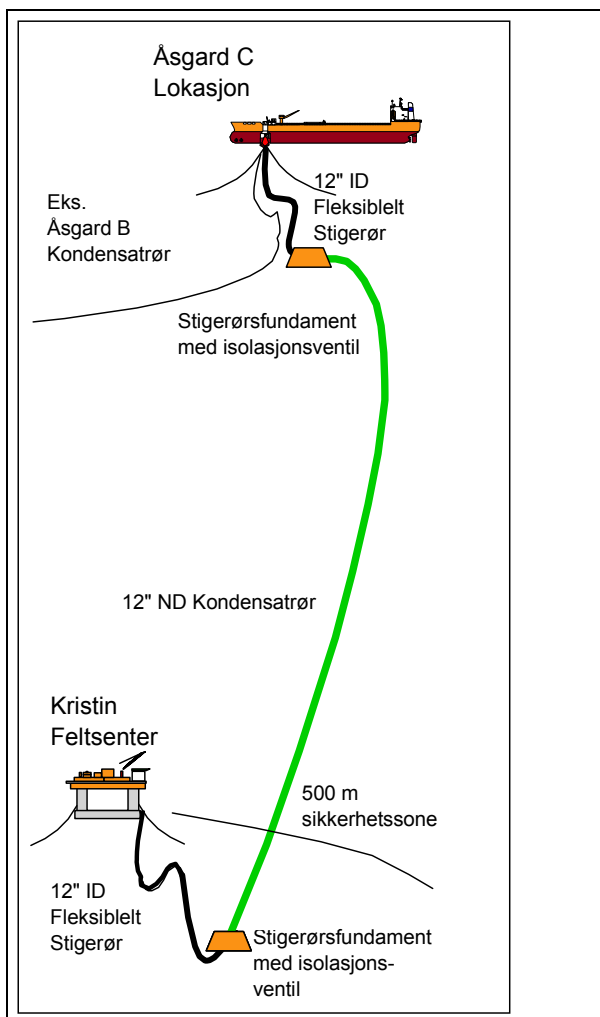
På samme måte som for gaseksportrørledningen vil også lettoljerørledningen bli fylt med sjøvann for ovalitetskontroll, trykktesting og tilknytning.

Vannfjerning og tørking vil skje ved hjelp av rørskraper drevet med trykkluft, nitrogen eller gass fra Kristin plattformen, og med væskeplugg av metanol.

Sjøvann med tilsetningskemikalier vil bli sluppet ut i sjøen. Dette er nærmere omtalt i kapittel 8.

Tabell 5.2. Oversikt over de ulike komponentene i lettoljetransportssystemet på Kristin

Komponenter	Materiale	Lengde/vekt
12" ND lettolje rørledning	C-Mn-stål X65	22 km / 2600 tonn
2 stk 12" Fleksible stigerør		730 m
2 stk Stigerørfundament inkl. ventiler		20 tonn/stk



Figur 5.3. Skisse over transportsystem for lettolje

5.3 Felles rørledning for olje fra Halten-området til land

Statoil vurderer også alternative logistikkøsløsninger for olje- og kondensattransport fra Haltenbanken. En studie er igangsatt for å vurdere ilandføring og lagring på land. Eventuell beslutning om videreføring er planlagt tidlig år 2002. Konklusjonen fra denne studien kan endre Kristins lettoljetransportkonsept, under forutsetning av at dette gir uendret eller bedret økonomi for Kristin- prosjektet.

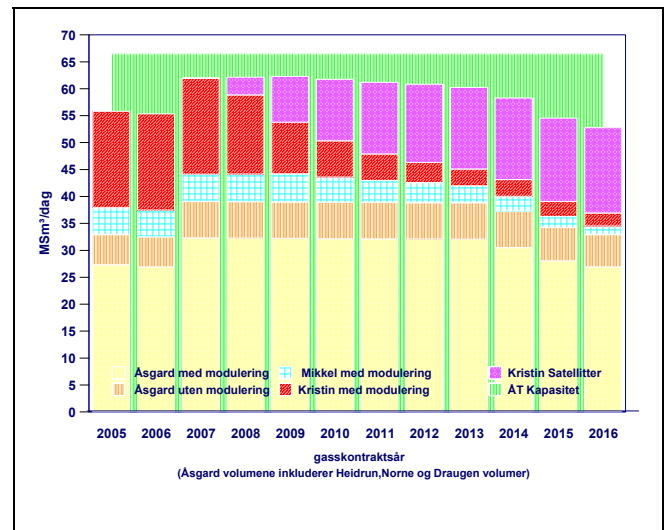
5.4 Kristin rikgass eksport gjennom Åsgard Transport

På bakgrunn av gjennomførte kapasitetsvurderinger, er det valgt å knytte eksportrørledningen fra Kristin til Åsgard Transport ved tilkoblingspunktet KP 22. Dette punktet representerer den korteste avstanden mellom Kristin og Åsgard Transport. Avstanden fra

tilknytningspunktet KP 22 til Åsgard B er ca 22 km, og til produksjonsenheten på Kristin ca. 10 - 12 km.

Gasstransport fra Kristin til Åsgard Transport vil skje gjennom rørsøyfen, med rørdiameter 18".

Figur 5.4 viser kapasitetsutnyttelsen i Åsgard Transport basert på allokerte volumer inkludert allokering til Mikkel i våren 2001.



Figur 5.4 Kapasitetsutnyttelse i Åsgard Transport

Kapasiteten i Åsgard Transport er illustrert ved det grønne arealet i figur 5.4. Dagens kapasitet er 66,5 MSm³/d rikgass. Figuren viser at kapasitetsutnyttelsen i Åsgard Transport med tillegg av Kristin (vist i rødt) er høy, spesielt i år 2007. Forlengelsen av Kristin plattå ved innfasing av nye satellitter (indikert med lilla farge i figuren) fra og med 2008 vil kunne føre til høy kapasitetsutnyttelse utover 2016.

Kapasiteten i Åsgard Transport vil være en flaskehals for innfasing av nye felt fra Haltenbanken området. En rekke tiltak kan imidlertid iverksettes for å øke kapasiteten i Åsgard Transport. Disse er diskutert nærmere nedenfor.

Reduksjon av designmarginer for strømning i rør (operasjonell fleksibilitet og ruhet) til samme nivå som for tørrgasssystemene kan gi en kapasitetsøkning på ca. 7,0 %.

Anvendelse av flytforbedrer, som er under uttesting, og av produksjonsmoduleringsstjeneste (Troll sving e.l.) på Åsgard feltet, kan også føre til økt kapasitet i Åsgard Transport. Sistnevnte er illustrert ved lyseblå stolper i figur 5.4.

En mulig økning av trykket i Åsgard Transport, kan føre til en kapasitetsøkning på 8 - 17 %, avhengig av nivået. En slik trykkøkning vil medføre nye kostnader på tilknyttede felt, da transportsystemet inkludert eksport-kompressorer må oppgraders for å møte det nye designtrykket. Dette vil også kunne føre til økte utslipp til luft som følge av økt forbruk av brenngass i turbiner.

Installasjon av omløpsrørledning til preinstallerte T-koblinger nedstrøms Kristin tilknytningspunkt vil kunne øke kapasiteten. Basert på en forutsetning om at all gass går til Kårstø, vil et 180 km langt omløp kunne gi ca. 10 % kapasitetsøkning, mens et omløp på 350 km vil gi ca. 27 % kapasitetsøkning. Kostnadene er grovt anslått til henholdsvis 1600 MNkr og 2600 MNkr., ekskludert oppstrømnstilknytning. T-koblingen for tredjeparts tilknytning (se figur 5.1) vil i så fall kunne benyttes for å lede Kristin-rikkgassen via et slikt omløpsrør.

5.5 Vurderte alternativer for transport av rikkgass

I forbindelse med vurdering av ilandføringsalternativer ble det også vurdert en grenledning for rikkgass til Kollsnes. En slik ilandføring ville krevd en installasjon av et ca. 40 km langt 24" avgreningsrør, lagt fra et tilknytningspunkt på Åsgard Transport rett vest av Kollsnes og ca. fire km nord for Troll rørledningene. Røret ville blitt lagt langs eksisterende trasé for Troll rørledningene i den grad det er mulig av hensyn til havbunnstopografi og landfallsløkasjon.

Avgreningsrørledningen ville blitt ledet inn til Kollsnes-terminalen gjennom et nytt landfall.

To landfallsalternativer ble vurdert; hhv. med og uten landfallstunnel.

Alternativet med landfallstunnel innebar en ny 1300 meter lang grentunnel under havbunnen, med et horisontalt utløp på 125 meters dyp 600-800 meter nord for de eksisterende vertikale tunnelutløpene. Grentunnelen ville blitt laget med plass til fire rørledninger. På de siste 1700 meter ville det nye grenrøret blitt lagt i eksisterende sørlig landfallstunnel, derfra i en ny tunnel/borehull frem til eksisterende nordlig landfallstunnel. Fra utløpet av denne landfallstunnelen ville ledningen så bli lagt parallelt med eksisterende rørledninger frem til mottaksstasjonen.

I alternativet uten landfallstunnel ville grenrøret blitt lagt på havbunnen lenger inn mot Kollsnes, og trukket gjennom et boret hull opp til Storholmen, vest av

Kollsnes. Fra Storholmen ville røret blitt lagt i grøft inn til Kollsnes-terminalen. Dette tilsvarer den løsningen som er valgt for Kvitebjørn gassrør.

Kårstø er valgt som ilandføringssted, men denne utredningen beskriver også konsekvensene knyttet til det vurderte alternativet med grenrørledning til Kollsnes.

5.6 Avvikling av transport-rørledninger

Etter gjeldende regler skal det i god tid utarbeides en avslutningsplan og konsekvensutredning som viser hvordan installasjoner og rørledninger skal disponeres når aktivitetene på feltet tar slutt. I tabell 5.1 og 5.2 foran er vist de komponenter i eksportgasssystemet på Kristin som vil inngå i en slik plan. Se for øvrig også om avvikling under kapittel 4.11.

Rørledninger som ligger eksponert, og som utgjør en sikkerhetsmessig risiko for fastheking av trålutstyr ved fiske, vil bli fjernet, grøftet eller tildekket. Rørledninger og kabler som ligger stabilt og er helt eller delvis nedgravd vurderes etterlatt på stedet.

Stigerørsfundamenter vil bli fjernet.

5.7 Valg av landterminal for gassbehandling

Kristin-prosjektet har vurdert to alternative terminal-løsninger for viderebehandling av rikkgassen på land til salgsgass, NGL-produkter og nafta : Kollsnes og Kårstø.

Kristins behov for teminaltjenester er oppsummert nedenfor.

- Rikkgass prosesseringskapasitet : 18,3 MSm³/d
- Gassleveransestøtte, slik at jevn produksjon kan opprettholdes uavhengig av gasskjøpernes endringer i avtak.
- CO₂ reduksjon fra 3,7 til 2,5 mol % på grunn av salgsgass-spesifikasjonen
- H₂S fjerning fra 11 ppm til 2,5 ppm på grunn av krav i salgsgass- spesifikasjonen. Dette er et alternativ til H₂S fjerning på Kristin-plattformen.
- Kvikksølvfjerning til samme nivå som i salgsgassen ut fra Kårstø i dag

Prosjektet har mottatt tilbud fra både Troll-lisensen (Kollsnes) og Statpipe-lisensen (Kårstø). Basert på foreliggende tilbud samt porteføljeanalyser gjennomført

i forbindelse med søknad om gassallokering, har det nødvendige grunnlag vært tilstede for å gjøre et terminalvalg.

Kårstø er valgt som ilandføringssted for Kristin-gassen, med følgende begrunnelse :

- Kårstø-alternativet gir høyest verdiskapning for prosjektet
- Kårstø-alternativet gir ingen investeringsrisiko for Kristin prosjektet
- Kårstø-alternativet gir best mulighet for å unngå CO₂ -utslipp til luft i forbindelse med at CO₂-innholdet i rikgassen må reduseres for å oppfylle salgsgass-kontraktskrav
- Kårstø-alternativet gir best realøkonomi

5.7.1 Nødvendige modifikasjoner på ilandføringssteder

I det følgende gis det en overordnet beskrivelse av nødvendige modifikasjoner/utvidelser på alternativt Kollsnes og Kårstø. Anleggene på land vil bli gjenstand for egne saksbehandlingsprosesser, med utarbeidelse av planer og konsekvensutredninger.

Troll - Kollsnes

Prosessering av Kristin rikgass er planlagt i et nytt NGL-ekstraksjonsanlegg med en propan-gjenvinningsgrad på 87 %. Kapasiteten er 26 MSm³/d. Ny gasseksportkompressor må installeres.

NGL produktene transporteres fra Kollsnes via Vestprosess-røret til Mongstad, hvor fraksjonering foretas i Vestprosessanlegget. Tre produkter leveres; propan, butanmiks og nafta. Propan og butanmiks leveres skipene ved kai. Nafta selges til raffineriet. Fraksjonering av Kristin-strømmen krever installasjon av en ny stabiliserings-kolonnie for nafta. I tillegg vil to eksisterende kolonner bli ombygget.

På Kollsnes vil CO₂-fjerning fra salgsgassen måtte skje i et nytt amin-anlegg, med utslipp av CO₂ til luft. Det vil ikke være nødvendig å anvende dette anlegget kontinuerlig. Om vinteren, med høye gassalg, vil det være mulig å blande ut gassen på Kollsnes. For håndtering av CO₂ er det ikke identifisert annen løsning enn utslipp til luft. Antar en at anlegget vil være i bruk i seks måneder i året, vil det bli sluppet ut ca. 70.000 tonn CO₂ pr år. I tillegg må det også installeres et CO₂ -fjerningsanlegg på Kårstø, da Kristin-gassen fører til økning i CO₂-konsentrasjonen i hele strømmen i Åsgard Transport.

Statpipe - Kårstø

Prosessering av Kristin rikgass er planlagt enten i et nytt duggpunktsanlegg (DPCU) med en kapasitet på 27 MSm³/d, eller i et nytt ekstraksjonsanlegg (NET) med samme kapasitet. Duggpunktsanlegget vil ha en propan-gjenvinningsgrad på ca. 82 % i kombinasjon med eksisterende anlegg. Ekstraksjonsanlegget vil ha en gjenvinningsgrad på 99 %. Det kan også bli aktuelt med andre løsninger.

I tillegg til gassbehandlingsanlegget må det installeres en ny gasseksportkompressor.

Begge de omtalte anleggene på Kårstø kan kombineres med et anlegg for økt CO₂ og etan -gjenvinning (CRAIER = CO₂ Removal And Increased Ethane Recovery). Et slikt anlegg vil splitte etan og CO₂, og føre til økt uttak av etan samtidig med at CO₂-innholdet i salgsgassen reduseres til kravspesifikasjonen.

Kostnadene for dette anlegget er anslått til 549 MNOK. Det arbeides med å vurdere mulighetene for å unngå utslipp av den CO₂-gassen som fjernes fra rikgassen, f.eks. gjennom videreføring til næringsmiddelkvalitet.

Både duggpunktsanlegg og ekstraksjonsanlegg på Kårstø vil, i kombinasjon med CRAIER, føre til økt etangjenvinning. Total årsproduksjon vil kunne bli ca. 800.000 tonn etan. Dette innebærer en økning på ca. 180.000 tonn, sammenlignet med dagens produksjon. Denne økningen representerer et inntekspotensiale for Kristin.

Det pågår studier på Kårstø for en ytterligere økning av etanproduksjonen til mellom 1.300.000 - 1.500.000 tonn pr år, noe som ytterligere vil øke Kristins etan-salg. I kombinasjon med et duggpunktsanlegg vil CRAIER kunne fjerne CO₂ i størrelsesorden 200.000 tonn pr år. Kristins behov er fjerning av ca. 135.000 tonn CO₂/år. CRAIER-anlegget vil altså mer enn dekke dette. Bygges et ekstraksjonsanlegg, vil både Åsgards og Kristins behov for CO₂-fjerning være dekket også på lang sikt (etter år 2012).

Ved ilandføring på Kårstø vil det være mest hensiktsmessig å foreta H₂S fjerningen på land. Dette vil også føre til en areal- og vektreduksjon på Kristin-plattformen. Levetidskostnadene for et anlegg på land og til havs er i samme størrelsesorden, når en ikke verdsetter vekt- og arealbesparelsen på plattformen. På Kårstø er det planlagt et kombinert H₂S og kvikksølvfjerningsanlegg, basert på absorpsjons- teknologi.

Energiforbruk og utslipp til luft - Kårstø

Salgsgasskompressoren for et nytt duggpunktsanlegg vil være basert på elektrisk drift, mens den for et nytt ekstraksjonsanlegg vil være basert på bruk av gass-turbin. Gassturbindrift er valgt på grunn av det økte varmebehovet som fås ved produksjon av større mengder væskeprodukter som skal fraksjoneres for et ekstraksjonsanlegg.

Det blir ikke installert noen nye kjeler eller kokere for ekstraksjon og fraksjonering av væske for et duggpunktsanlegg, mens det for et ekstraksjonsanlegg vil bli installert varmegjenvinning for røkgassen fra gass-turbinen.

Hovedtall for energiforbruk og utslipp ved de to alternativene er vist i tabell 5.5 .

Tabell 5.5. Hovedtall for forbruk og utslipp ved modifikasjoner på Kårstø (Kristins andel) ¹

	DPCU	NET
Salgsgasskompresjon, MW	23,3	23
Boosterkompressor, MW (dampdrift)	-	13,8
Kjølekompressor, MW (elektrisk drift)	-	4,6
Kjølevann, m³/time	1 660	3 850
CO₂, 1000 tonn/år	56	181
NO_x, tonn/år ²⁾	64	206

¹⁾ Tallene for Kristin er basert på at Kristin beslaglegger 16/27 av kapasiteten i DPCU / NET.

²⁾ For DPCU er NO_x beregnet forholdsmessig ut i fra fyllgassmengden med samme forholdsmessige utslipp som for NET.

Tallene er for øvrig basert på 100% utnyttelse av anleggene. Det vil ikke bli utslipp av CO₂ som fjernes fra røkgassen

5.8 Havbunnsundersøkelser

Som en del av planleggingen av prosjektet vil det bli gjennomført kartlegginger av havbunnen. Hensikten med disse kartleggingene vil være:

- ♦ å finne den beste lokaliseringen for havbunnsinstallasjoner og de beste traséene for rørledninger
- å lokalisere eventuelle forekomster av kaldtvannskoraller som det vil være nødvendig å ta hensyn til ved fastlegging av rørledningstraséer, ved planlegging av brønnrammer og ved anleggsarbeid for øvrig.

Det er allerede gjennomført en topografisk kartlegging med multistråle ekkolodd. Det ble ikke avdekket noen korallrev som er høyere enn 5 m. Imidlertid vil fremtidig detaljert kartlegging og visuell inspeksjon av havbunnen kunne avdekke korallrev av mindre høyde, og som det eventuelt vil bli tatt tilbørlig hensyn til, på samme måte som er gjort i andre rørlednings- og utbyggingsprosjekt. De videre kartleggingene som vil bli foretatt er beskrevet nedenfor.

Detaljkartlegging av rørlednings-korridorene

- Gjennomføres høsten 2001
- Kartleggingen vil omfatte rørledningskorridorer i 100 - 200 m bredde
- Kartleggingen vil danne bakgrunn for rørprosjektering; definisjon av endelig trase og understøttelsesdesign.
- Det vil bli brukt skrog- og ROV- montert multistråleekkolodd, tauet sidesøkende sonar og det vil bli innhentet lett seismikk
- Geoteknisk prøvetaking og trykksonderinger utføres som eget tokt høsten 2001.
- Større forekomster av koraller vil bli avdekket

Før legging vil traséen inspiseres med en kabelstyrt undervannsfarkost for å sjekke at ingen uidentifiserte forhold/objekter befinner seg i leggetraséen.

Dersom et ankerbasert leggefartøy velges, vil aktuell oppankringskorridor (bredde 3-4 km) kartlegges med multistråle ekkolodd og sidesøkende sonar før legging. Denne operasjonen gjøres for at leggekonsortør skal kunne planlegge et oppankringsmønster i detalj slik at det ikke kommer i konflikt eksisterende installasjoner, rørledninger eller med større korallforekomster.

Undersøkelsene vil omfatte områder for undervannsinstallasjoner, korridorer for oppankring av borerigg og plattform, samt traséer for rørleggingsfartøy.

6 Naturressurser og miljøforhold i influensområdet

6.1 Regional konsekvensutredning for Haltenbanken/Norskehavet

På bakgrunn av ønsker fra myndighetene ble det i 1996, under ledelse av Statoil, startet et samarbeid mellom selskaper med operatørskap i området for å utarbeide en regional konsekvensutredning for Haltenbanken/Norskehavet (RKU), i det følgende omtalt som RKU Norskehavet.

Hensikten var for det første å foreta en samlet vurdering av konsekvensene av den totale petroleumsvirksomheten innenfor det aktuelle området. For det andre ønsket en å effektivisere selve utredningsprosessen og å forenkle dokumentstruktur og -innhold. Tanken var å gjøre RKU til et felles basisdokument for senere feltspesifikke konsekvensutredninger.

Utredningen ble sendt ut på høring i juni 1998. En oppsummering av høringsuttalelser og selskapenes kommentarer til disse ble oversendt OED i 01.09.99 i et eget vedleggs-dokument, og utredningen ble godkjent av departementet 22.09.99.

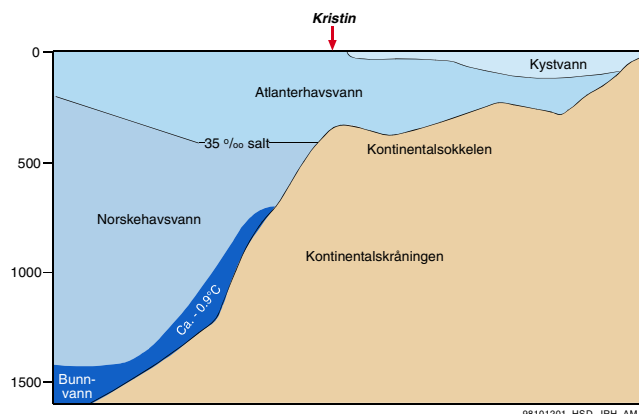
RKU Norskehavet gir en fylldig beskrivelse av naturressurser og miljøforhold i Haltenbankenområdet, og det henvises til den. I det følgende er omtalt lokale forhold i området rundt Kristin, og i områdene langs de planlagte eksportørledningene.

RKU-dokumentet og RKU-vedlegget finnes på følgende internett-adresse:

<http://www.statoil.com/hms/norskehavet>

6.2 Generell beskrivelse av Kristin-området

Kristin ligger i Eggakanten i utkanten av Haltenbanken. Havdypet på Kristin er ca 360 m, mens de sentrale delene av Haltenbanken har dyp på 125 - 200 m. Vest for bankene stuper eggaskråningen bratt ned i Norskehavet, til dyp større enn 1000 m.



Figur 6.1 Skjematisk framstilling av dybdeforhold og vannmasser utenfor Midt-Norge

Strømforholdene ved Kristin domineres av Atlanterhavsvann som strømmer nord/nordøstover, parallelt med eggakanten og kysten. Strømmålinger på Kristin-feltet i perioden juli 1997 - juli 1998 har vist en midlere strømhastighet (5 m over bunnen) på omlag 0,13 m/s, og maksimumshastigheter på omlag 0,4 m/s. Hastighetene øker noe mot overflaten (Oceanor 1997-98).

Nærmere kysten og over bankene er det kystvannet i den Norske kyststrømmen som dominerer. Over bankene dannes det virvler som kan oppholde organismer, næringsstoffer og forurensinger i lengre tid.

Målinger på 2 meters dyp på Haltenbanken har vist temperaturvariasjoner fra 6–6,5°C i februar til 10,5°C i august, og saltholdighetsvariasjoner fra 33 til 35 o/oo. De atlantiske vannmassene lengre ned i dypet er mer stabile, med temperaturer på 7–7,5°C og saltholdighet på 34,8–35,2 o/oo.

Hyppe og kraftige stormer bidrar til sterke strømmer og kraftig omrøring i vannmassene. Bankområdene har et av de mest ekstreme bølgeklimatene på norsk sokkel. Vinder over 10 m/s er svært vanlige. Vinder fra sørøst er typiske om vinteren, mens nordøst og sørvest er fremherskende vindretning om sommeren. Midlere bølgehøyde varierer fra ca. 1,5 meter i juli til 4,5 meter i desember/januar.

6.3 Bunnforhold langs rørledningstraséene

6.3.1 Området for riggassrørledning til Åsgard Transport.

Havbunnen består i hovedsak av leire som varierer fra fast til svært bløt i fasthet. Bunnforholdene er karakterisert av et stort antall store groper og isskuringsstriper som typisk er 70-200 meter brede og 5-15 meter dype.

6.4 Sedimenter og bunnfauna

De regionale miljøundersøkelsene på Haltenbanken i 1997 (DNV 1998) og i 2000 (DNV 2001) viste at regionen generelt sett er lite forurenset av petroleumsvirksomhet. Bakgrunnsnivåer for sedimentkjemi er lavt og bunnfaunaen viser høy diversitet. Dyp, kornstørrelse og diversitet følger hverandre. I områder med stort dyp er det fint sediment og noe lavere diversitet enn det som finnes i de grunne områdene der sedimentene er grovere.

I forhold til undersøkelsen i 1997 har det imidlertid vært en klar økning i hydrokarbonkonsentrasjonen på stasjoner nær installasjonene på Njord, Åsgard og Norne.

Basert på målinger rundt 13 installasjoner er det beregnet at et område på 20 km² har forhøyede hydrokarbonverdier. Dette tilsvarer 0,02 % av det totale området på Haltenbanken. Tilsvarende beregninger på faunaeffekter viser at 6 - 12 km² er biologisk påvirket, noe som representerer 0,005 - 0,01 % av det totale området på Haltenbanken.

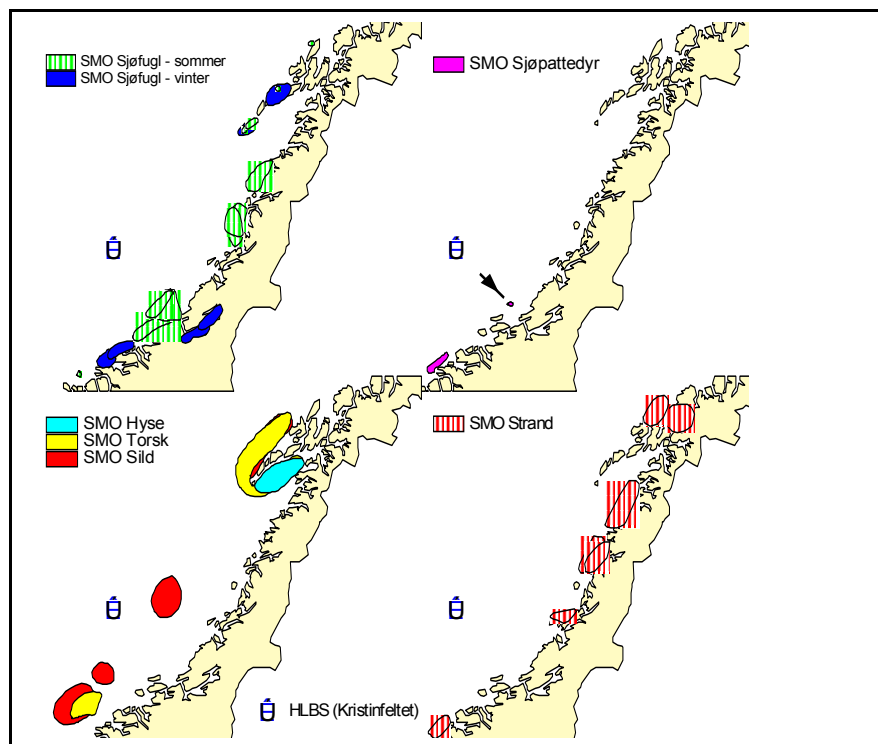
Bunnfaunaen er artsrik, og domineres av børstemark, krepsdyr og skjell. Ved undersøkelsen i 1997 ble det totalt registrert 540 arter. Denne faunaen er viktig som føde for arter som torsk, hyse og flyndre.

Bunnfauna og sedimentkjemi på Kristin-feltet vil bli kartlagt ved en grunnlagsundersøkelse før produksjonsboringen starter.

For ytterligere omtale av sedimenter og bunnfauna henvises til RKU Norskehavet.

6.5 Miljøfølsomme naturressurser og områder

Haltenbanken er generelt et miljøsensitivt område med betydelig drift av fiskeegg og larver, og med viktige forekomster av sjøfugl. Dette regnes som de mest sårbare ressursene i området. For en nærmere beskrivelse vises til RKU Norskehavet.

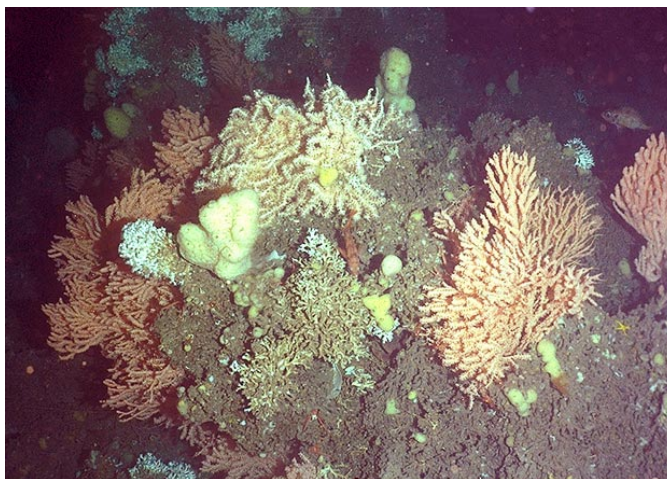


Figur 6.2. Registrerte sårbare miljøressurser og områder for sjøfugl, sjøpattedyr, fisk og strandområder. (Data fra MRDB).

6.6 Kaldtvannskoraller

Det er påvist store forekomster av koraller i de østlige delene av Haltenbanken. Den vanligste er porselenskorall (*Lophelia pertusa*) som kan danne rev som er 25–30 m høye og flere hundre meter lange. Korallene finnes fra ca. 50 m ned til over 1000 meters dyp. Det er gjort store funn av korallrev langs traséene for Haltenpipe og Åsgard Transport (Statoil 1997, Hovland m.fl. 1998).

Korallrevene har lav veksthastighet (6-8 mm pr. år) og er tildels meget gamle. En koloni på 2 m i diameter kan være 3–400 år gammel, og ved undersøkelsene på Haltenbanken er det funnet 8000 år gamle korallrester (Hovland m.fl. 1998).



Figur 6.3. Detalj av korallrev langs Haltenpipe (Foto: Statoil)

Kartlegginger som hittil er utført i de vestlige delene av Haltenbanken har vist spredt forekomst av kaldtvannskorallrev. De største revene i dette området har en høyde på mellom 5 og 8 m, og en horisontal utstrekning på opptil 100 m. Den største registrerte tettheten i dette området er omlag 3 rev pr. kvadratkilometer.

Kartlegging gjort for Åsgard Transport viser at tettheten av korallrev avtar sydover, og at de nærmest er borte syd for 64°N. Data fra trasékartleggingen for Åsgard Transport ble benyttet til å foreta mindre justeringer for å hindre at røret ble lagt nærmere enn 50 m fra store korallrev. Lignende strategi ble brukt for Haltenpipe, for å unngå skade på store korallrev.

Korallrevene skiller seg markant ut fra den ellers mer eller mindre flate havbunnen, noe som gjør dem godt egnet som leveområde for mange fastsittende og

frittlevende organismer. Hittil er det funnet omlag 700 arter på *Lophelia*-revene i norske farvann. Områder med korallrev er godt kjent som gode fiskeplasser både for line og garn, og i enkelte områder har trålfiske påført revene skader.

For Kristin feltet ble det i 1998, på oppdrag fra Saga, samlet inn topografiske data. Det ble gjort kartlegginger med multistråle ekkolodd, med en gridstørrelse på 5 m, glattet til å produsere dybdekart med gridstørrelse 10m. Det vil si at det er målt en dybde for hver 10 meters (100 m²) rute på havbunnen. Innsamlede data er sjekket for å finne eventuelle korallrev som er over 5 m høye innenfor kartlagt område. Slike korallrev er ikke funnet. Dette betyr at det høyst sannsynlig ikke finnes korallrev som er høyere enn 5 m innenfor området som berøres av rørledninger og annen utbygging. I samråd med Havforskningsinstituttet er 5 m satt som en grense for korallrev som spesielt må unngås.

Videre kartlegginger vil avdekke eventuelle forekomster lavere enn 5 m, og hovedfokus vil være rettet mot noe større kolonier (høyere enn 2-3 m) som ligger nær installasjoner og rørledninger (nærmere enn 50 m).

6.7 Fiskeressurser

Gyteområder og perioder

Midt-norsk sokkel er et høyproduktivt havområde med betydelige planktonforekomster og store bestander av blant annet torsk, hyse, sei, uer og sild, arter som er svært viktige i fiskerisammenheng. Utbyggingen av Kristin og en kort tilknytningsrørledning til Åsgard Transport vil ikke berøre viktige gytefelt. Det samme gjelder en eksportledning for lettolje til et lagertankskip ved Åsgard C.

Det vurderte grenrøret fra Åsgard Transport til Kollsnes ville krysset gyteområder for makrell.

Det vises til RKU Norskehavet for ytterligere omtale av gytefelt i området.

Bestandssituasjonen for viktige fiskeslag

Bestandssituasjonen for viktige fiskeslag på midtnorsk sokkel er vurdert i Havforskningsinstituttets ressursoversikt for 2000. Her maner Havforskningsinstituttet til forsiktighet i høstingen av flere av de viktigste fiskebestandene. Det vises til at vi fortsatt har sårbare pelagiske bestander i Norskehavet, mens bunnfiskbestandene stort sett er utenfor "føre var"-grensene.

Bestandsutviklingen er for tiden negativ for flere av de artene det drives fiske på utenfor Midt-Norge, dette gjelder i første rekke torsk og sei. For arter som er særlig viktige i linefisket, som lange, blålange og brosme, foreligger det ikke tilstrekkelig med data til å foreta en bestandsvurdering. Det er likevel indikasjoner på at fangstgrunnlaget er overbeskattet, og at gytebestandene er lave. Uerbestandene ser også ut til å ha vært utsatt for altfor stor beskatning. For vanlig uer er rekrutteringen dårlig, og for snabeluer er gytebestanden er på et historisk lavmål.

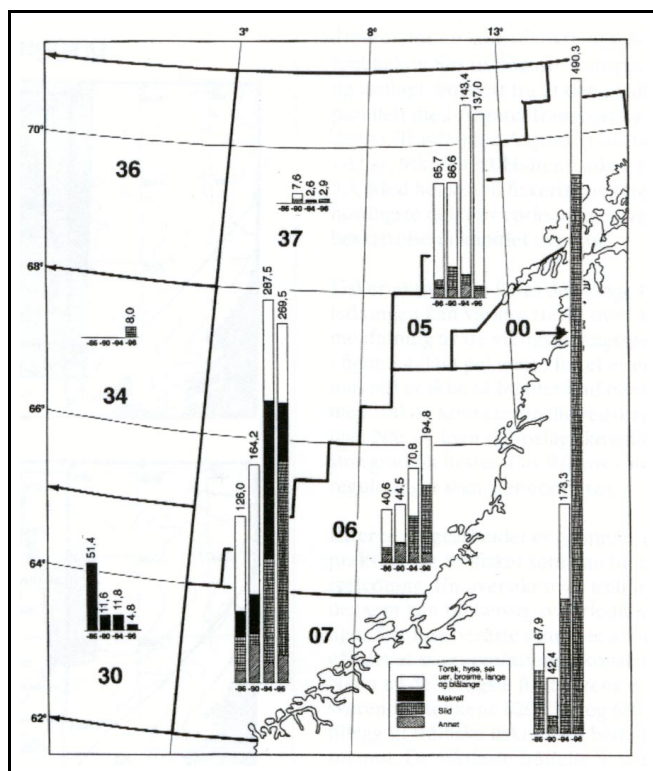
Det vises til RKU Norskehavet for ytterligere omtale av fiskeressurser i området.

6.8 Fiske i områder som berøres av rørledningstraséene

I områdene utenfor Midt-Norge foregår det et omfattende fiske både med trål, ringnot og konvensjonelle (passive) redskaper som garn og line. Det er et betydelig mer variert fiske mht. både fiskeslag og redskapstyper enn i Nordsjøen, der de viktigste fiskeriene foregår med trål og ringnot. I figur 6.4 vises fangsten i fiskeristatistikkområder utenfor Midt-Norge fordelt på viktigste fiskeslag for årene 1986, 1990, 1994 og 1996.

Fiske på torskeartet fisk, med torsk som viktigste fiskeslag, er de viktigste fiskeriene i Haltenbankområdet (fiskeristatistikkområde 06). Trål, garn og line har vært de viktigste redskapene i dette området. Fisket i området preges av et omfattende fiske med havgående fartøyer i Eggakanten.

For det tradisjonelle linefisket har månedene februar - mars og oktober - november vært de viktigste fangstperioder. Autolinefiske med lange og brosme som viktigste fiskeslag foregår hele året. For garnfisket har månedene februar - mars vært viktigst. For trålfisket, med uer som viktigste fiskeslag, er månedene oktober - mai viktigste fangstperiode.

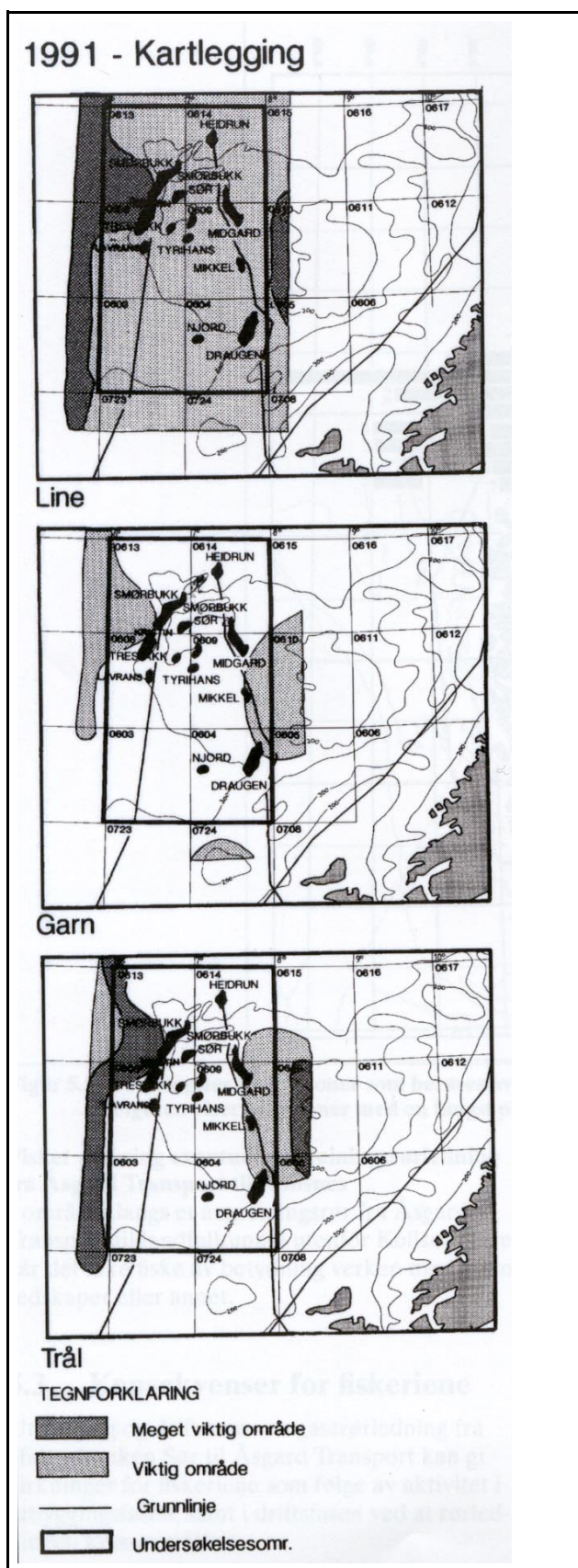


Figur 6.4. Det norske fisket i fiskeristatistikkområder utenfor Midt-Norge fordelt på de viktigste fiskeslag (Kilde: Fiskeridirektoratet)

Fisket omkring Kristin-plattformen

Det ble i 1987 og 1991 gjennomført fiskerikartlegginger som dekker områder på Haltenbanken. Resultatene fra kartleggingen i 1991 er vist i figur 9.5. I følge fiskerikartleggingene er hele det området som berøres av den planlagte utbyggingen viktig for linefisket. Områdene fra omlag 350 meter og dypere i eggakanten er meget viktige linefelt. Områdene i Eggakanten er også viktige garnfelt, men det er ikke registrert garnfiske av noe omfang i det området som berøres direkte av utbyggingen.

I følge kartleggingene er områdene fra omlag 350 meter og dypere i eggakanten ved de planlagte installasjonene også meget viktige konsumtrålfelt, med uer som viktigste fiskeslag. Dette er en relativ vurdering, gjort med utgangspunkt i den forholdsvis begrensede tråleraktiviteten som foregår i undersøkelsesområdet. Vurderingen fra fiskerikartleggingene er derfor sammenholdt med fiskeristatistikk for området omkring Haltenbanken, jmfør tabell 6.1. Sett i lys av de rapporterte fangstkvanter må konsumtrålfisket i det berørte området karakteriseres som svært begrenset. Det er ikke registrert industritrålfangster, og bare mindre ringnotfangster i dette området.



Figur 6.5. Viktige fiskefelt på Haltenbanken basert på 1991-kartleggingen

Tabell 6.1 Trålfangster omkring Kristin. Fangst i tonn, ingen rapportert fangst er merket med strek (-). Foreløpige tall for 1996 (kilde : Fiskeridirektoratet)

	Kristin, Lavrans, Trestakk			Tyrihans		
	Blokk 6406/1-6 (Lokasjon 0608)			Blokk 6407/1-6 (Lokasjon 0609)		
	-86	-90	-96	-86	-90	-96
Totalt	19	-	-	125	246	0
torsk	0	-	-	0	2	-
hyse	-	-	-	0	3	-
sei	17	-	-	115	159	0
uer	2	-	-	9	80	0
blåkveite	-	-	-	-	-	-
annet	0	-	-	1	3	-
	Åsgard			Åsgard-Heidrun		
	Blokk 6506/7-12 (Lokasjon 0613)			Blokk 6507/7-12 (Lokasjon 0614)		
	-86	-90	-96	-86	-90	-96
Totalt	89	45	47	-	-	-
torsk	2	1	1	-	-	-
hyse	1	1	1	-	-	-
sei	1	2	3	-	-	-
uer	80	42	42	-	-	-
blåkveite	-	-	-	-	-	-
annet	4	0	-	-	-	-

Saga Petroleum vurderte i 1997 en selvstendig utbygging av Kristin. I denne forbindelse ble det i juni 1997 holdt møte mellom Saga og Fiskeridirektoratet for å drøfte utbygging av Kristin og mulig tilpassing til fiskeriene. Det ble videre holdt et møte i august samme år med berørte lokale fiskerigrupper hos Fiskerisjefen i Møre og Romsdal. I tillegg til å orientere om planlagt utbygging, var siktemålet med begge møtene å få fram mer detaljert informasjon om fisket nær Kristin. Den informasjon som ble framskaffet gjennom disse møtene medførte ingen vesentlig ny informasjon i forhold til de tidligere fiskerikartleggingene. I følge fiskerne foregår det et begrenset trålfiske etter uer fra 340-350 meters dyp og videre nedover i eggaskråningen. Det drives dessuten noe tråling etter bl. a. vassild fra 375-400 meters dyp. Kristin planlegges utbygget med installasjoner på omlag 350-375 meters dyp, dvs i øvre del av trålfeltene i området. I det aktuelle området tråles det langsetter dybdekontene. (Agenda, 1998).

Rørledninger fra Kristin til Åsgard C og Åsgard Transport vil, med den valgte plasseringen av plattformen, ikke berøre områder med større dyp enn ca 315 m, og berører ikke viktige trålfelt. De berørte områdene er derimot viktige for linefiske.

Ved en eventuell plassering av Kristin-plattformen ca 10 km lenger vest (se kapittel 4.8) vil både plattform, brønnstrømsledninger og eksportørledninger berøre de

områdene som relativt sett er viktigst for konsum-trålfiske, og som dessuten er karakterisert som meget viktig for linefiske. Omfanget av trålfisket i dette området må likevel karakteriseres som begrenset, basert på fangststatistikk.

Fisket ved Ragnfrid, Erlend, Lavrans og prospektet M

Hhv. sør, sørvest og sørøst for Kristin ligger feltene Ragnfrid, Erlend og Lavrans. Alle feltene ligger innenfor områder som klassifiseres som viktige linefelt. Den nordlige del av Erlend, på om lag 350 meters dyp, ligger helt i randsonen av områdene langs eggakanten der det drives noe trålfiske.

Nord for Kristin ligger prospektet "M". Området strekker seg fra knapt 300 meters dyp sørvestover til om lag 400 meters dyp. De sørvestlige deler av feltet med større havdyp enn 350 meter ligger innenfor områder som er klassifisert som viktige garnfelt og meget viktige linefelt. I dette området drives det også noe trålfiske. Øvrige deler av feltet ligger innenfor viktige linefelt.

Fisket omkring vurdert grenrørledning fra Åsgard Transport til Kollsnes

I området langs traséen for det vurderte avgreiningsrøret fra Åsgard Transport til landfallstunnel utenfor Kollsnes foregår det ikke fiske av betydning verken med bunnredskaper eller annet.

6.9 Sjøfugl

Kysten innenfor midtnorsk sokkel har internasjonal betydning som sjøfuglområde. Flere millioner individer oppholder seg på kyststrekningen. Viktige fuglefjell og hekkeplasser brukes i vår- og sommermånedene, f.eks. Røst, Værøy og Lovunden, Vega og Vikna. Mange områder brukes i sommer- og høstmånedene under myteperioden (fjærfelling), og store områder både ved kysten og ute i havet brukes i høst- og vintermånedene ved trekk og overvintring. En detaljert oversikt over slike viktige lokaliteter for sjøfugl er gitt i RKU-Norskehavet, kap. 5.

Sjøfugl er sårbare overfor oljesøl først og fremst på grunn av at tilgrising av fjærdrakten fører til stor og akutt dødelighet, og på grunn av at fuglenes adferd gjør at store deler av en bestand kan bli rammet. De viktigste tiltakene for å unngå skader på sjøfugl er å begrense sannsynligheten for utslipp, og å beskytte viktige sjøfuglområder mot oljeforurensing når et utslipp har skjedd.

7 Planlagte utslipp til luft

Utbygging av Kristin vil føre til økte utslipp til luft som følge av:

- Borevirksomhet
- Marine operasjoner i forbindelse med feltinstallasjoner, legging og klargjøring av feltinterne rørledninger og eksportørledninger
- Prosessering av gass og lettolje på Kristin
- Lagring av lettolje på lagertankskip
- Lasting av lettolje fra lagertankskip til skytteltankere
- Transport av lettolje med skytteltankere
- Drift av kompressorer og pumper for å transportere gass gjennom Åsgard Transport, og for transport av lettolje til lagerskip
- Økt trykk i Åsgard Transport
- Transportaktivitet (forsyningsbåter, helikoptertrafikk)

Til boring og komplettering vil det bli benyttet to halvt nedsenkbare borerigger, og utslipp til luft vil skje fra disse. I driftsfasen vil det kunne være aktuelt å benytte borerigg eller boreskip for brønnintervensjoner eller brønnvedlikehold, og det vil også fra disse bli utslipp til luft. Det legges til rette for at vedlikeholdsjobber i størst mulig grad skjer fra Kristin-plattformen.

For øvrig vil alle utslipp til luft i driftsfasen skje fra Kristin og Åsgard C, og fra tankskip under lasting og transport av lettolje.

For driftsfasen på Kristin legges det til grunn at utslippene til luft skal ligge godt innenfor MILJØSOKS ambisjonsnivå for norsk sokkel, uttrykt ved følgende måltall:

- CO₂: 52 kg CO₂-ekvivalenter/Sm³ oe levert
- NO_x: 0,12 kg/Sm³ oe levert
- nmVOC: 1,4 kg/Sm³ olje lastet

Tiltak for å redusere skadelige utslipp til luft er omtalt i kapittel 7.7.

7.1 Utslipp til luft knyttet til boring

Boringen av de 12 brønnene på Kristin planlegges gjennomført i flere etapper, med ferdigstilling av 8 brønner før produksjonsstart 01.07.2005. De 4 siste brønnene er forventet ferdig i løpet av 2006.

Den ene boreriggen som vil bli benyttet planlegges å være fullt utstyrt for boring, komplettering og brønntesting. Total tid for bore- og brønnoperasjoner (boring og komplettering) er estimert til totalt 1540 dager, herav 1190 dager til boring og 350 dager til komplettering.

Utslipp til luft i borefasen på Kristin vil i hovedsak bestå av:

- Utslipp fra kraftgenerering. Forbrenningsgasser fra dieselmotorer på boreriggene
- Utslipp ved brønnopprensning/brønntesting

Utslipp ved kraftgenerering

I borefasen vil dieselmotorer på boreriggen benyttes til kraftgenerering. Forventet dieselforbruk er ca. 15 m³/døgn. Dette medfører et totalt forbruk av diesel på ca. 23 000 m³ ved boring og komplettering. Totale utslipp til luft for hele borefasen er angitt i tabell 7.1.

Tabell 7.1. Totale utslipp til luft i forbindelse med boring og komplettering

	CO ₂ tonn	NO _x tonn	nmVOC tonn	SO ₂ tonn
Diesel- motorer (kraftgenerering)	64 000	1 400	100	56
Brønn- testing	27 000	37	33	-

Utslipp ved brønnopprensning/brønntesting

Brønnene vil bli rensket opp, testet og klargjort mens boreriggen ligger på feltet. Tid til brønntesting og forbruk av diesel er inkludert i estimatene gitt i tabell 7.1.

Testing av brønner fra boreriggen vil medføre noe brenning av gass og lettolje, med derav følgende utslipp til luft. Maksimal testrate er anslått til 1 MSm³ gass og 800 m³ lettolje pr. dag, og maksimal testvarighet er anslått til 12 timer pr brønn.

Alle brønner som bores etter at produksjonsplattformen er kommet på plass søkes rensket opp og testet over plattformen uten brenning. Dersom det viser seg at dette gir uakseptable driftsproblemer, vil brenning bli benyttet. Endelig testing til en rate på 2,5 MSm³/dag vil foregå over plattformen.

Det vil være et mål å unngå å brenne diesel som har vært brukt i forbindelse med fjerning og hindring av avleiringer i brønner.

7.2 Utslipp til luft knyttet til marine operasjoner

Utslipp til luft vil være knyttet til forbruk av fossilt brensel på fartøyer som deltar ved installasjon av havbunnsrammer, rørlegging og klargjøring av rørledninger.

For legging av NorFra rørledningen fra Draupner til Dunkerque, med en total lengde på 840 km, ble det beregnet et samlet forbruk av drivstoff på 35.000 tonn diesel. Basert på disse erfaringene kan forbruket av drivstoff i forbindelse med installasjon av en tilknytningsrørledning fra Kristin til Åsgard Transport estimeres til ca 600 tonn diesel, ved tilknytning ved KP 22. Med bruk av standard omregningsfaktorer gir dette utslipp til luft som vist i tabell 7.2.

Tabell 7.2. Utslipp til luft ved legging og klargjøring av eksportørledninger

Diesel-forbruk	CO ₂	NO _x	nmVOC	SO ₂
600 tonn	2 000 tonn	42 tonn	3 tonn	1,7 tonn

Det vil i tillegg bli mindre utslipp til luft knyttet til klargjøring av rørledningene. Utslipet vil være knyttet til bruk av dieseldrevne pumper ved vannfylling, rensing og trykktesting, samt dieseldrevne kompressorer i forbindelse med vanntømming, tørking, nitrogenfylling og produktfylling. Pumper og kompressorer vil være lokalisert henholdsvis på feltinstallasjonen (for tilknytningsrørledning) og på Kollsnes (for eventuell grenrørledning).

7.3 Utslipp til luft knyttet til driftsfasen

Følgende kilder til utslipp til luft i driftsfasen er identifisert:

- Kraftgenerering
- Prosessering, lagring og lasting av lettolje
- Fakling
- Transportaktivitet og andre kilder

Kraftgenerering

For produksjon av elektrisk energi vil det bli installert 2 stk. LM2500+ gassturbiner. Begge planlegges i

utgangspunktet utstyrt med lav-NO_x-teknologi. Den videre planleggingsprosessen vil avklare hvorvidt den ene turbinen av tekniske årsaker må erstattes med en dual-fuel turbin.

Det vurderes å etablere en kraftkabel mellom Kristin og Åsgard B. Dersom dette bli besluttet vil det være tilstrekkelig med kun 1 LM2500+ turbin med lav-NO_x teknologi.

Gasseksportkompressoren vil bli drevet av en LM2500+ DLE gassturbin (lav-NO_x). Det settes av plass til en ny LM2500+ for eventuell framtidig økt kompresjon.

Eksportgassturbinen vil være utstyrt med varmegjenvinningsenhet (WHRU). Gjenvunnet varme benyttes for oppvarming av lettolje, varmt vann og til forvarming av brenngass.

Det vil bli installert en hoveddieselgenerator (ca 4,4 MW) og en nødkraftgenerator (ca 1,5 MW), også dieseldrevet. Dette vil være avhengig av om det blir etablert en kraftoverføringskabel mellom Kristin-plattformen og Åsgard B.

Brannvannsspumper vil bli drevet av dedikerte dieselgeneratorer.

Fakkel

Høytrykksfakkelen vil være lukket under normale driftsforhold. Lavtrykksfakkelen er planlagt med kaldventilering. Det vil bli vurdert om denne i stedet skal være utstyrt med pilotflamme, noe som kan medføre behov for å brenne mer gass, eller om den kan være lukket under normale driftsforhold. Sikkerhetsmessige forhold må nærmere avklares. Lukket fakkel gir de laveste utslippene til luft regnet som GWP, mens tent fakkel trolig gir lavere GWP enn kaldventilering.

Prosessering, lagring og lasting

Utslipp av nmVOC vil skje fra følgende kilder:

- lagring og lasting av lettolje på skytteltankere
- fra gasstørkeanlegg
- fra regenereringsanlegg for TEG

I tillegg til de komponentene som dekkes av begrepet nmVOC (etan, propan, butan) vil det bli utslipp av lettløselige oljekomponenter (BTEX-komponenter, dvs. benzen, toluen, etylbenzen og xylene) fra regenereringsanlegget for TEG.

Det vil bli installert gjenvinningsanlegg for nmVOC på lagertankskipet. Det legges til grunn at dette vil gjenvinne 75 % av avdampet nmVOC.

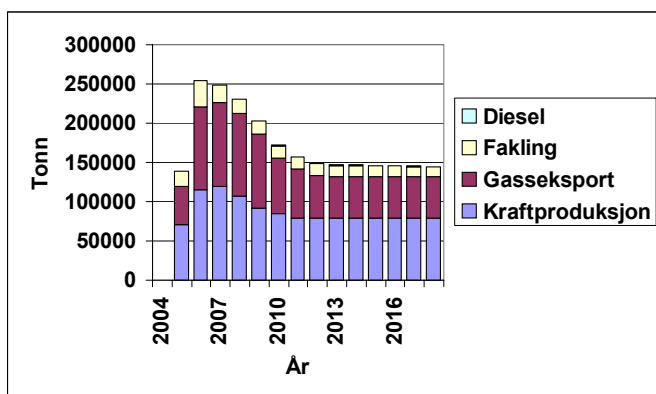
SFT har pålagt oljeselskapene å ta i bruk utslippsreducerende teknologi ved lastning av olje. Slik teknologi skal fullt ut være innført innen år 2006. Det er stilt krav til gjenvinningsgrad og regularitet. For Kristin vil dette bety at skytteltankere som benyttes for transport av lettolje vil måtte være utstyrt med gjenvinningsanlegg for nmVOC.

Transportaktivitet og andre kilder

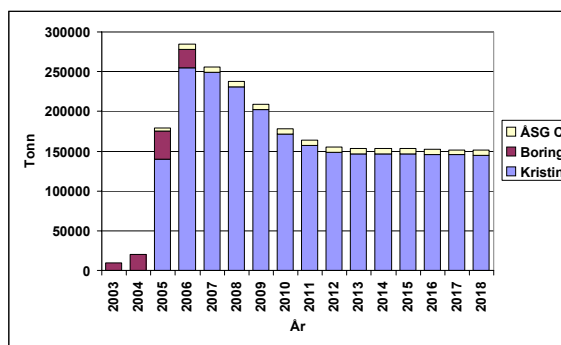
Lettoljeproduksjonen fra Kristin vil maksimalt utgjøre ca 55 laster med skytteltankere pr. år (maks ca 20.000 m³ stabilisert lettolje pr. dag i de første årene, og deretter sterkt avtagende). Utslippene knyttet til denne transporten er beregnet til i størrelsesorden 30.000 tonn CO₂, 800 tonn NO_x og 50 tonn nmVOC pr. år. i de årene produksjonen er størst (gjelder utslipp i Haltenbanken-området). Dette er basert på forholdsmessige beregninger gjort med utgangspunkt i RKU-Norskehavet.

I tillegg vil det bli utslipp knyttet til trafikk av forsyningsfartøyer, midlertidige mobile borerigger og helikoptertrafikk.

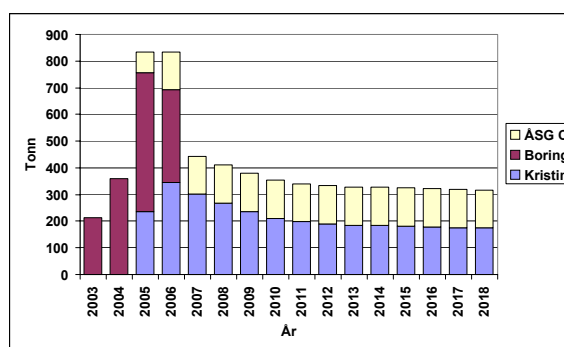
De viktigste kildene til utslipp av CO₂ fra Kristin-plattformen er vist i figur 7.1. I figurene 7.2 - 7.5 er vist de totale utslippene knyttet til Kristin-utbyggingen, inkludert også utslipp fra boring og utslippene fra lagertankskipet.



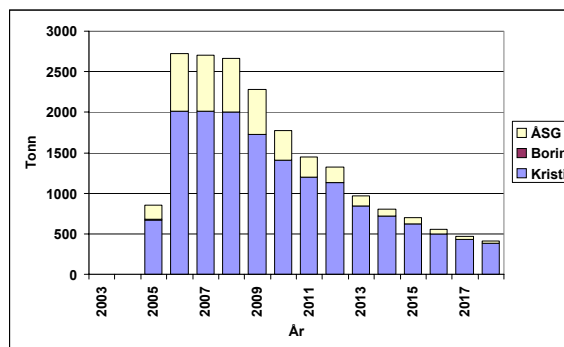
Figur 7. 1. Kilder til utslipp av CO₂ på Kristin-plattformen



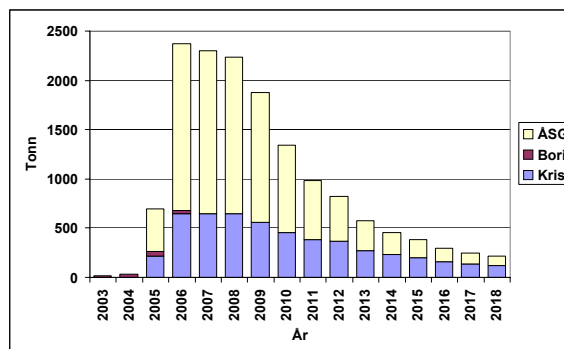
Figur 7. 2. Totale utslipp av CO₂ fra Kristin, fordelt på kilder



Figur 7. 3. Totale utslipp av NO_x fra Kristin, fordelt på kilder



Figur 7. 4. Totale utslipp av CH₄ fra Kristin, fordelt på kilder



Figur 7. 5. Totale utslipp av nmVOC fra Kristin, fordelt på kilder

De gjennomsnittlige årlige utslippene i driftsfasen er vist i tabell 7.3. Gjennomsnittstallene er basert på produksjon av Kristin alene i perioden 2016 - 2018. Det er sannsynlig at andre felter vil bli knyttet opp mot Kristin-plattformen suksessivt (se kap. 4.9), og at platåproduksjonen dermed vil forlenges. Som en følge av dette vil de gjennomsnittlige utslippene for den aktuelle perioden bli høyere enn vist i tabell 7.3.

Tabell 7.3. Gjennomsnittlige årlige utslipp knyttet til Kristin-utbyggingen i driftsperioden. (Økte utslipp fra Åsgard som følge av økt trykk er ikke inkludert)

alle tall i tonn/år					
CO ₂	NO _x	CO	CH ₄	nmVOC	SO ₂
163.000	400	135	1 230	930	9

7.3.1 Sammenligning med utslippsmålinger

I tabell 7.4 er de beregnede utslippene til luft sammenlignet med utslippsmålingene nevnt innledningsvis i kapittel 7. Grunnlaget for beregning av CO₂-ekvivalenter er klimagassenes GWP-verdi, se tabell 7.5. (GWP = Global Warming Potential).

Tabell 7.4. Gjennomsnittlige spesifikke utslipp til luft for Kristin for produksjonsperioden 2005 - 2018

	Enhet	Måltall	Kristin FPU	Kristin totalt
CO ₂ ekvivalenter	kg/Sm ³ o.e.	52	29	37
NO _x	kg/Sm ³ o.e.	0.12	0.036	0.076
nmVOC	kg/m ³ olje lastet	1.4		0.39

Som det framgår av tabellen ligger de beregnede utslippene til luft godt innenfor måltallene.

Tabell 7.5. Klimagassenes GWP-verdi.

Gass	GWP-verdi
Karbondioksid (CO ₂)	1
nmVOC	3,1
Metan (CH ₄)	21
Lystgass (N ₂ O)	310

En eventuell framtidig tilknytning av nærliggende felter vil som nevnt forlenge produksjonsperioden. Dette vil føre til lavere gjennomsnittlige spesifikke utslipp, siden de spesifikke utslippene er lavest ved platåproduksjon og vesentlig høyere ved lavere produksjonsrater. De spesifikke drivhusgass-utslippene fra produksjonsplattformen ved platåproduksjon er beregnet til 25 kg CO₂/Sm³ o.e.

Økte utslipp til luft fra Åsgard som følge av økt trykk i eksportørledningen vil bli rapportert fra Åsgard, og er ikke inkludert i tallene ovenfor (jfr. kap. 7.4).

7.4 Utslipp til luft som følge av økt trykk i Åsgard Transport

Når Kristin kommer i produksjon og begynner å eksportere gass gjennom Åsgard Transport vil trykket i rørledningen øke. Dette kan medføre økte utslipp fra andre plattformer som er tilknyttet eksportørledningen. Utslippsøkningen skyldes økt fyrgassforbruk for å drive kompressorer som trykker gassen gjennom rørledningen. I tillegg til Åsgard-feltet vil også Draugen, Heidrun og Norne, samt Kristin, levere gass til Åsgard Transport.

Utslipp til luft fra Kristin i driftsfasen er beskrevet i kapittel 7.4. Fra Norne forventes det ikke økte utslipp til luft som følge av økt trykk i eksportørledningen, fordi eksportgasskompressorene allerede har et utløpstrykk på 280 barg. Det samme er tilfelle for Heidrun. Heller ikke fra Draugen ventes økte utslipp av betydning siden gass-eksporten fra dette feltet er neglisjerbar i forhold til de øvrige feltene, og siden eksportgasstrykket også her er høyt allerede i utgangspunktet.

Økning i CO₂-utslipp som følge av økt trykk i eksportørledningen er beregnet for år 2007 for de feltene som leverer gass til Åsgard Transport, se tabell 7.6.

Tabell 7.6. Økte utslipp til luft som følge av økt trykk i Åsgard transport, illustrert ved år 2007, og sammenlignet med totale utslipp fra Haltenbanken/Norskehavet basert på prognoser fra RKU-Norskehavet.

Felt	tonn			
	CO ₂	NO _x	nmVOC	CH ₄
Norne	ingen økning			
Heidrun	ingen økning			
Åsgard	63 000	46		
Draugen	ingen økning			
Totale utslipp fra Haltenbanken/Norskehavet	4 304 495	22 568	58 450	6 078

Økningen i CO₂-utslipp som følge av økt trykk i eksportørledningen utgjør i størrelsesorden 1-2 % av de samlede utslippene fra Haltenbanken / Norskehavet i samme periode (basert på prognose i RKU-Norskehavet).

7.5 Endringer i utslipp til luft ved en framtidig tilknytning av nabofelt

Framtidig tilknytning av nabofelt (jfr. kap. 4.9) planlegges gjort når produksjonen på Kristin avtar og det oppstår ledig prosesseringskapasitet på plattformen. På den måten vil nivået for platåproduksjonen forlenges på omtrent samme nivå som platåproduksjonen for Kristin-feltet. Dette innebærer at maksimalt kraftbehovet ikke forventes å øke som en følge av tilknytningene, men at perioden med høyt kraftbehov forlenges. De spesifikke utslipp pr. produsert enhet forventes å bli redusert, siden perioden med lav produksjon (haleproduksjon) vil utgjøre en mindre andel av den totale driftsperioden.

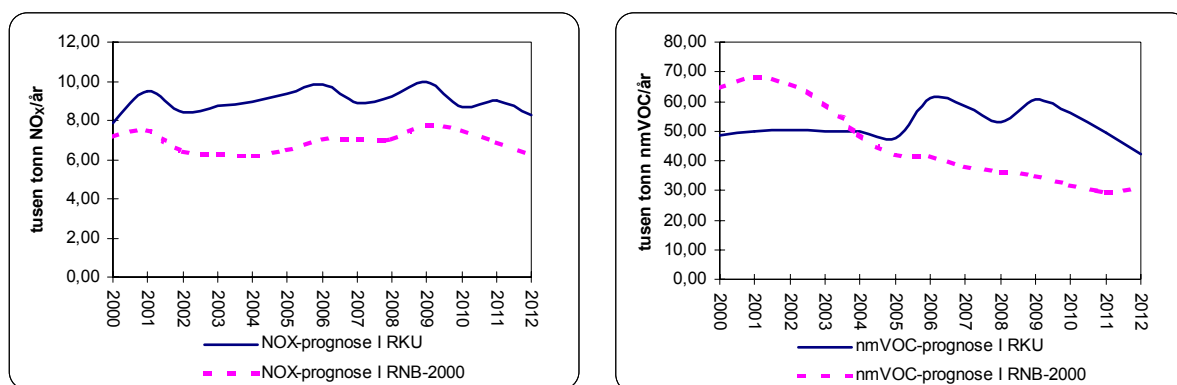
7.6 Utslipp til luft sammenlignet med prognoser i RKU-Norskehavet

Det er i første rekke utslipp av NO_x og nmVOC som har

potensiale til å gi miljøeffekter i form av forsurening, overgjødning og dannelse av bakkenært ozon. Som det framgår av figurene 7.3 og 7.5 foran er de maksimale årlige utslippene av disse komponentene fra Kristin-utbyggingen beregnet til ca 840 tonn NO_x (årene 2005 og 2006) og ca 2400 tonn nmVOC (år 2006).

I RKU Norskehavet ble de regionale konsekvensene av utslipp til luft vurdert med utgangspunkt i prognosene for NO_x og nmVOC i år 2009, slik de var innrapportert i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett for år 1997. År 2009 var det året som ville gi de høyeste utslippene av NO_x, vurdert på grunnlag av de prognoser som den gang forelå.

I figur 7.6. har en sammenlignet prognosene fra RKU med oppdaterte prognoser hentet fra revidert nasjonalbudsjett år 2000 (RNB 2000) for Haltenbanken/Norskehavet samlet. Utslipp fra skipstransport er ikke tatt med i disse sammenligningene.



Figur 7.6. Sammenligning av utslippsprognoser benyttet i RKU Norskehavet og utslippsprognoser innrapportert til revidert nasjonalbudsjett 2000 (RNB 2000). (Utslipp fra skipstransport er ikke inkludert).

I tabell 7.7. har en på tilsvarende måte sammenlignet utslippsprognosene for Draugen og Åsgard i RKU med prognoser fra RNB 2000, inkludert utslipp fra Mikkel. Haltenbanken Sør er navnet på utbyggingsprosjektet

som lå til grunn for det utredningsprogrammet som ble utarbeidet av Saga i 1998, og som i tillegg til Kristin også omfattet Lavrans, Tyrihans og Trestakk (se innledningen til kapittel 3)

Tabell 7.7. Beregnede utslipp fra Kristin, sammenlignet med prognoser for Haltenbanken Sør i RKU Norskehavet og i RNB 2000. Alle tall oppgitt som tonn

	Beregnete utslipp for Kristin		Prognose for Haltenbanken Sør i RNB 2000, år 2009		Prognose for Haltenbanken Sør i RKU-Norskehavet *	
	år 2006	år 2009	år 2006	år 2009	år 2006	år 2009
NO _x	840	840	1 290	1 540	2 039	1 272
nmVOC	2 400	1 800	8 280	12 200	7 802	3 512

*Tall for NO_x fra skipstrafikk er inkludert

RNB 2000 inkluderer ikke utslipp fra skipstransport, i motsetning til RKU Norskehavet. Slik transport bidrar

særlig til utslipp av NO_x. Grovt sett kan en anslå at bidraget fra skipstrafikken på bøyelastede felt på Haltenbanken utgjør 55 % av de totale NO_x - utslippene. Dette er basert på beregningene i RKU Norskehavet.

7.7 Konsekvenser av utslipp til luft

Utslipp av NO_x og VOC vil kunne ha regionale miljømessige konsekvenser i form av:

- forsuring av jordsmonn og ferskvann
- gjødslingseffekt på vegetasjon
- endret luftkvalitet gjennom dannelse av bakkenært ozon eller endringer i konsentrasjonsnivået av N₂O.

De analysene som ble foretatt i forbindelse med RKU Norskehavet konkluderte med følgende ang. regionale konsekvenser:

"Vurderinger av utslippsprognosene viser at utslippene vil kunne føre til en svak økning av nitrogenavsetningen i området, samt utgjøre et bidrag til episoder med høye korttidskonsentrasjoner av ozon. Det er imidlertid lite sannsynlig at nitrogenavsetningen vil ha målbar innvirkning på forsuringstilstanden i overflatevann i det berørte området. Påvirkningen på vegetasjon vil være liten, og vil ikke være merkbar på fauna."

"Bidrag til økt dannelse av ozon vil, i prognosene for år 2000, kunne forårsake en merbelastning i forhold til tålegrenser og føre til et økt potensiale for negativ påvirkning på planter og dyr. Det samme gjelder for prognosen for år 2009. Skytteltrafikken til og fra de nye, fiktive feltene utgjør den viktigste utslippskilden. Dersom en betrakter skytteltankerutslippene som en linjekilde (og ikke som et punktutslipp), slik som det er gjort i de tidligere modelleringene, vil utslippene fordeles langs norskekysten og videre til Shetland. Denne spredningen av utslippene vil føre til redusert fare for høye ozonepisoder."

Dannelse av bakkenært ozon skjer i troposfæren ved reaksjoner mellom nitrogenoksider, karbonforbindelser (CH₄, CO, VOC) og luftens oksygen under påvirkning av sollys. Haltenbanken befinner seg langt fra de store europeiske utslippene, i et område der konsentrasjonene av luftforurensinger er lave. For slike områder er det vanlig å anta at nitrogenoksidutslippene er den begrensende faktoren for ozondannelse (RKU Norskehavet).

Som vist foran er de beregnede utslippene av NO_x og nmVOC fra Kristin lavere enn det bidraget fra Haltenbanken Sør som var lagt til grunn for konsekvensvurderingene i den regionale konsekvensutredningen. På den bakgrunn blir konsekvensvurderingene i den regionale utredningen antatt å være dekkende også for situasjonen etter at Kristin har kommet i full drift. Effektene av CO₂-utslippene er av global karakter i form av klimapåvirkning (drivhuseffekt). Utslipp av CO, CH₄, N₂O og SO₂ vil bidra til de samme miljøeffekter som nevnt ovenfor, men spiller mengdemessig en mindre rolle (se tabell 7.5).

7.8 Tiltak for å redusere utslipp til luft

I det følgende er beskrevet de tiltak som er vurdert for å redusere utslipp til luft. Det framgår hvilke tiltak som er forkastet, hvilke som er besluttet gjennomført, og hvilke som vil bli nærmere vurdert.

7.8.1 Tiltak som er besluttet gjennomført

Fjerning av CO₂, H₂S og Hg fra rikgass ved landanlegg
For å overholde salgsgass-spesifikasjonene er det nødvendig å redusere innholdet av CO₂ og H₂S i rikgassen. Dette vil bli gjort etter ilandføring på terminalen på Kårstø. Det arbeides med muligheter for å unngå utslipp av gjenvunnet CO₂, f.eks. gjennom videreføring til næringsmiddel- eller industriformål. H₂S og Hg vil bli fjernet gjennom binding til et metalloksyd., og Svovel og Hg vil bli gjenvunnet. På denne måten unngår en utslipp til luft eller vann.

Lav-NO_x-teknologi på turbiner

Alle gassturbiner planlegges med lav-NO_x-teknologi. Dersom videre planlegging viser at det er nødvendig av driftsmessige årsaker, kan det bli aktuelt å erstatte den ene turbinen med en dual-fuel turbin. Dersom elektrisk kabel mellom Åsgard B og Kristin realiseres, vil derimot denne turbinen utgå.

Gjenvinning av nmVOC

Lagertankskipet vil bli utstyrt med gjenvinningsanlegg for nmVOC. Det forventes at dette gir en gjenvinning på 75 % av avdampet nmVOC fra lagring.

SFT har pålagt oljeselskapene å ta i bruk utslippsreducerende teknologi ved lasting av olje. Slik teknologi skal fullt ut være innført innen år 2006. Det er stilt krav til hvor stor andel av lastingen som skal skje med utslippsreducerende teknologi, og til gjenvinningsgrad og regularitet. For Kristin vil dette bety at skytteltankere

som benyttes for transport av lettolje vil måtte være utstyrt med gjenvinningsanlegg for nmVOC.

Gass rekompresjon og lettoljeeksport er lagt opp med VSD (Variable Speed Drive)

Elektromotorer med variabel hastighet gir bedre mulighet for å tilpasse kraftforbruk i forhold til behov, og på den måten kan utslipp reduseres.

Mange av hjelpesystemene er konfigurert som 3x50% systemer (sjøvann, kjølemedium og luft)

Dette gir store muligheter for å redusere kraftforbruket når haleproduksjonen starter.

Prosessoptimalisering

Prosesser er optimalisert for å minimalisere energi-, varme- og kjølebehov. En såkalt pinch-analyse har bekreftet at den valgte løsningen er god, og at ytterligere forbedringer vil bli uforholdsmessig kostbare.

Eksportgasturbinen vil bli utstyrt med varmegjenvinningsenhet

En WHRU-enhet (Waste Heat Recovery Unit) på turbinen som driver eksportgasskompressoren vil produsere nok varme til å dekke behovet på plattformen.

Lukket høytrykks fakkell

Høytrykks fakkelen vil være lukket under normal drift.

Brønntesting og brønnoopprensning med minst mulig utslipp til luft

Utslipp til luft i forbindelse med brønnoopprensning og brønntesting vil bli redusert gjennom at dette i størst mulig grad skjer til Kristin plattformens testseparator, etter at plattformen er på plass. Der har en mulighet for oppsamling av olje og brukt væske fra brønnoperasjoner.

7.8.2 Tiltak som er vurdert, men forkastet

Kombikraftverk

Saga vurderte installering av kombikraftanlegg på Kristin. Et slikt anlegg øker virkningsgraden på eksisterende turbiner, og kan være hensiktsmessig dersom en på den måten f.eks. kan klare seg med en turbin mindre. Ved den kraftgenereringsløsning som den gang var aktuell, ville investeringskostnadene for et kombi-kraftanlegg være vesentlig høyere enn de tilsvarende innsparingene i CO₂-avgift.

Statoil har vurdert ulike kombinasjoner av dampgenerering fra eksport- og kraft-turbinene og bruk av denne dampen til varme, til dampturbiner for kompressordrift og til el-produksjon. Den eneste løsningen som kunne være miljømessig og økonomisk interessant, er å erstatte de to gasturbinene for

kraftgenerering med en mindre turbin, og med dampanlegg både på denne og på eksportturbinen. Denne løsningen vil imidlertid kunne gi et periodevis varmeunderskudd og ingen reserve for kraftturbinen. Løsningen er derfor forkastet.

Fjerning av CO₂ fra røykgassen

Et CO₂-fjerningsanlegg basert på Kværners absorpsjonsteknologi ble av Saga vurdert for Kristin. Under ideelle forhold skal slik teknologi kunne fjerne inntil 86 % av CO₂-innholdet i røykgassen fra gasturbiner. En LCA-analyse utført av DNV (DNV 1998) viste at et slikt renseanlegg ville kunne redusere CO₂-utslippet i størrelsesorden 10 ganger så mye som den CO₂-mengden som blir generert i forbindelse med produksjon og drift av renseanlegget. Økonomiske vurderinger, med utgangspunkt i det utbyggingskonsept som den gang var aktuelt, viste at investeringskostnadene pr. redusert tonn CO₂ var 2-3 ganger høyere enn de innsparte CO₂-avgiftene, når en legger til grunn samme diskontering som for andre investeringer og operasjonskostnader.

Det er ikke gjort nye økonomiske beregninger for det utbyggingskonsept som nå er valgt, men erfaringer fra en rekke studier som er gjort for andre Statoil-opererte felt viser at investeringene fortsatt ligger godt over innsparte CO₂-avgifter. Fjerning av CO₂ fra røykgassen vurderes derfor ikke som en samfunnsøkonomisk god løsning med dagens teknologi.

Fjerning og reinjeksjon av CO₂ i reservoaret

Alle felt i denne delen av Haltenbanken har et CO₂-innhold i gassen som overstiger salgsgassspesifikasjonen på 2,5 %. Dette medfører at deler av CO₂-innholdet må fjernes, eller gassen må blandes ut med CO₂-fattig gass. Fjerning og injeksjon av CO₂ i reservoaret på feltet var opprinnelig strategi i Saga sine planer, men senere har en funnet at en samordnet løsning for Kristin og Åsgard, der CO₂ innholdet reduseres etter ilandføring, faller best ut økonomisk. Dessuten planlegges Kristin drevet uten trykkstøtte, og injeksjon av CO₂ i et høytrykksreservoar vil være sikkerhetsmessig svært utfordrende og uøkonomisk i forhold til valgt løsning.

CO₂ fjerning /utblanding på Kårstø

En vurdering av alternative metoder for CO₂-fjerning/utblanding på Kårstø er utført (Bryhni Asla & Samuelsen 2000). Det ble her konkludert med at utblanding på Kårstø ikke er et godt alternativ til et fjerningsanlegg. Årsaken er usikkerhetene ved stor skala utblanding som alternativ til fjerning, at en ville være avhengig av kun et felt for utblanding (Gullfaks satellitter). I tillegg ville en få redusert kapasitet til Dornum gjennom Europipe I, mulig endring av

leveringspunkt, økte driftskostnader og redusert operasjonell fleksibilitet i gasstransport-systemet til kontinentet. Mindre utblanding som supplement til CO₂ fjerning vil imidlertid være mulig.

Et felles amin CO₂-fjerningsanlegg og deponeringsløsning for Kristin og Åsgard som ble studert i forbindelse med Sagas Haltenbanken Sør studier (Iversen 98), ble også vurdert i samme rapport. Dette alternativet ble forkastet av økonomiske grunner, selv om det ville gi en løsning på lang sikt på CO₂-problemet både for Åsgard og Kristin. Amin-anlegget var basert på fjerning av CO₂ fra hele rikgasstrømmen i fra Åsgard Transport. I tillegg var deponeringsløsningen basert på enten utslipp til luft eller injeksjon i Utsira-formasjonen til havs.

Investeringen for dette anlegget er langt høyere enn for CRAIER-anlegget, både med og uten deponering til havs, og det gir ingen økt etan-produksjon for videre salg.

Fjerning og deponering av CO₂ i havet

Deponering av CO₂ i havet ble av Saga vurdert som et alternativ til injeksjon av CO₂ i reservoaret (Johannesen og Drange 1996). Løsningen som er vurdert for Kristin består i utslipp av CO₂ i væskeform ved bunnen gjennom dyser som gir utslipp av små dråper som løser seg raskt i vannmassene (Drange et. al 1998). Vurderingene og simuleringene som er gjennomført indikerer at deponering på større dyp enn 800 m kan gi mindre enn 25 % utlekking til atmosfæren over en 50-års periode, og

at det ikke vil oppstå uakseptable miljøkonsekvenser i sjøen. Resultatene er interessante, men krever verifisering gjennom virkelige forsøk. Et internasjonalt arbeid er igangsatt for å utrede dette, og tiltaket er enda ikke kvalifisert for praktisk gjennomføring.

Elektrisitet fra land

Oljedirektoratet og Norges vassdrags- og energiverk utarbeidet på vegne av OED en rapport om elektrifisering av norsk sokkel (NVE 1997). Rapporten konkluderte med at elektrifisering av kontinentalsokkelen med dagens (1997) teknologi syntes lite aktuelt. Kostnadene var høye i forhold til de utslippsreduksjoner som kunne oppnås, og elektrifisering ble vurdert å kunne være et alternativ i første rekke for enkelte innretninger som ligger nær land.

Det har vært gjort noen nye studier, og teknologien har gjort noen fremskritt bl.a. mht. overføring av likestrøm over store avstander. Kostnadseffektiviteten for denne teknologien er ennå ikke slik at det har vært et aktuelt alternativ for Kristin.

7.8.3 Tiltak som fortsatt er til vurdering

Kabel for kraftoverføring fra Åsgard B

En utveksling av kraft mellom Åsgard B og Kristin vil kunne medføre redusert forbruk av brenngass. Det er ikke fattet endelig beslutning om dette ved innlevering av konsekvensutredningen.

Lukking av lavtrykks-fakkel

Det er planlagt med kaldventilering fra lavtrykks-fakkelen. Det vil imidlertid bli vurdert om denne i stedet skal være tent, noe som kan medføre behov for å brenne mer gass, eller om den kan være lukket. Dette krever sikkerhetsmessige avklaringer. Lukket fakkel gir de laveste utslippene til luft regnet som GWP, mens tent fakkel trolig gir lavere GWP enn kaldventilering.

8 Planlagte utslipp til sjø

I boreperioden vil det bli benyttet to halvt nedsenkbare borerigger, og utslipp til sjø vil skje fra disse. I driftsfasen vil alle utslipp til sjø skje fra produksjonsenheten på Kristin, bortsett fra utslipp av hydraulikkvæske, som vil skje fra havbunnsbunnrammene.

- kjølevann
- drenasjevann
- sanitæravløpsvann
- hydraulikkvæske fra operasjon av sikkerhetsventiler på havbunnsrammer

De regulære utslippene til sjø vil bestå av :

- avfall fra boring (utboret bergmasse og vannbasert borevæske)
- kjemikalier knyttet til klargjøring av rørledninger
- produsert vann med rester av produksjons- og injeksjonskjemikalier
- produsert sand

8.1 Utslipp til sjø fra boring og komplettering av brønner

I en periode på totalt ca 4,3 år, når riggene er aktive på feltet, vil det bli utslipp av borekaks (utboret bergmasse) fra boring med vannbasert borevæske, vannbasert borevæske og kompletteringsvæske. I tillegg kommer oljeholdig drenasjevann og sanitæravløpsvann.

Tabell 8.1. Planlagt håndtering av borekaks, borevæske og barytt (gjennomsnittstall pr. brønn)

	Utslppssted	Utslipp til sjø			Til behandling på land	
		Borekaks, m ³	Borevæske, m ³	Barytt, tonn	Borekaks med vedheft av borevæske, m ³	Borevæske, m ³
Boring med vannbasert borevæske	Utslipp v/havbunn	456	2 280	3		
	Utslipp v/overflate	760	1 200	880		
Boring med oljebasert borevæske					310	350

Ved boring med vannbasert borevæske vil både kaks og brukt borevæske bli sluppet ut i sjøen. Ved boring av de øvre seksjonene vil kaks bli sluppet ut ved sjøbunnen og avleire seg i nærområdet til brønnene. Ved boring av dypereliggende seksjoner vil utslippet skje ved havoverflata. Tabell 8.1. gir en oversikt over utslippene av borevæske og borekaks. En gjenbruksordning for borevæske vil redusere forbruk og utslipp. Basert på Statoils erfaringsmateriale vil en slik gjenbruksordning redusere forbruk og utslipp med ca 30 %.

Toppullseksjonen planlegges boret med vannbasert borevæske. Fra og med 17 1/2" - seksjonen og nedover planlegges det brukt oljebasert borevæske.

Brukt oljebasert borevæske, samt borekaks fra boring med slik borevæske, vil bli transportert til land for behandling.

Drenasjevann fra boreområde og maskinrom kan være forurenset med olje. Fra boreområdene kan drenasjevannet dessuten inneholde boreslam, noe som gjør at vannet blir vanskelig å rense. Dersom drenasjevann fra riggen ikke tilfredsstillende gjeldende krav til rensing (maks oljeinnhold 40 mg/l), vil dette bli samlet opp og behandlet på land.

Reinjeksjon av borekaks og oljeholdig drenasjevann er vurdert. På grunn av det høye trykket i Kristin-reservoaret kan reinjeksjon ikke anbefales av sikkerhetsmessige årsaker.

8.1.1 Utslipp til sjø knyttet til sementering, komplettering og gruspakking

I forbindelse med sementering forventes mindre utslipp til sjø av sement og tilsetningsstoffer. Disse stoffene er:

- Stoffe som påskynder eller forsinker størkingen

- Stoffer som forhindrer væsketap
- Dispergeringsmidler
- Skillevæsker

Spesielle væsker kan bli nødvendige som følge av det høye trykket. Disse vil bli samlet opp og brukt om igjen.

Totalt utslipp av sement ved 12 brønner vil være i størrelsesorden 400 - 450 tonn.

I forbindelse med komplettering og gruspakking brukes en rekke kjemikalier. Hovedkomponentene i kompletteringsvæske som slippes ut er NaCl og KCl.

8.1.2 Konsekvenser av utslipp fra boring

Det er i forbindelse med utarbeidelsen av RKU Norskehavet gjort beregninger av spredning og avsetning av boreslam og borekaks (Johnsen, Frost og Smith 1997). Ved utslipp til sjø fra borerigg vil det meste av borekaket synke og avsettes på bunnen i nærheten av utslippskilden, mens mindre partikler (kaks, barytt, bentonitt) vil spres i vannmassene og avsettes på bunnen i større avstander fra utslippspunktet. Spredningsavstandene avhenger av bl.a havdyp og strømforhold. Under selve boreprosessen vil en stor del av partiklene foreligge i selve vannsøylen. Anslag over synkehastigheter viser at ca. 50 vekt- % av partiklene i boreslammet har en synkehastighet på under 2 m/dag; 50 vekt- % av partiklene i borekaksen har en synkehastighet på over 100 m pr. dag (OLF, 1996).

Beregninger gjort for Heidrun, med totalt ca 60 brønner (Johnsen og Frost 1997), viser at det kan forventes en oppbygging av et kaks-lag på bunnen på ca. 1 cm i en avstand på maksimalt 1 km fra utslippskilden, og et noe tykkere lag (5 cm) nærmere utslippskilden (500m). I en avstand opptil 500 meter fra utslippskilden vil det kunne forventes lokale ansamlinger opp mot maksimum 10 cm.

Havdybden på Heidrunfeltet er omtrent den samme som på Kristinfeltet. Mens det på Heidrun er omlag 60 brønner, planlegges det på Kristin 12 brønner fordelt på 4 brønnerammer med innbyrdes avstand fra 5,5 - 7 km. Oppbyggingen av borekaks på havbunnen må tilsvarende forventes å bli vesentlig mindre enn på Heidrun.

Vannbasert borevæske vil i stor grad bli gjenbrukt. Utslippene blir på den måten minimalisert. Hovedingrediensene i vannbasert borevæske, bentonittleire og barytt, regnes ikke som giftige (Neff m.fl 1989), men kan ha negativ innvirkning på bunndyrsamfunnene ved

at de begraver fastsittende organismer og gjør bunnsubstratet uegnet for flere arter. Denne effekten vil være avhengig av tykkelsen på det sedimenterte laget.

I tillegg vil baritt- og bentonittpartikler som foreligger suspendert i vannsøylen kunne ha effekter på filtrerende organismer. Et studie utført av Cranford m.fl. (1999) viser kroniske effekter på skjell ved langtidseksponering for barytt- og bentonittpartikler i vannsøylen ved henholdsvis 0,5 mg/l og 2 mg/l.

Som det framgår ovenfor kan det ikke forventes noen omfattende avsetninger av borekaks/borevæske ved Kristin. Det vises til RKU Norskehavet, kapittel 7, for en nærmere beskrivelse av konsekvenser av utslipp knyttet til boring.

En usikkerhet knytter seg til utslipp av borekaks/bore-slam og eventuell virkning på koraller som måtte befinne seg innenfor sedimentasjonsområdet. Dette er nærmere omtalt i kapittel 12.2.4

Brukt oljebasert borevæske og kaks boret med slik væske vil bli transportert til land for behandling.

8.2 Utslipp til sjø ved klargjøring og oppstart av rørledninger

Feltrørledningene (rørmateriale 13 % Cr) vil bli fylt med ferskvann etter legging. Rørene vil bli utstyrt med en gelplugg i hver ende for å hindre sjøvannsinnstrømming under sammenkobling. Etter at rørsøyler og stigerør er koblet opp, vil rørene trykktestes og tømmes.

Det vil bli nødvendig å tilsette oksygenfjerningskjemikalie, samt fargestoff for trykktesting.

Eksportørledningene vil bli fylt med sjøvann, og også disse må tilsettes hhv. kjemikalier for å hindre begroing, fargestoff for trykktesting, og oksygenfjernende kjemikalie. Det planlegges brukt lut for å hindre begroing, men det kan bli nødvendig å bruke biosider dersom undersøkelser avdekker at lut kan føre til utfellinger som forårsaker driftsmessige forstyrrelser.

Tømmingen av alle rørledninger, med unntak av brønnstrømsledningene til de to nordre brønnerammerne, vil skje fra Kristin plattformen, og i samme periode, dvs. vår/sommer 2005. Tidspunktet vil bli diskutert med Havforskningsinstituttet.

For de to nordre brønnstrømsledningene vil vann tilsatt fargestoff og oksygenfjerner bli sluppet ut ved brønnrammene.

Metanol, som brukes for tørking av rørledningene før oppstart, planlegges sluppet ut i sjøen. En løsning med oppsamling av metanol på plattformen vil bli vurdert.

Tabell 8.2. Oversikt over kjemikalieutslipp ved klargjøring av rørledninger

Tilsetningssted	Rørvolum	Forventet utslipp av aktive komponenter (aktivt stoff)				
		Basisalternativ			Alternativ til lut	
		Lut	Oksygenfjerner (Natriumbisulfit)	Fargestoff (Fluorescein)	Biosid (Glutaraldehyd)	Oksygenfjerner (Natriumbisulfit)
Feltrørledninger, totalt	5621 m ³	-	ca 2200 kg	ca 90 kg	-	-
Gasseksport-rørledning	11668 m ³	ca 1000 kg	ca 4600 kg	ca 190 kg	ca 900 kg	ca 2000 kg
Kondensat-rørledning	5250 m ³	ca 450 kg	ca 2080 kg	ca 85 kg	ca 400 kg	ca 900 kg

Fargestoffet brukes til å oppdage eventuelle lekkasjer under trykktesting av rørledningene. Det vanligst brukte er fluorescein. Dette stoffet har lav giftighet og bioakkumulering, men er lite nedbrytbart. Det blir arbeidet med utvikling av alternativer til bruk av dette fargestoffet.

Ved de aktuelle utslippspunktene i dette tilfellet (sammenkoblingspunktene) er det god vannutskifting/strømhastighet, og rask fortykning gjør at et utslipp ikke forventes å medføre miljømessige konsekvenser av betydning.

8.3 Konsekvenser av utslipp fra klargjøring

Basert på erfaringer fra en lang rekke rørledningsprosjekter vil Statoil anvende den teknologi som gir minst forbruk og utslipp av skadelige kjemikalier i forbindelse med klargjøring.

Miljøpåvirkningen ved utslipp av lut vil være liten. Lut har full vannløselighet, og sammen med sjøvannets buffervirkning gjør dette at det skal relativt liten fortykning til før pH-effekten opphører. Bruk av rørledningskjemikalier vil bli nærmere belyst i forbindelse med søknad om utslippstillatelse knyttet til klargjøringen

Dersom biosid vil bli benyttet, er det tale om glutaraldehyd, som regnes blant de minst skadelige mht. biologisk nedbrytbarhet og akkumulering i næringskjeden. Det har vært gjort omfattende undersøkelser i felt og i laboratorium som viser at et utslipp av rørledningsvann med rester av glutaraldehyd har sterkt avgrenset og kortvarig effekt på økosystemet. Direkte skadelig effekt kan kun påregnes i de nærmeste 10-talls metrene fra utslippspunktet.

Miljøvirkninger av utslipp i forbindelse med klargjøring vil være knyttet til eventuell direkte kontakt mellom fiskeegg og -larver.

Ved i tillegg å tilpasse utslippstidspunktet slik at en unngår perioder med stor forekomst av fiskeegg og -larver i området, regner en ikke med påviselig miljøskade. Den mest sårbare perioden vurderes å være fra og med midten av mars til slutten av mai.

8.4 Utslipp til sjø ved drift

8.4.1 Produisert vann

Kristin er karakterisert ved høyt trykk og høy temperatur, og feltet utvinnes kun gjennom trykkavlastning. Det er ikke behov for injeksjon av hverken vann eller gass som trykkstøtte.

Reinjeksjon av produsert vann har vært vurdert (Statoil 2000). Slik reinjeksjon er vurdert som mulig, men ville kreve boring av en ekstra brønn dedikert til reinjeksjon (deponibrønn). Dette ville forårsake økte utslipp til luft og sjø. Tiltaket ville ha en høy pris sammenlignet med andre tiltak.

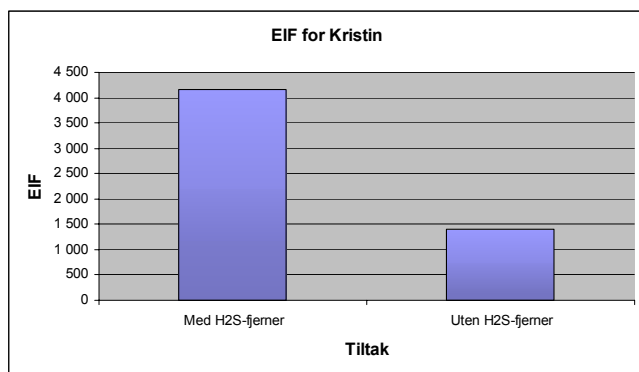
Produisert vann fra Kristin planlegges sluppet ut 14 meter under havoverflaten sammen med oppvarmet kjølevann med temperatur på ca 35 grader Celsius. Det er gjort beregninger med utslippsrater for produsert vann i intervallet 40-200 m³/time, og kjølevann i intervallet 7000-5000 m³/time. Beregningene viser at utslippet raskt vil stige til overflaten. Med den høyeste raten for

produsert vann og den laveste raten for kjølevann, er nærsonefortynningen for produsert vann i det overflaten nås beregnet til 1:300.

Beregning av EIF (Environmental Impact Factor) er gjennomført som et grunnlag for å sammenligne mulige tiltak for å redusere miljørisikoen knyttet til utslipp av produsert vann. En beskrivelse av EIF-metoden er gitt i vedlegg A.

H₂S-innholdet i rikgassen fra Kristin er høyt, og må reduseres for å overholde salgsgassspesifikasjonen. Et alternativ har vært å foreta denne fjerningen på plattformen. Den tradisjonelle metoden ville da vært bruk av kjemikalier som er lite miljøvennlige, og en betydelig del av disse kjemikaliene ville fulgt produsert vann som utslipp til sjø. På denne bakgrunn har en besluttet å foreta fjerningen på land (Kårstø). Her kan fjerningen gjøres gjennom en adsorpsjonsprosess, og vil ikke medføre utslipp hverken til luft eller sjø. Adsorpsjonsmaterialet vil byttes og selges til smelteverksindustrien som råmateriale.

EIF-beregninger har vist at denne løsningen reduserer miljøbelastningen knyttet til utslipp av produsert vann med nær 70 %, sammenlignet med basisalternativet. Dette er illustrert ved figur 8.1.

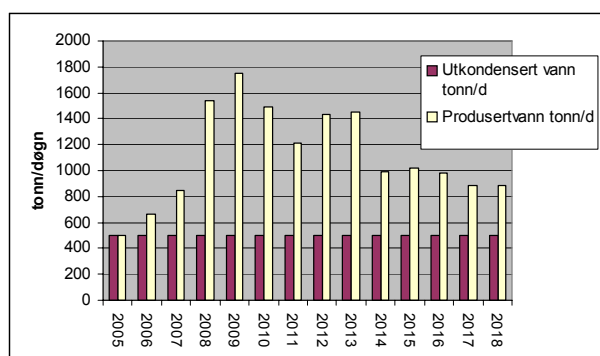


Figur 8.1. Beregnet EIF over Kristins levetid, med og uten utslipp av rester av H₂S-fjerner i produsert vann

Gjennom å benytte ekstra korrosjonsbestandig stålmateriale i brønnstrømstørledninger og produksjonsutstyr, unngår en bruk av korrosjonshemmere under ordinær drift på Kristin. Også dette bidrar til å redusere miljøbelastningen fra produsert vann.

Produsert vann fra Kristin består av formasjonsvann og utkondensert vann (se figur 8.2). Formasjonsvannet er fritt vann fra reservoaret som er i likevekt med oljefasen ved de trykk og temperaturbetingelser som er i reservoaret. Ved prosessering vil dette vannet bli skilt ut i separatorene. Utkondensert vann er i hovedsak mettet

vandamp som følger gassen. Når gassen trykkavlastes og kjøles gjennom prosesseringen vil noe av dette vannet kondenseres ut. Sammensetningen til disse to typene vann er forskjellig. I og med at utkondensert vann er vann som kommer fra gassfasen, vil det ikke være mye av de tyngste komponentene i dette vannet. Erfaringer fra andre kondensatfelt viser at innholdet av mono-aromatiske komponenter, BTEX, i dette vannet er relativt høyt, mens metaller ikke vil være tilstede i det hele tatt.



Figur 8.2. Forventet produksjon av vann. De gule søylene representerer formasjonsvann + kondensert vann

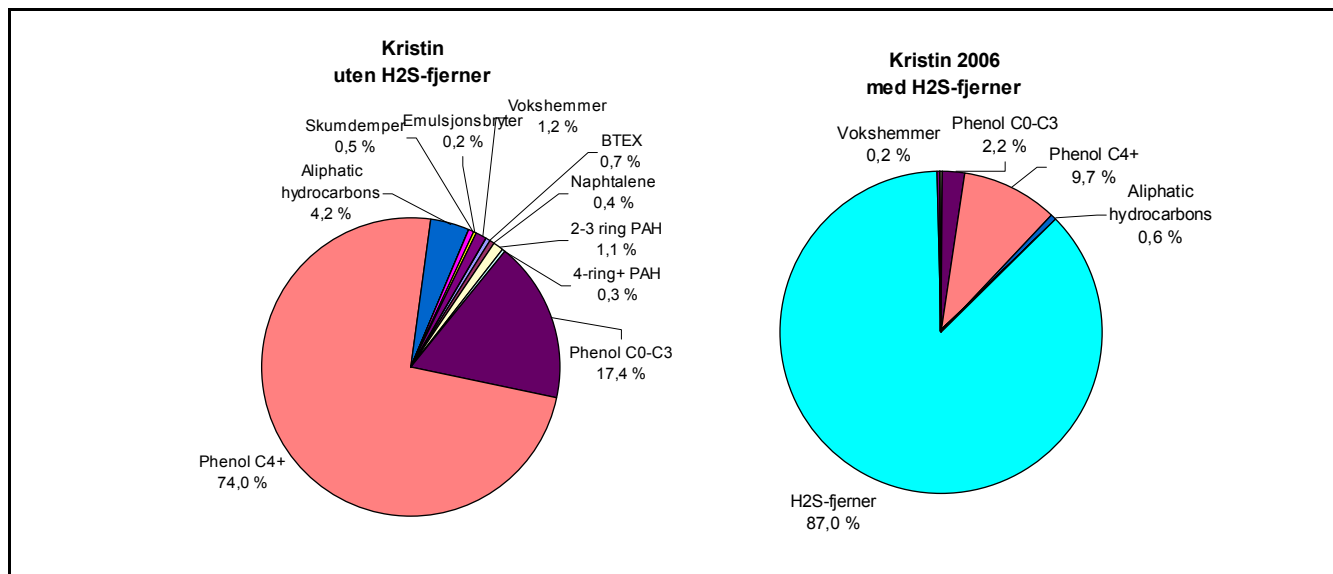
Ved beregning av miljøbelastning, EIF, har en for Kristin lagt til grunn sammensetningen av formasjonsvannet, som det er foretatt analyser på. Dette innebærer at innholdet av BTEX kan være noe underestimert for de første 2-3 årene da kondensert vann utgjør en stor del av de totale mengdene produsert vann. Innholdet av noen av de naturlig forekommende komponentene (fenoler) i formasjonsvannet fra Kristin er høyt sammenlignet med gjennomsnittlig konsentrasjon i produsert vann fra andre felt på Haltenbanken (tabell 8.4).

Mengden av produsert vann forventes å være størst i år 2009 med ca 625.000 m³, tilsvarende gjennomsnittlig ca 1750 m³/d. Dette tilsvarer 3-4 % av de prognoserte mengdene av produsert vann fra eksisterende felter i Haltenbanken/Norskehavet samme år, basert på tall fra RKU-Norskehavet (Statoil m.fl. 1998). Forventede mengder produsert vann fra Kristin er vist i figur 8.2.

Vannet vil bli renset ved bruk av hydrosykloner til ca 25 ppm dispergert olje før utslipp i sjøen.

Etter at det er besluttet å unngå bruk av H₂S-fjerner, er det gruppen alkyl-fenoler, med hovedbidrag fra C₄- og C₅-fenoler, som utgjør det største bidraget til miljøbelastningen til sjø, regnet som EIF (figur 8.3). C-tour+

renseteknologien er antatt å kunne fjerne 85-90 % av disse fenolene. Teknologien er ikke tilgjengelig pr. i dag, men det vil på Kristin-plattformen bli lagt til rette for å ta denne teknologien i bruk dersom utviklingen blir vellykket.



Figur 8.3. Ved å unngå bruk av kjemikalier for H₂S-fjerning, reduseres faren for miljøskade ved utslipp av produsert vann vesentlig. Figuren viser bidraget til EIF med (høyre) og uten (venstre) utslipp av H₂S-fjerner

I tabell 8.3. er det gitt en oversikt over hvilke konsentrasjoner for de ulike komponentene som er lagt til grunn for EIF-beregninger for Kristin.

Tabell 8.3. Verdier lagt til grunn for beregning av EIF for produsert vann fra Kristin (Statoil 2000)

Komponent	Konsentrasjon brukt som input til EIF-beregninger	Kommentar
	mg/l	
Dispergert olje	25,5	Som Åsgard B
BTEX (benzen, toluen, etylbenzen, xylen)	19,23	Formasjonsvann Kristin
Naftalener	0,72	Formasjonsvann Kristin
2-3 rings PAH	0,06	Formasjonsvann Kristin
4+ rings PAH	0,005	Antatt 7,5 % av total PAH
C ₀ -C ₃ Fenoler	24,2	Formasjonsvann Kristin
C ₄ + Fenoler	0,24	Antatt 1 % av total fenol
Sink	0,27	Gjennomsnitt fra RKU-Nordsjøen
Avleiringshemmer	15	Antatt samme konsentrasjon som for Åsgard B
Skumdemper	0,5	Antatt samme konsentrasjon som for Åsgard B
Vokshemmer	5	Antatt samme konsentrasjon som for Åsgard B
Emulsjonsbryter	0,5	Antatt samme konsentrasjon som for Åsgard B

1 (Røe, T.I., 1998)

2 (OLF 1998)

I tabell 8.4 er forventede utslipp av produsert vann fra Kristin sammenlignet med totalutslippene av produsert vann i Haltenbankenområdet. For Kristin er det lagt til grunn et utslipp på maks 625.000 m³/år (år 2009). For de andre feltene på Haltenbanken er benyttet konsentrasjonsverdier fra den sist tilgjengelige årsrapporten fra

SFT (SFT 2000), og vannmengder basert på prognosene for år 2009 i RKU-Norskehavet. Det understrekes at tallene for Kristin må oppfattes som foreløpige. Endelige tall vil først foreligge når feltet er i produksjon.

Tabell 8.4. Utslipp av komponenter i produsert vann fra Kristin sammenlignet med totale utslipp i Haltenbankenområdet for år 2009

Komponent	Totale utslippmengder, år 2009							Konsentrasjoner, mg/l **						Kristins andel av totale utslipp i Haltenbanken/Norskehavet, år 2009	
	enhet	Njord *	Draugen *	Heidrun *	Norne *	Åsgard *	Kristin	Njord	Draugen	Heidrun	Norne	Åsgard	Kristin		
Vann til sjø	m ³	600000	5200000	9800000	1100000	600000	625000								3,5 %
olje til sjø	tonn	11	134	378	36	22	15,9	19,4	25,6	38,6	32,4	37,0	25,5		2,7 %
Sum PAH₁₆	kg	254	348	10567	696	20	213	0,42	0,07	1,08	0,63	0,03	0,34		1,8 %
Benzen	kg	2036	2240	37242	16501	20	0	3,39	0,43	3,80	15,00	0,03			
Toulen	kg	1301	3933	31359	14299	0	0	2,17	0,76	3,20	13,00	0			
Xylen	kg	226	2240	9799	3631	0	0	0,38	0,43	1,00	3,30	0			
SUM BTEX	kg	3563	8413	78399	34431	20	12000	5,94	1,62	8,00	31,30	0,03	19,2		8,8 %
Alkylfenoler	kg	170	0	1086	563	0	0	0,28	0	0,11	0,51	0			
Fenoler	kg	6107	1419	104349	13126	0	0	10,18	0,27	10,65	11,93	0			
SUM fenoler og alkylfenoler	kg	6277	1419	105435	13688	0	15275	10,46	0,27	10,76	12,44	0,00	24,4		10,7 %
Karbonsyrisyrer	kg	218652	0	2450002	770057	0	0	364,42	0	250,00	700,05	0			
Arsen	kg	0	0	5485	396	0	0	0	0	0,56	0,36	0			
Bly	kg	0	0	57	57	57	0,0	0	0	0,01	0,05	0,09			
Kadmium	kg	0	0	28	57	57	0	0	0	0,05	0,09	0,09			
Kobber	kg	28	0	744	12	0	381,3	0,05	0	0,08	0,01	0	0,61		32,7 %
Krom	kg	0	0	537	113	0	0,00	0	0	0,05	0,10	0			
Kvikksølv	kg	0	0	0	28	0	0,0	0	0	0	0,03	0			
Nikkel	kg	28	0	237	65	39	0,0	0,05	0	0,02	0,06	0,07			
Sink	kg	141	0	341	28	20	168,8	0,24	0	0,03	0,03	0,03	0,27		24,1 %

* Mengder beregnet på grunnlag av prognoser gitt i RKU Norskehavet

** Verdier hentet fra SFT-rapport 1762/2000, bortsett fra Kristin

I tillegg til feltene nevnt ovenfor kommer utslipp fra Mikkell, som det er levert inn PUD for i år 2001. Vannmengdene fra Mikkell er relativt små, maksimalt ca 100 m³ pr dag.

Utslipp av produsert vann fra Kristin (den gang omtalt som Haltenbanken Sør) var inkludert i de konsekvensvurderinger som ble gjennomført i RKU-Norskehavet (Statoil m.fl. 1998). Det var da lagt til grunn en maksimal utslippsmengde for Haltenbanken Sør på 7.000.000 m³/år.

Foreløpige analyseresultater tyder på at kvikksølvinnholdet i brønnstrømmen fra Kristin vil kunne bli uvanlig høyt sammenlignet med flere andre felt. Det er gjennomført en studie for å vurdere hvilke konsekvenser dette kan forventes å få. Studien har konkludert med at det ikke kan forventes forhøyede konsentrasjoner i produsert vann, da mesteparten av kvikksølvet vil følge gass-strømmen og lettolje-strømmen. Kvikksølv i rikgassen vil bli fjernet ved landterminalen på Kårstø.

Rester av væsker og faste stoffer fra prosessanlegget vil imidlertid kunne ha høye kvikksølvkonsentrasjoner, og dette vil kreve særskilte forholdsregler ved håndtering og disponering, både i forhold til arbeidsmiljø og ytre miljø.

Det vil også kunne avsettes kvikksølvholdige avleiringer i prosessutstyr og rørledninger, noe som vil kreve spesielle hensyn ved avviking av feltet.

8.4.2 Produsert sand

Oljeholdig sand som følger brønnstrømmen opp i prosessanlegget vil bli fjernet fra separatorsystemet ved hjelp av sandsykloner. Sanden vil bli samlet opp og transportert til land som spesialavfall, eller renses ombord og sluppet ut. På land vil sanden bli behandlet og deponert på godkjent måte. Ved valg av disponeringsmåte vil det være spesiell fokus på innholdet av kvikksølv, jfr kapitlet foran.

8.4.3 Bruk og utslipp av kjemikalier

I tabell 8.5 er det gitt en oversikt over planlagt kjemikaliebruk på Kristin. Som en følge av at en har valgt å foreta H₂S-fjerning på landanlegget, unngår en bruk av H₂S-fjerningskjemikalier offshore, og bruken av avleiringshemmende kjemikalier reduseres. Som en følge av at en i stor grad har benyttet korrosjonsbestandige materialer i både rørledninger og prosessutstyr, regner en også med å unngå korrosjonshemmende kjemikalier. Brønnstrømsrørledninger vil bli isolert og utstyrt med elektrisk oppvarming. Dette vil redusere behovet for tilsetning av kjemikalier for hydrathemming. I forbind

else med oppstart og nedstenging vil det likevel bli behov for en viss tilsetning av metanol for å hindre dannelse av hydrat ute ved brønnhodene.

Tabell 8.5. Oversikt over planlagt bruk og utslipp av kjemikalier på Kristin

Kjemikalietype/funksjon	ca. forbruk pr år	Konsentrasjon ved tilsetning	Forventet konsentrasjon i utslipp (produsert vann)
Emulsjonsoppløser		2-5 ppm	0,5 ppm
Skumdemper, prosess		5-10 ppm	0,5 ppm
Skumdemper, gasstørking		10 ppm, periodevis v/behov	
Avleiringshemmer, havbunnsbrønner		50 ppm	15 ppm
Vokshemmer		50 - 200 ppm	0,5 ppm, ikke utslipp til sjø ved normal drift
Metanol	ca 600 m ³		Diskontinuerlige utslipp, kun ved nedstenging og oppstart

Oversikten over kjemikaliebruken er ved innlevering av konsekvensutredningen ikke fullstendig. Kjemikaliebruken vil bli videre vurdert fram mot endelig valg av design/prosessermoduler, og vil bli endelig presentert i søknad om utslippstillatelse for feltet. Slik utslippstillatelse vil bli innlevert minimum 9 måneder før oppstart .

8.4.4 Hydraulikkvæske

Hydraulikkvæske som benyttes for å operere ventiler på brønnrammene vil bli sluppet ut ved havbunnen. Estimert mengde er 1 - 1,5 m³ pr. brønn pr. år til å begynne med. Mengden vil avta etter hvert som produksjonen blir mer stabil, på grunn av færre ventiloperasjoner og mindre behov for testoperasjoner.

Det er flere alternative produkter under vurdering og utvikling nettopp for å tilpasse seg til den høye temperaturen på Kristin-feltet. Det kan nevnes at produktet som benyttes til Åsgard er under videreutvikling slik at temperaturbestandighet forbedres samtidig som produktets økotoksikologiske egenskaper forbedres. Utviklingsprogrammet har definerte mål, og nytt forbedret produkt forventes tilgjengelig i desember 2002.

8.4.5 Endringer i utslipp til sjø ved framtidig tilknytning av nabofelt

Ved en framtidig tilknytning av nabofelt (jfr. kap. 4.9) vil det bli utslipp til sjø knyttet til boring og drift. Utslippene knyttet til boring vil stå i forhold til antall brønner som skal bores. En foreløpig anslag over hvor mange brønner det kan bli tale om er gitt i kapittel 4.9.

Utslipp i driftsfasen vil i hovedsak være produsert vann. Ved tidspunktet for innlevering av

konsekvensutredningen for Kristin foreligger det ikke gode data over mengder produsert vann eller innhold i produsert vann for noen av de aktuelle feltene.

8.4.6 Avsetninger av luftutslipp på sjøoverflaten

Havforskningsinstituttet har bedt om at det belyses hvorvidt avsetninger av luftutslipp på havoverflaten kan representere et miljøproblem. I tilknytning til arbeidet med RKU-Nordsjøen ble det gjort en beregning av hvor stor del av NO_x- og nmVOC-utslippene som avsettes på havoverflaten. Beregningene er presentert i vedlegget til RKU-Nordsjøen (Statoil m.fl.1998).

De produserende feltene på Haltenbanken ligger ca 200 km fra land, og utslippene av NO_x knyttet til produksjonen på disse feltene inkluderer utslipp fra plattformene (36 %) og fra mobile kilder, dvs. skips- og lufttransport (74 %).

Med grunnlag i beregningene presentert i RKU-Nordsjøen, og med utgangspunkt i at avstanden fra feltene og inn til land er 200 km, kan det anslås en akkumulert avsetning av disse NO_x-utslippene på havoverflaten på noe under 5 %.

I de videre beregningene er det forutsatt at den delen av NO_x-utslippene (5 %) som avsettes på havoverflaten, blir avsatt innenfor en radius på 200 km. Videre er det forutsatt at alle utslipp skjer fra ett punkt, og at avsetningen fordeler seg over en halvsirkel med radius 200 km, tilsvarende et areal på 62.800 km².

Størrelsen på NO_x-utslippene er hentet fra prognosen for år 2000 i RKU-Norskehavet.

Bakgrunnsavsetningen (inkludert langtransportert forurensing og lokale kilder) er estimert med utgangspunkt i opplysninger gitt i RKU-Norskehavet om at årlige

avsetninger langs kysten fra Møre og Romsdal til Nord-Trøndelag ligger i området 300 - 600 mg N/m². Det er benyttet et gjennomsnittstall på 450 mg N/m². Videre er det lagt til grunn at avsetningen på sjøoverflaten er 20 % mindre enn på land, og at nedbørmeng

dene over de aktuelle sjøområdene er 20 % mindre enn over land. Dette gir en bakgrunnsavsetning av lufttrans-portert nitrogen på sjøoverflata i Haltenbanken-området på 300 mg N/m² og år.

I tabell 8.6 er bakgrunnsavsetningen sammenlignet med de estimerte utslippene fra offshorevirksomheten på Haltenbanken/Norskehavet i år 2000, og med avsetningene som kan forventes som en følge av utslippene fra Kristin.

Tabell 8.6. Avsetninger av nitrogen på sjøoverflaten

Utslippskilde	Utslipp av NO _x år 2000 (tonn NO _x)	Total avsetning til sjø (tonn N)	Avsetning pr m ² sjøoverflate (mg N/m ² /år)	Andel av total avsetning (%)
Offshore-aktiviteter på Haltenbanken/Norskehavet *	16 490 *	247	4	1,3
Avsetning fra andre kilder			300	98,7
Økt utslipp som følge av Kristin-utbyggingen	400 **	6	0,1	+ 0,3 %

* Feltene Åsgard, Heidrun, Draugen, Norne og Njord. Kilde RKU-Norskehavet

** Gjennomsnittlig utslipp fra Kristin

Typiske vinter-konsentrasjoner av nitrat i Atlantisk vann som kommer inn i Nordsjøen ligger på 168 µg NO₃-N/l (North Sea Task Force, 1993). Tilsvarende verdier er målt av Havforkningsinstituttet i januar i vannlaget fra 0-300 m ca 370 km nordvest for Svinøy.

Det er gjort et overslag over hvor stor del av N-konsentrasjonen som kan tilskrives avsetning fra total våtavsetning og fra offshorevirksomheten. Det er lagt til grunn en gjennomsnittlig strømhastighet i overflatelaget på 0,1 m/s, og at vannets oppholdstid innenfor den sektoren som mottar avsetninger (sirkel med radius 200 km) er 46 døgn. Videre er det antatt en innblandig i vannmassene ned til 10 m dyp. Med disse forutsetningene er det beregnet at de totale våtavsetningene vil bidra med i overkant av 2 % av den totale vinterkonsentrasjonen av nitrogen i vannmassene, og at bidraget fra offshorevirksomheten vil være i størrelsesorden mindre enn 0,5 %.

Når det gjelder VOC viste beregningene utført i tilknytning til RKU-Nordsjøen at en eventuell avsetning av VOC-forbindelser på sjøoverflaten vil bli svært liten sett i forhold til de totale VOC-utslippene.

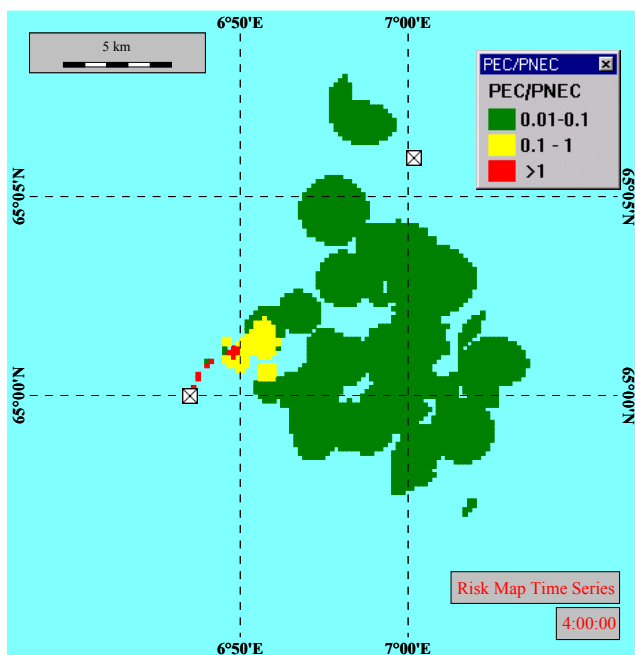
8.4.7 Konsekvenser av utslipp av produsert vann og kjemikalier

Beregning av EIF-verdier er benyttet som et verktøy for å sammenligne ulike tiltak som kan settes i verk for å

reduere miljørisikoen ved utslipp av produsert vann. Med utgangspunkt i beregnet spredning og konsentrasjoner av de ulike komponentene i produsert vann er det gjort en beregning av sannsynlighet for skade på miljøet i havet. Metoden tar utgangspunkt i de beregnede konsentrasjonene for utvalgte komponenter i det ytre miljø; PEC-verdier (Predicted Environmental Concentration). Disse verdiene sammenlignes med komponentenes grenseverdier for effekt på levende organismer; PNEC-verdier (Predicted No Effect Concentration). PNEC-verdien for en kjemisk forbindelse er basert på giftighetstester, og beregnes ved at den laveste tilgjengelige giftighetsverdien representert blant marine organismer (alger, dyreplankton og fisk), dvs. mest giftig, divideres på en sikkerhetsfaktor bestemt av kvaliteten på tilgjengelige giftighetsdata. Når forholdstallet PEC/PNEC er større enn 1 for en enkelt komponent eller summen av komponentene som representerer utslippet, overskrides den akseptable grensen for miljørisiko. Dette er i henhold til EUs retningslinjer beskrevet i Technical Guideline Document (TGD, EU 1996). Metoden er nærmere beskrevet i vedlegg A.

I figur 8.4 er illustrert resultatet av EIF-beregningene for året 2009, som er det året det vil bli sluppet ut mest produsert vann fra Kristin. Beregningene er gjort med forutsetning at det ikke benyttes H₂S-fjerningskjemikalier. Illustrasjonen viser at det bare er i små områder (rød farge) nær plattformen at miljørisikoen kan forventes å overskride den definerte grensen for miljørisiko (PEC/PNEC =1). Dersom renseteknologien CTour+

blir tatt i bruk, vil ingen områder få konsentrasjoner med PEC/PNEC forhold høyere enn 0,1, altså en EIF=0.



Figur 8.4. Illustrasjon av beregnet miljørisiko ved utslipp av produsert vann fra Kristin i år 2009, forutsatt at det ikke brukes H₂S-fjerningskjemikalier SINTEF (1999) gjennomførte på oppdrag fra Saga beregninger av eksponering av sildelarver overfor olje i produsert vann fra Kristin. Til grunn for disse beregningene ble det benyttet en utslippsrate på 24.000 m³ produsert vann pr. døgn., som er svært mye høyere enn den som nå er aktuell. Hydrokarbonkonsentrasjonen ble forutsatt å være 100 mg/l, fordelt med 30 mg dispergert olje, 50 mg løste komponenter og 20 mg ikke nærmere spesifisert. Simuleringene ble foretatt for en periode fra 1. mars til 30. mai, som er den perioden da sildelarver og raudåte regnes å være mest sårbare overfor virkninger av utslipp av hydrokarboner. Det ble ikke tatt hensyn til nedbrytning av komponenter i oljen, eller til avdampning til atmosfæren.

Beregningsmodellen som ble benyttet tar hensyn til de spesielle strømforholdene i de aktuelle havområdene, med store hvirveldannelser som kan forlenge oppholdstiden og dermed eksponeringstiden overfor komponenter i utslippsvannet.

Beregningene viste at selv med så store utslippsmengder var dosene for de mest utsatte delene av sildebstanden mindre enn 100 ppb-timer. Dosenivåer som kan forventes å gi potensiell skade på sildelarver er anslått til 500 ppb-timer eller høyere (Serigstad 1991). På bakgrunn av dette forventes det ikke at innholdet av

hydrokarboner i produsert vann fra Kristin vil føre til skader på bestandsnivå for fisk eller zooplankton.

Råolje er en blanding av tusenvis av kjemiske komponenter med forskjellige kjemiske og fysiske egenskaper. Selv om det er gjennomført en betydelig forskningsinnsats for å klarlegge hvilken effekt rester av olje og kjemikalier i produsert vann kan ha på marine organismer, kan en ikke si at de fulle konsekvensene er kjent.

Ved planlegging av Kristin-utbyggingen er det lagt vekt på å finne fram til tiltak som ut fra dagens kunnskap reduserer miljørisikoen knyttet til utslipp til sjø. Med utgangspunkt i de gjennomførte EIF-beregninger kan det konkluderes med at sjø-utslippene fra Kristin vil utgjøre en lav miljørisiko sammenlignet med andre felt.

For en nærmere omtale av de generelle effekter knyttet til utslipp av produsert vann, vises til RKU-Norskehavet og RKU-Nordsjøen.

8.5 Tiltak for å redusere skadelige utslipp til sjø

8.5.1 Tiltak som er besluttet

Følgende tiltak er planlagt gjennomført i forbindelse med utbygging av Kristin:

Unngå bruk av H₂S-fjerner

Ved å legge H₂S-fjerningen til landanlegget på Kårstø oppnår en at dette skjer på den miljømessig beste måten, og den beregnede miljørisiko knyttet til utslipp av produsert vann reduseres vesentlig.

Isolering og elektrisk oppvarming av brønnstrømsrør

Dette vil redusere behovet for tilsetning av hydrathemmende kjemikalier i forbindelse med oppstart og nedstenging.

Unngå bruk av korrosjonshemmer

Gjennom å benytte særlig korrosjonsbestandig stålkvalitet i brønnstrømsrørledninger unngår en tilsetning av korrosjonshemmer under klargjøring og ordinær drift av Kristin. Dette reduserer bidraget til miljøskade fra produsert vann, regnet som EIF.

Brønnopprensning og pumpejobber med minst mulige utslipp til vann

Etter at produksjonsplattformen er kommet på plass vil all opprensning og testing skje over plattformen uten brenning, dersom dette kan skje uten uakseptable driftsmessige problemer. Ved pumpejobber for å løse opp/hindre avleiring skal all væske tas vare på med sikte på gjenbruk, og det skal ikke brennes diesel over brennerbommen.

Vurdering av tidspunkt for tømning av rørledninger ved klargjøring

Det vil i god tid bli tatt kontakt med Havforskningsinstituttet for å finne fram til et tidspunkt for tømning av rørledningene slik at risikoen for miljøskade reduseres mest mulig.

Minst mulig bruk av kjemikalier som ikke står på "PLONOR"-lista

(PLONOR = Posed Little Or No Risk, tilsvarende SFTs A-liste) Det er gjennomført kjemikaliestudier med sikte på å finne fram til de kjemikaliealternativene som har minst risiko for miljøskade. Disse kjemikaliene vil bli valgt dersom de ellers tilfredsstillende tekniske krav som må stilles.

Størst mulig grad av gjenbruk av vannbasert borevæske

En gjenbruksordning vil redusere forbruk og utslipp av vannbasert borevæske med ca 30 %, basert på erfarings-tall.

8.5.2 Tiltak som er vurdert og forkastet

Reinjeksjon av produsert vann

Tiltaket er forkastet på grunn av at det ville føre til økte utslipp til luft, økte utslipp av borekaks/borevæske til sjø og høye kostnader. Det er valgt å sette i verk alternative tiltak for å redusere miljøskade knyttet til utslipp av produsert vann.

Reinjeksjon av borekaks og borevæske

Tiltaket er forkastet på grunn av sikkerhetsmessige vurderinger knyttet til det høye trykket i Kristin-reservoaret.

Returledning for hydraulikkvæske

Utslippsmengdene er små og skjer ved havbunnen, og hydraulikkvæsken som benyttes er lite miljøskadelig. Tiltaket er derfor forkastet.

C-tour og MPPE-rensing av produsert vann.

Disse to ulike renseteknologiene kan fjerne 90 % av BTEX-komponenter, naftalener og PAH, men ikke fenoler. EIF-beregninger viste at en slik rensing ikke ga noen påviselig reduksjon i miljøbelastning.

8.5.3 Tiltak som fortsatt er til vurdering

Rensing av produsert vann med "C-tour+"

Denne teknologien er under uttesting, og antas å kunne fjerne 85 - 90 % av BTEX-komponenter, naftalener, PAH, dispergert olje og fenoler. Teknologien er enda ikke kvalifisert for praktisk bruk. På Kristinplattformen tilrettelegges det for å kunne ta teknologien i bruk når den eventuelt blir tilgjengelig.

9 Akutte utslipp og beredskap

I dette kapittelet vurderes konsekvenser av eventuelle akutte utslipp av hydrokarboner fra Kristin-feltet. Basert på tilgjengelige reservoardata, brønndata og utbyggingsplaner for Kristin, forventes mediet i en eventuell dyp utblåsning å være gass og/eller lettolje. Eventuelle grunne utblåsninger vil i det vesentlige bestå av gass. Andre medier som kan forventes å komme i en eventuell utblåsning vil være vann og sand.

9.1 Kilder til uhellsutslipp, rater og frekvenser

Akutte utslipp fra Kristin med konsekvenser for miljøet kan være utblåsninger fra brønner, lekkasjer fra rørledninger og uhellsutslipp fra flytende lager og skytteltankere. Utslipp av lettolje vil ha større konsekvenser enn utslipp av gass, og utblåsninger bidrar i større grad til risikoen enn de øvrige utslippstypene (Statoil m.fl. 1998). Miljørisikovurderingene er derfor gjort med utgangspunkt i ulike scenarier for utblåsninger.

Sannsynligheten for utblåsninger og størrelsen på slike uhellsutslipp ble av Saga vurdert på grunnlag av planlagt aktivitet på feltet, uhellsstatistikk og reservoarsimuleringer (Scandpower 1998 og 1999). Utbyggingskonseptet den gang omfattet en strekkstagsplattform, og utbyggingen hadde et betydelig større omfang sammenlignet med Statoils gjeldende konsept.

På grunnlag av oppdaterte kunnskaper om reservoaret, (herunder trykkforhold og egenskaper ved brønnstrømvæsken), og på grunnlag av reviderte erfaringsdatabaser vedrørende utblåsningssannsynligheter og -varigheter, er det gjort en ny vurdering av utslippsrater og utslipps-sannsynligheter (Statoil 2001a og b).

Det er gjort vurderinger for følgende tre faser:

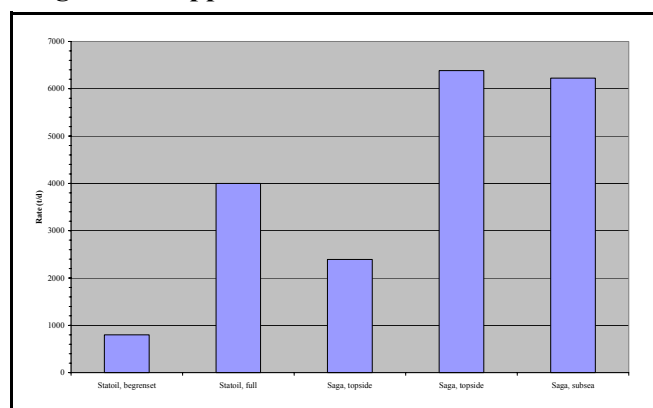
- Fase 1: Fra mai 2003-september 2005, boring og komplettering av 8 HPHT brønner.
- Fase 2: Fra oktober 2005 - oktober 2006, boring og komplettering av 4 HPHT brønner, samt produksjon fra de 8 brønnene boret i Fase 1.
- Fase 3: Fra november 2006 - september 2023, produksjon fra 12 brønner, og med i alt 13 brønnoverhalinger.

På grunnlag av disse vurderingene er følgende utslippsrater lagt til grunn for miljørisikovurderingene:

- Full rate: 4000 tonn kondensat pr. døgn.
Dette er en realistisk rate som ligger noe høyere enn antatt tyngdepunkt i ratefordelingen.
- Begrenset rate: 800 tonn kondensat pr. døgn.
En realistisk rate som ligger noe lavere enn antatt tyngdepunkt i ratefordelingen.

I figur 9.1 er Statoils beregnede utslippsrater sammenlignet med de ratene som ble lagt til grunn ved de tidligere gjennomførte risikoanalysene (DNV 1998)

Figur 9.1. Utslippsrater for hhv. havbunns- og overflate-utblåsninger fra tidligere gjennomførte miljørisikoanalyser sammenholdt med Statoils beregnede utslippsrater.

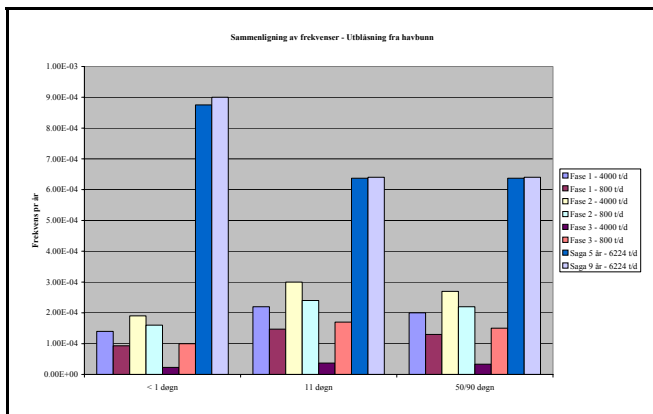


I figur 9.1 gjelder Statoils beregnede rater for alle de tre fasene nevnt ovenfor, og de samme ratene er representative både for overvanns- og undervannsutblåsninger. Ratene beregnet for Saga gjelder for det 5. og 9. driftsåret.

I figurene 9.2 og 9.3 er frekvenser og tilhørende rater for henholdsvis havbunns- og overflateutblåsninger fra tidligere miljørisikoanalyse (DNV 1998) sammenholdt med Statoils beregnede rater og frekvenser. Frekvenser for utblåsning av kondensat var i Sagas miljørisikoanalyse beregnet for varighet av utblåsning på 1, 11 og 90 døgn, mens det tilsvarende for Statoil er beregnet for 1, 2, 3, 5, 9, 15, 20, 30 og 50 døgn. For å kunne sammenligne de to analysene, er frekvens for varigheter fra 2 til 15 døgn og fra 20 til 50 døgn slått sammen. I tillegg

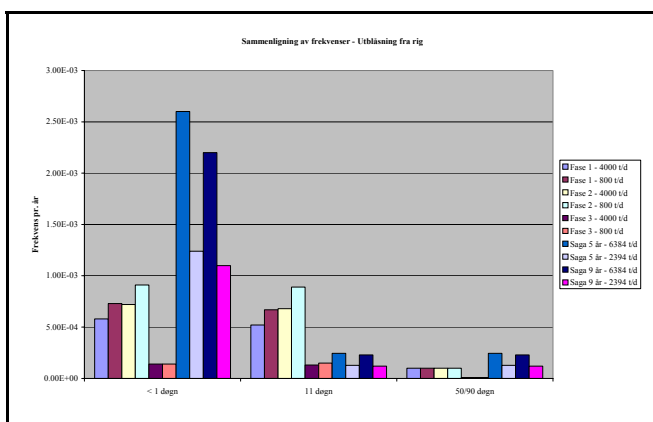
er frekvensene for de to lengste varighetene vist sammen.

Maksimal varighet av en hendelse er viktig ved vurdering av miljørisiko. Som det framgår av figur 9.2 er beregnet sannsynlighet for et utslipp med varighet 20-50 døgn vesentlig lavere enn den sannsynligheten som i tidligere analyser ble lagt til grunn for et utslipp med 90 døgn varighet.



Figur 9.2. Frekvens og tilhørende rater for utblåsninger fra havbunnen fra tidligere miljørisikoanalyse sammenholdt med gjeldende frekvens og rater.

Frekvensene for utblåsning fra havbunnen er vesentlig lavere for både fase 1, 2 og 3 sammenlignet med de frekvenser som ble lagt til grunn ved tidligere beregning av miljørisiko. De høyeste frekvensene er knyttet til fase 2, hvor produksjon fra 8 brønner, samt boring og komplettering av 4 HPHT brønner er lagt til grunn. I fase 3, produksjonsfasen, er sannsynligheten for utblåsning av full rate (4000 t/d) svært lav.



Figur 9.3. Frekvens og tilhørende rater for overflate utblåsninger fra tidligere miljørisikoanalyse sammenholdt med gjeldende frekvens og rater.

Frekvensene for utblåsning fra riggen er lavere for de korte varighetene, noe høyere for de midlere, og lavere

for de lange varighetene for fase 1, 2 og 3, sammenlignet med det som ble lagt til grunn i tidligere miljørisiko-analyse.

9.2 Kondensatgenskaper

Kristin lettolje er beskrevet som et paraffinsk kondensat med høy andel av mettede hydrokarboner, og høy andel vannløselige komponenter.

Tettheten er 798 kg/m³. Lettoljen har et relativt høyt voksinnhold (7,3 %), og et lavt innhold av asfaltener (0,01%). Ved bølgeaktivitet dannes en svært ustabil vann-i-olje emulsjon, som mister alt vann så snart sjøen blir stille. Maksimalt vannopptak i laboratorieforsøk er 25% (Sintef 1997).

Fordampingsnivået er høyere enn for de fleste råoljer, men lavere enn for typisk lettolje.

9.3 Drift og spredning

Det er gjennomført sprednings- og doseberegninger som grunnlag for vurderinger av skadeomfang ved utblåsninger hhv. ved havbunnen og på overflaten (DNV 1998, Sintef 1999).

Omlag 50-60% av lettoljen vil være fordampet etter 12-24 timer på sjøen. Sammen med ustabil emulsjonsdannelse betyr dette at lettoljen vil forsvinne relativt raskt fra overflaten. Kun ved lave vindstyrker vil rester av kondensatet kunne drive i mer enn 2-3 døgn på sjøen (DNV 1998).

Et utslipp av lettolje på overflaten vil fordampe relativt raskt, og en stor andel vil også blandes ned i sjøen, spesielt ved sterk vind. Spredningsberegningene som er gjennomført viser at sannsynligheten for stranding er svært liten. For et utslipp på 2960 m³/døgn (varighet 90 døgn) ble maksimale oljemengder strandet anslått til under 100 tonn. Sannsynligheten for stranding ble i alle tilfeller beregnet til lavere enn 15 %, og minimum drivetid til land ble i alle tilfeller funnet å være høyere enn 6 døgn (SINTEF 1998).

Ved en eventuell utblåsning fra havbunnen antas det at kun en liten eller ingen andel av utslippet vil komme til overflaten i sommersesongen (Sintef 1999). Det er høy GOR (gass-olje forhold), og dermed høy utslippshastighet, med tilhørende finfordeling av oljedråpene, sammen med lagdeling av vannmassen som er årsaken til dette. I vintersesongen, med mindre tetthets-skiktninger i vannsøylen, er det beregnet en

stigetid av plumen til overflaten på mellom 8 og 10 minutter (Sintef 1999). På grunn av de små oljedråpene som dannes ved utløpet, vil oljen opptre som dispergerte oljedråper, og det er mulig at det heller ikke i vinter-sesongen vil dannes et merkbart oljeflak på overflaten (Sintef 1999).

Simuleringene viste at et undervannsutslipp av lettolje ikke vil gi noe oljeflak på havoverflaten, men blandes inn i vannmassene (SINTEF 1998). Lettolje vil strømme ut som finfordelte dråper i en gasstrøm, med dråper som er så små at de forventes å forbli dispergert i vannmassene og ikke stige til overflaten.

For vurderinger av konsentrasjoner i vannsøylen ble det lagt til grunn en utslippsrate på 8000 m³/d og en varighet på 90 døgn., altså høyere rater og lengre varighet enn det som er beregnet av Statoil.

Konsentrasjonsnivåene av olje (sum løst og dispergert) ved inlagring av plumen ble anslått til å ligge i området 20 - 30 ppm. Beregningene er konservative, da det ikke er tatt hensyn f.eks. til mikrobiell nedbryting av lettolje og sedimentering med partikler.

9.4 Konsekvenser ved lettolje utslipp

Av marine ressurser i vannsøylen er det i første rekke fiske-egg og larver, samt larvestadier av dyreplankton, som er sårbare for innblanding av oljekomponenter.

Ved undervannsutblåsinger der gass og lettolje kan strømme ut under høyt trykk, vil marine organismer, inkludert fiskeegg og -larver, kunne bli eksponert for både løste og dispergerte oljekomponenter ned til betydelige dyp. Ved vurdering av konsekvenser av en undervannsutblåsning på Kristin er det fokusert på larver av raudåte, som har en svært viktig rolle som for-organisme for fiskelarver og til dels også større fisk, og silde- og seilarver som har gytefelt på Haltenbanken, sør og nord for Kristin. Den mest sårbare perioden for sild er antatt å være fra og med klekking (ca 15. mars) og fram til larvene er såpass utviklet at de svømmer selv (ca 1. juni).

For overflateutblåsninger har en fokusert på konsekvensene for sjøfugl, representert ved storskarv og ærfugl

Beregningene viste at miljørisikoen knyttet til skade på sild og sei lå på samme nivå, og var noe høyere enn for sjøfugl. Miljørisikoen er størst knyttet til undervannsutblåsninger, og lavere for utblåsninger fra rigg (DNV 1998). Tilsvarende konklusjon, om at det vil være størst

konsekvenser knyttet til en utblåsning fra havbunnen, ble trukket av SINTEF (1999).

Et overflateutslipp kan også berøre fiskeressurser, i tillegg til sjøfugl. Betydelige mengder kondensat kan bli blandet ned i sjøen, men omfanget av forurensningen både i dybde og i areal vil være meget beskjedent sammenlignet med fordelingen av fiskeegg og -larver (DNV 1998). Større fisk, yngel og voksen, vil i stor grad kunne søke bort fra forurensede områder.

Utstrekning og tykkelse av et oljeflak på åpent hav vil være ubetydelig i forhold til fordeling og sårbarhet av sjøfugl. Bestandene av fugl knyttet til kysten vil være mest utsatt, men skadeomfanget ble i risikoanalysene vurdert å være begrenset. Sannsynligheten for at stranding av lettolje skal inntreffe er svært liten, og bare små mengder vil strande (DNV 1998).

Ved en overflate-utblåsning vil kondensatet fordampe vesentlig raskere enn en olje, og spredning, drift og dermed skade på naturressurser vil begrenses tilsvarende. Beredskapsplan oljevern for Åsgard har tatt høyde for bekjempelse av tynne oljefilmer.

Ved en utblåsning fra havbunnen vil en eventuell oljefilm som dannes på overflaten være tynn. I forbindelse med feltforsøket på Helland Hansen sommeren 2000, med et simulert undervannsutslipp av marin diesel (tilsvarende egenskaper som kondensat), var overflatefilmen meget tynn, og i hovedsak < 50 µm. Flaket hadde en levetid på overflaten på noen få timer.

Sammenligning med akseptkriterier

Resultatene av de tidligere gjennomførte analysene viste at miljørisikoen lå klart innenfor de akseptkriterier for miljørisiko som Saga la til grunn. Akseptkriteriene som ble benyttet av Saga er de samme som Statoil benytter for "Felt-spesifikk risiko", og tilsvarende som er beskrevet i Norsok Z013 (se figur 9.4). Statoils beregninger på grunnlag av oppdatert kunnskap gir imidlertid lavere utslippsrater og lavere frekvenser for de fleste utslippsscenarioene.

Basert på de gjennomførte vurderingene konkluderes det med at den planlagte boring og produksjon på Kristin ikke vil medføre en vesentlig endring i miljørisiko i Halten-området, eller medføre et økt behov for oljevernberedskap i forhold til tidligere gjennomførte analyser.

9.5 Konsekvenser for oppdrettsnæringen

Akvakulturnæringen er svært viktig for bosetting og sysselsetting langs kysten av Midt-Norge. Under utbygging og regulær drift ventes ikke aktiviteter knyttet til Kristin-feltet å medføre noen konsekvenser for denne næringen.

Eventuelle utslipp av lettolje fra Kristin vil ha vesentlig mindre influensområde enn utslipp av tyngre oljer, pga. raskere fordampning og raskere nedbryting på havoverflaten.

Miljøriskoanalyser utført for Kristin-utbyggingen viser at en undervannsutblåsning ikke vil medføre noe oljeflak på overflaten. En overflateutblåsning vil danne et oljeflak, men beregningene viser at selv ved de alvorligste utblåsningsscenariene (høy utblåsningsrate og lang varighet av utblåsningen) er det liten sannsynlighet for stranding av olje. Mengden av lettolje som eventuelt vil nå inn til kysten vil være liten.

Det er derfor ikke sannsynlig at utslipp fra Kristin-feltet vil nå land og medføre konsekvenser for oppdrettsnæringen.

Det vises til RKU-Norskehavet for en generell omtale av hvilke konsekvenser som kan oppstå dersom oljeutslipp rammer områder med oppdrettsanlegg.

9.6 Beredskap, risikoreduserende tiltak

Beredskap mot akutt forurensning fra utbygging og drift

av Kristin vil dekkes gjennom den beredskapen som er etablert for Åsgard.

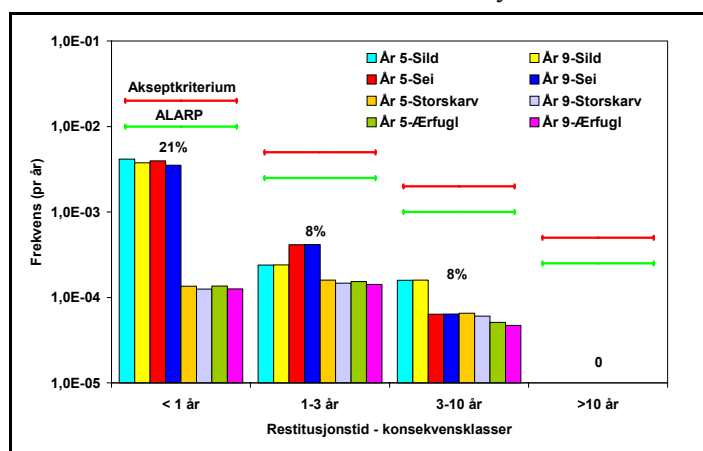
Åsgard har pr. våren 2001 et eget beredskapsfartøy med oljevernutstyr med 1 times responstid. Den etablerte oljevernberedskapen i Norskehavsregionen er nærmere beskrevet i RKU-Norskehavet, vedlegg 8.1 (Statoil m.fl. 1998).

Det pågår et samarbeid mellom operatørene i Halten/Nordland-området om effektivisering av totalberedskapen i området. Effektivisering skal oppnås ved å samarbeide om felles beredskapsressurser, samtidig som utstyret skal bli mer robust og at nye og raskere beredskapstiltak skal øke fleksibiliteten. Dette innebærer blant annet rask tilgang til helikopter for overvåking, kjemisk dispergering, og tyngre havgående oppsamlingsutstyr. Områdeberedskapen planlegges å bli iverksatt sommeren 2001.

Samtidig med områdeberedskapen, pågår det et prosjekt gjennom OLF og NOFO om etablering av regionale beredskapsplaner mot akutt forurensning. Arbeidet, som i stor grad er rettet mot aksjoner i kyst- og strandsonen, skal ferdigstilles 01.07.01.

NOFOs beredskapsplan for region 4 vil dekke Kristin og inkluderer bl.a. avtaler om assistanse fra Interkommunale utvalg mot akutt forurensning (IUA) og SFT.

NOFOs beredskapsplan inneholder også et opplegg for overvåking av vannsøylen ved et eventuelt akuttutslipp. Dette innebærer bl.a. at dersom en på grunnlag av modelleringer av oljeutslippets spredning og drift finner at det er fare for skade på sårbare miljøressurser, vil en innen 48 timer kunne ha satt i gang prøvetakinger i vannsøylen.



Figur 9.4. Sammenligning av beregnet miljørisiko med akseptkriterier for Haltenbanken Sør og ALARP-nivå. Prosentverdier angir andel av akseptkriterier (DNV 1998)

10 Avfallshåndtering

En innretningsspesifikk avfallsplan vil bli utarbeidet for boreaktivitet.

OLFs veiledning for avfallsstyring vil bli benyttet i forbindelse med design av produksjonsinnretningen Kristin, kontrakter for leveranser til Kristin samt driftsplan på feltet. Det vil i tillegg bli hentet inn erfaringer fra Åsgard B (tilsvarende plattform type) ang. design, tilrettelegging og organisering av avfallsstyring ombord.

Kildesorteringen på feltet vil i tillegg til OLFs veiledning bli basert på Statoils rammeavtale med avfallsentreprenøren.

Ved rørlegging vil leggefartøy og hjelpefartøy ha egne avfallsbehandlingssystemer underlagt maritime regler (IMO) med sikte på sortering og levering ved godkjente avfallsmottak.

10.1 Miljøkonsekvenser knyttet til avfallshåndtering

Det forventes ingen spesielle avfallsproblem som følge av utbygging og drift av rørsystemene. Det forventes heller ingen problemer med å tilpasse avfall til eksisterende transport og mottaksordninger som allerede er etablert for offshore innretninger på Haltenbanken. På Kårstø eksisterer det egne avfallshåndteringsplaner som bl.a gir detaljerte retningslinjer for håndtering av både næringsavfall og spesialavfall.

10.2 Avbøtende tiltak

HMS- program for prosjektet vil bl.a definere hovedaktiviteter og ansvarsforhold for håndtering av avfall. Avfallet vil bli sortert så langt som mulig og i henhold til den inndeling som er praktisk og økonomisk å gjennomføre både for innsamling og sluttdisponering. Det vil bli stilt krav til kontraktører om å dokumentere et HMS- / internkontrollsystem, der avfallsstyring inngår.

11 Støy

Borerigg, konstruksjons- og hjelpefartøyer vil medføre noe støy. Det antas ikke at dette vil medføre spesielle ulemper for omgivelsene.

11.1 Miljøkonsekvenser knyttet til støy

Støy fra rørlegging i åpent hav vurderes ikke å medføre spesielle miljøkonsekvenser.

11.2 Avbøtende tiltak

Da aktiviteten ikke forventes å medføre spesielle problemer som følge av støy, vurderes det heller ikke å være behov for spesielle støydempende tiltak.

12 Arealbeslag og fysiske inngrep

Arealbeslag og fysiske inngrep vil generelt kunne ha konsekvenser både for fiskerivirksomheten og for marin fauna.

Konsekvensene for fiskerivirksomheten av eksisterende petroleumsvirksomhet i Haltenbankenområdet er i hovedsak knyttet til arealbeslag fra faste installasjoner, og til eventuelle problemer i forbindelse med tråling over rørledninger til/fra og mellom installasjoner. Omfang av steindumping og frie spenn har i så måte sentral betydning. I RKU Norskehavet, kapittel 9, er det gitt en generell omtale av slike konsekvenser.

Konsekvenser i forbindelse med ny utbyggingsaktivitet vil i tillegg kunne være knyttet til midlertidige arealbegrensninger ved boring og marine operasjoner, og til ujevnheter på sjøbunnen forårsaket av oppankring av rørleggingsfartøy o.a.

12.1 Anleggsarbeider

Installasjon av bunnrammer og produksjonsboring planlegges gjennomført med en flyttbar rigg i perioden fra våren 2003 og ut år 2006. Produksjonsplattformen planlegges ankret opp på feltet fra og med mai 2005. I en 1-års periode før produksjonsstart vil det bli benyttet en ekstra borerigg. I den tiden boring pågår vil det bli opprettet en sikkerhetssone rundt boreriggene som vil medføre et midlertidig arealbeslag i en sone med radius 500 m, regnet fra riggenes ytterpunkter.

Legging både av feltinterne rørledninger, tilknytningsrørledning til Åsgard transport og eventuell grennrørledning inn til Kollsnes vil skje enten med fartøy utstyrt med dynamisk posisjonering, eller med et konvensjonelt rørleggingsfartøy som drar seg fram etter ankere.

Av sikkerhetshensyn vil fartøyet kreve restriksjoner på trafikken innenfor et område på inntil 10 km² rundt skipet under leggingen. Rørleggingsfartøyet vil via VHF informere annen skipstrafikk om fareområder. Skipet vil forflytte seg med omlag 2-3 km pr. døgn. Det vil ikke bli opprettet formelle begrensningssoner for utøvelse av fiske i forbindelse med rørleggingen.

Etter at rørledningene er lagt ned på havbunnen, må disse dels stabiliseres gjennom grøfting/nedspyling eller steindumping, dels understøttes ved hjelp av steindumping for å unngå for store frie spenn. Da havbunnen i området er ujevn med mange pløyemerker og pockmarks (små kratere), er behovet for slik stabilisering/understøttelse relativt stort.

Forventet behov for steinfylling/-dumping er vurdert slik det framgår av tabell 12.1. Behovet er basert på foreløpige vurderinger ut fra kunnskap om bunn-topografi og bunnbeskaffenhet framskaffet i blant annet Åsgardprosjektet, og er antatt å representere det maksimale steindumpingsbehovet.

Steindumping over produksjonsrørledninger vil benyttes ca. hver km for å låse røret mot bevegelse (blant annet som følge av ekspansjon på grunn av oppvarming). Dette er basert på tidligere erfaringer fra Åsgard og Gullfaks.

Kontrollledninger vil bli grøftet i hele sin lengde. Beskyttelse av andre rørledninger mot skader fra overtråling vil bli gjort gjennom en kombinasjon av grøfting og steindumping. Ved passering av forsengkninger i sjøbunnen vil grøfting på skuldrene av forsengkningen bli benyttet for å senke røret og dermed redusere behovet for steindumping i forsengkningen. Der tilstrekkelig nedgraving ikke er oppnådd, må steindumping benyttes for å beskytte rørene. Det blir dermed dumpet fyllinger i frie spenn som er høyere enn tillatt avstand mellom rør og sjøbunn.

For å minimalisere behovet for steindumping vil det bli gjennomført analyser av grøfting/nedspyling på de høyeste partiene som alternativ til steindumping i de laveste partiene. Gjennom å ta i bruk de beste tilgjengelige metoder for presis plassering av steinmassene, regner en også med å kunne redusere disse volumene vesentlig.

Utforming av steinfyllinger og valg av stein vil bli drøftet med Fiskeridirektoratet.

Tabell 12.1. Forventet behov for steindumping for Kristin-utbyggingen

Rørledning	Grøfting (km)	Steinvolum (m³)
Feltinterne rørledninger (brønnstrømsrør, kontrollkabler)	-	ca. 160 000 m ³
Gasseksport (plattform - Åsgard Transport)	7	ca 65 000 m ³
Lettoljeeksport (plattform- lagerskip)	7	ca 45 000 m ³

Steinen som vil bli brukt har i gjennomsnitt en diameter på om lag 3-5". Fartøyene som benyttes vil være utstyrt med nedføringsrør og kamera. Nøyaktigheten ved plassering av stein er +/- 2 meter. Det er ikke ønskelig å foreta utlegging av stein for understøttelse før legging av rørledningen. På grunn av nøyaktighetsgraden til leggefartøyet vil dette kreve større mengder stein. Ved store frie spenn kan likevel slik forhåndsutlegging bli nødvendig for å sikre røret mot uakseptable tøyninger i tom eller vannfylt tilstand. Understøttelse før rørlegging planlegges ved rørkryssinger, for å sikre avstand mellom de kryssende rørledningene, og ved enden av rørledninger for å sikre understøttelse for oppkobling til stigerørsfundamenter etc.

Normalt fylles det opp med stein til en definert tillatt avstand mellom rør og sjøbunn. Pga. at rørledningene på Kristinfeltet utsettes for høye temperaturer, vil det sannsynligvis være behov for å legge fyllinger over disse rørledningene for å hindre at de ekspanderer og får slyng.

En annen metode for stabilisering og for å unngå frie spenn, er grøfting/nedspyling. Foreløpige vurderinger tilsier at ca. 30% av rørledningstraséen blir grøftet, i tillegg til at det benyttes steindumping for overdekning/understøttelse.

Omfanget av mulige frie spenn er foreløpig ikke kartlagt i detalj.

12.2 Konsekvenser for fiskeriene

Det har tidligere vært gjennomført en rekke utredninger av virkninger for fiskeriene av feltutbygging eller rørtransport i det aktuelle området. Det vises i den forbindelse til konsekvensutredningen for Åsgard/Åsgard Transport (1995) og den regionale konsekvensutredningen for Norskehavet (Statoil m.fl. 1998). I 1997 ble det på oppdrag fra Saga gjennomført en utredning av fiskerimessige virkninger av utbygging av Kristin. Denne ble året etter supplert med en tilsvarende utredning knyttet til samlet utbygging av

Haltenbanken Sør, som ble definert som feltene Kristin, Lavrans, Tyrihans og Trestakk (Agenda 1998).

12.2.1 Konsekvenser i anleggsfasen

Boring og installasjon

Aktiviteter i anleggsfasen kan medføre noe større ulemper for fisket enn i driftsfasen. I anleggsfasen vil i utgangspunktet fiske med alle redskapstyper kunne bli forstyrret, men det er tale om en tidsbegrenset aktivitet. Tabell 12.2 viser graden av overlapping i tid mellom viktige fiskeperioder og perioder der det foregår marine operasjoner.

Medregnet ankerbeltet omkring boreriggene er det et om lag 4 kilometer bredt belte i trålfeltene øverst i Egga-skråningen som berøres i anleggsfasen. Det framgår av kapittel 6 at trålfiske i det berørte området er av et begrenset omfang. Arealbeslag som følge av installasjon og boring ventes derfor å medføre liten ulempe eller fangstreduksjon for trålerflåten.

Installering av bunnrammene og boringen vil foregå i et meget viktig område for linefiske.

En borerigg vil beslaglegge et areal tilsvarende arealbehovet for ett linefartøy. I de fangstintensive delene av året (oktober – november og februar – mars) kan et slikt arealbeslag vanskelig kompenseres gjennom økt innsats i andre deler av Eggakanten, i og med at disse arealene allerede kan være fullt utnyttet. I praksis kan derfor det midlertidige arealbeslaget medføre et samlet fangsttap, fordelt på fartøyene som fisker i Eggakanten, tilsvarende fangstene for ett linefartøy i disse hovedsesongene.

Leggingen av rørledning mellom Kristin og Åsgard Transport

Leggingen av rørledningen mellom Kristin og Åsgard Transport planlegges gjennomført i perioden april - juli 2004. Det er foreløpig ikke endelig bestemt om leggearbeidet skal gjennomføres av et konvensjonelt leggefartøy som trekker seg fram etter ankre eller med dynamisk posisjonert leggefartøy. Ledningen vil ikke berøre viktige gytefelt, og selve leggingen ventes derfor

ikke å medføre forstyrrelser som kan skade fiskebestandene.

Et rørleggingsarbeid som starter ved Kristin-plattformen i månedene april - juli vil foregå utenom de viktigste

fangstperiodene for garn- og linefisket, og ikke medføre vesentlig arealbeslag for disse fiskeriene. Arbeidet kan medføre operasjonelle ulemper for det begrensede trålfisket som foregår i Eggakanten.

Tabell 12.2. Oversikt over marine operasjoner og viktige perioder for fiske

	2 003												2 004												2 005												2 006											
	j	f	a	m	j	j	a	s	o	o	j	f	a	m	j	j	a	s	o	o	j	f	a	m	j	j	a	s	o	o	j	f	a	m	j	j	a	s	o	o								
Marine operasjoner																																																
Installasjon av brønnrammer Kristin																																																
Produksjonsboring Kristin *																																																
Legging av feltinterne rør Kristin																																																
Legging eksportledn Kristin - ÅT																																																
Legging kond.ledn. Kristin - Åsg. C																																																
Plattforminstallasjon Kristin																																																
Fiskeperioder																																																
Linefiske																																																
Autolinefiske (lange, brosme)																																																
Trålfiske (uer)																																																
Garnfiske																																																

* 2 rigger i perioden 07.2004 - 06.2005

12.2.2 Konsekvenser av arealbeslag ved Kristin-plattformen i driftsfasen

Rundt Kristin-plattformen etableres det en sikkerhetsone med radius 500 meter. I tillegg har plattformen et ankerbelte med diameter på om lag 2,5 kilometer.

For den valgte plasseringen (basisalternativet) av Kristin-plattformen berøres ikke det begrensede trålfisket i området av sikkerhetsone og ankerbelte omkring plattformen. Bunnrammene ligger på 350 – 375 meters dyp i et område der det foregår et begrenset trålfiske etter uer. Områder fra 375 - 400 meters dyp, der det bl.a. tråles etter vassild, berøres ikke. Selv om bunnrammene skal være overtrålbare, viser erfaringene fra Nordsjøen at de fleste fartøylene velger å tråle utenom. Plassert i ytterkanten av et trålfelt, ventes unnvikende manøvrering som hovedregel å foregå på vestsiden av installasjonene. Vurdert ut fra den begrensede tråleraktiviteten i det berørte området ventes den planlagte utbyggingen bare å medføre begrensede operasjonelle ulemper for trålerflåten, og det kan ikke påregnes merkbare fangstreduksjoner.

For den valgte utbyggingsløsningen vil Kristin-plattformen ligge i et område som gjennom fiskerikartleggingene er klassifisert som viktig for linefisket. I områder med slik gradering antas arealbeslaget å kunne kompenseres gjennom økt utnyttelse av andre fiskefelt.

Bunnrammene ventes ikke å ha noen virkning for fiske med line eller garn i berørt område.

Ved en eventuell lokalisering av Kristin-plattformen 10 km lenger vest vil den bli liggende innenfor et område som karakteriseres som meget viktig for linefiske, og den vil beslaglegge et område tilsvarende behovet for ett linefartøy. I de fangstintensive delene av året (oktober-november og februar-mars) kan et slikt arealbeslag vanskelig kompenseres gjennom økt innsats i andre deler av Eggakanten, siden disse arealene allerede kan være fullt utnyttet. På bankområdene innenfor er det ikke tilsvarende gode fangstrater i disse periodene. I praksis kan derfor en slik lokalisering av Kristin-plattformen medføre et samlet fangsttap, fordelt på fartøylene som fisker i Eggakanten, tilsvarende fangstene for ett linefartøy i disse hovedsesongene.

Denne alternative plasseringen av plattformen vil også berøre områder der det foregår noe trålfiske etter vassild. Vurdert ut fra den begrensede tråleraktiviteten ventes plasseringen hovedsaklig å medføre begrensede operasjonelle ulemper for trålerflåten, og det kan ikke påregnes merkbare fangstreduksjoner.

Eventuell samvirkning med andre felt på Haltenbanken

Samvirkningen av sikkerhetsoner rundt de enkelte feltene på Haltenbanken er behandlet i den regionale konsekvensutredningen. Feltene på Haltenbanken kan komme til å representere mange sikkerhetsoner, hvorav flere i områder karakterisert som viktige linefelt. De

meget viktige linefeltene i Eggaskråningen berøres imidlertid ikke av Kristin-plattformen med den plassering som er valgt. Ulempene for lineflåten vil i driftsfasen i hovedsak være begrenset til operasjonelle ulemper, som følge av at det må tas hensyn til sikkerhetssonene ved valg av fiskeområde. Det foregår ikke garnfiske av noe omfang i området som beslaglegges av sikkerhetssonen. Utbyggingen ventes ikke å medføre operasjonelle ulemper eller fangstreduksjoner av noe nevneverdig omfang for trålerflåten. De samlede arealbeslagene ventes heller ikke å medføre fangsttap for ringnotfisket etter sild og makrell.

12.2.3 Konsekvenser av rørledninger i driftsfasen

Etter at rørledningene er installert vil de ikke medføre ulemper for fiske med konvensjonelle redskaper som garn, line mm. I denne utredningen er det derfor lagt vekt på å vurdere hvilke eventuelle ulemper rørledningene kan ha for trålfisket (OED 1999)

Vurderingene av eventuelle ulemper for trålfiske tar utgangspunkt i resultatene fra trålestest som ble gjennomført i mai 1993 med tråling over Zeepipe-rørledningen, som har en diameter på 40". Trålestesten viste at ulempene knyttet til overtråling av store rørledninger er vesentlig mindre enn tidligere antatt. Erfaringene viser at rørledninger som hovedregel ikke medfører noen arealbegrensninger for fiskeflåten som kan resultere i reduserte fangster. Avhengig av rørledningens vinkel i forhold til vanlig trålrøtning, kan den i varierende grad medføre enkelte operasjonelle ulemper for fisket. Slike ulemper er f.eks. kursjusteringer for å lette kryssing av rørledning, behov for ekstra årvåkenhet ved passering av rørledninger i tilfelle en tråldør skulle hekte seg og redusert manøvreringsfrihet ved stor fartøytetthet. Det foreligger ikke materiale som gjør det mulig å kvantifisere slike ulemper.

Fra Fiskeridirektoratet har det framkommet synspunkter på at steinfyllinger langs rørledningstraséer kan skape problemer under fiske. Havforskningsinstituttet gjennomførte sommeren 1997 en undersøkelse som skulle belyse i hvilken grad steinfyllinger på rørledninger kan være et hinder for fiske med bunntål. Sommeren 1998 ble det i regi av Statoil gjennomført et mindre trålforsøk over Sleipner lettøljerørledning i et område med intensivt rekefiske. Fra de undersøkelser som er gjennomført foreligger det ikke noe entydig materiale mht. virkninger av steinfyllinger. Steinfyllinger synes ikke å forårsake nevneverdige ulemper for konsumtrålfiske med større trålere i Nordsjøen, men det er ikke

gjennomført forsøk for å dokumentere virkninger for dette fisket. For fiske med industri- og reketrål spriker resultatene fra de forsøk som er gjennomført.

Steinfyllingens form, størrelse og sammensetning vil kunne ha betydning for hvorvidt det oppstår ulemper i forhold til fiskeutøvelse.

Ved rørlegging med konvensjonelle rørleggingsfartøy vil det i forbindelse med trekking av ankere kunne oppstå forhøyninger/groper i havbunnen som i enkelte tilfeller kan medføre ulemper for trålfiske. Med det begrensede trålfisket som er i området, forventes det ikke vesentlige ulemper knyttet til dette ved Kristin-utbyggingen.

Feltinterne rørledninger

For å beskytte de feltinterne rørledningene og kablene mot strekk, vridning og trålrødkaper vurderes en kombinasjon av grøfting og steindumping. Behovet for steindumping er foreløpig ikke avklart, men en tar sikte på å minimalisere omfanget så langt som mulig innenfor forsvarlige tekniske og økonomiske rammer. Vurdert i forhold til det begrensede trålfisket i det berørte området, og at noen trålere ventes å tråle utenom installasjonene i det berørte området, ventes de feltinterne rørledningene ikke å medføre nevneverdige operasjonelle ulemper for trålfisket. For fisket med garn og line medfører de feltinterne rørledningene ingen ulempe.

Ved en lokalisering av Kristin-plattformen på vestsiden av brønnrammene vil traséene for de feltinterne rørledningene bli endret, men lengden vil bli omtrent den samme. Det forventes ikke at konsekvensene for fisket vil bli endret.

Rørledningene fra Kristin til Åsgard C og Åsgard Transport

For den valgte utbyggingsløsningen starter rørledningene ved Kristin-plattformen på om lag 315 meters dyp, og rørledningene ligger i sin helhet innenfor områder der det ikke drives trålfiske av betydning. For fisket med garn og line medføre rørledningene heller ingen ulempe.

Ved lokalisering av Kristin-plattformen på vestsiden av brønnrammene vil eksportledningene for gass og lettølje bli noe lengre, og traséene vil bli noe forandret. Den vestlige delen av rørledningene vil bli liggende innenfor områder som i noen grad benyttes for trålfiske, dvs i områder dypere enn 350 m. Trålfisket er imidlertid begrenset også her, og det forventes ikke nevneverdige operasjonelle ulemper for dette fisket.

Grennrørledning til Kollsnes

Det foregår ikke fiske av betydning omkring traséen for den vurderte grenrørledningen til Kollsnes, og det forventes ikke nevneverdige ulemper for fiske i tilknytning til en eventuell rørledning i dette området.

12.2.4 Konsekvenser for koraller

Korallrev representerer en sjelden og verdifull naturtype som er sårbar overfor fysiske inngrep, se kap. 6.6.

Direkte skader kan oppstå ved plassering og trekking av ankere for borerigg og rørleggingsfartøy, og ved legging av rørledning på havbunnen. Under leggeoperasjonen kan tiltak som steindumping og nedspyling/grøfting av rørledningen påvirke korallene negativt. I tillegg kan plassering av brønnrammer og nødvendige tiltak på havbunnen, samt utslipp fra boreoperasjonene, komme i konflikt med korallforekomster.

Planlagte undersøkelser av traséen og oppankringskorridoren vil avdekke eventuelle større korallforekomster. Foreløpig opplegg for trasékartlegging er skissert i kap. 4. Havforskningsinstituttet vil bli orientert nærmere om gjennomføringen av planlagte undersøkelser og vil bli involvert i diskusjoner ang. endelig valg av rørledningstrasé, plassering av brønnrammer og piggemoduler.

Gjennom grundige kartlegginger av havbunnen i den aktuelle rørledningstraséen vil en søke å finne fram til en plassering av rørledningen og andre innretninger slik at en i størst mulig grad unngår at korallrev påføres skader av selve rørledningen eller av ankere fra rørleggingsfartøy. Det samme vil være tilfelle for oppankring av borerigg, utplassering av brønnrammer og tiltak som grøfting/spyling og steindumping.

Før boring vil brønnrammer bli installert på havbunnen. Plasseringen av disse vil skje ihht. planlagte posisjoner for boring av brønnene, og traséundersøkelser vil sørge for at tilstrekkelig informasjon innhentes slik at en kan unngå at disse plasseres i konflikt med korallforekomster. Foreløpige undersøkelser av området rundt planlagte brønnlokasjoner tyder på at det ikke er større forekomster av koraller i nærheten av disse.

Ved boring av brønnene vil kaks og barytt som slippes ut fra boreriggen spres over et større område og føre til et tynt sedimentlag i en viss avstand fra utslippspunktet. I tillegg vil en del av borekaks/slammene bli sluppet ut ved havbunnen, og disse utslippene vil i noe større grad

bidra til oppbygging av et sedimentlag nær brønnrammene.

På denne måten vil korallforekomster nær brønnrammene kunne bli påvirket av utslipp av borekaks og borevæske. Det er pr. i dag ikke kunnskap og erfaringsmateriale nok til med sikkerhet å kunne forutsi konsekvensene av en slik påvirkning, og en god sikkerhetsavstand er ønskelig.

Dersom det avdekkes korallforekomster innenfor de områdene som kan forventes å bli sterkt påvirket av boreslam, vil betydningen av dette bli vurdert nærmere. Dette kan innebære at det gjennomføres modellberegninger av spredning av boreslam og/eller at det igangsettes særskilte overvåkingsprogram. Det vil i så fall være naturlig å vurdere en eventuell overvåking som en del av de oppfølgende miljøundersøkelsene.

12.2.5 Konsekvenser ved utbygging og tilknytning av omkringliggende felter

De omkringliggende feltene som det senere er aktuelt å knytte opp mot Kristin berører også viktige områder for garnfiske, linefiske og trålfiske. Erlend, som ligger på ca 350 meters dyp, ligger helt i randsonen av områdene langs eggkanten der det drives noe trålfiske. Prospektet M omfatter områder fra knapt 300 meters dyp til omlag 400 meters dyp, med viktige garnfelt og meget viktige linefelt.

For disse feltene foreligger det ikke detaljerte planer mht. plassering av havbunnsrammer, traséer for rørledninger mm. Eventuelle konsekvenser for fiske og koraller forventes imidlertid å bli av samme type som ved utbygging av Kristin, og de samme typer avbøtende tiltak vil være aktuelle.

12.3 Avbøtende tiltak

- Det skal gjennomføres traséundersøkelser for kartlegging av bunntopografiske forhold og eventuelle korallforekomster. Hensikten er å oppnå så god avstand til eventuelle korallforekomster at skadelig påvirkning unngås
- Alle rørledninger vil bli prosjektert for å tåle overtråling. I den forbindelse vil omfanget av frie spenn og steinfyllinger bli redusert så langt som mulig innenfor teknisk og økonomisk forsvarlige rammer.
- Dersom større korallforekomster identifiseres, vil plassering av undervannsinstallasjoner bli gjort i

samråd med Havforskningsinstituttet. Så langt det er teknisk/økonomisk mulig vil en ta hensyn til viktige forekomster også ved grøfing, nedspyling og steindumping.

- Det vil bli vurdert om steinstørrelsen benyttet ved steindumping kan reduseres
- Behovet for tiltak for å fjerne ujevnheter på havbunnen (f.eks. fra ankermerker) vil bli vurdert etter at rørledningene er lagt.

De planlagte rørledninger mellom Kristin-plattformen og tilknytningspunktet på Åsgard Transport, og mellom Kristin-plattformen og et lagertankskip ved Åsgard C, forventes å ha så begrensede negative virkninger for fiskeriene at det ikke synes nødvendig å gjennomføre ytterligere avbøtende tiltak utover de som er nevnt ovenfor.

De samme vurderinger ble gjort for alternativet med en grenrørledning fra Åsgard Transport til Kollsnes.

13 Konsekvenser for skipstrafikk

Transport av Kristin lettolje vil, når produksjonen er på topp, utgjøre i størrelsesorden 55 skytteltankerlaster pr. år. Transporten vil gå sørover til raffinerier i Europa eller til Mongstad.

14 Samfunnsmessige konsekvenser

14.1 Innledning

Investeringsfasen for Kristin-feltet strekker seg fra 2001 til 2006. Produksjonen ventes å starte opp i 2005. Driftskostnadene øker gradvis fra 2001 til 2006 og vedvarer fram til 2017. De samlede utbyggingskostnader utgjør 15,9 mrd. kroner, og omfatter investeringer i anlegg og produksjonsutstyr og boring og brønnvedlikehold fram til produksjonsoppstart. Borekostnader etter produksjonsstart inngår ikke i investeringskostnader. Samlede driftskostnader over feltets levetid er beregnet til ca 6,5 mrd. NOK, ekskl. tariffen.

Investeringskostnadene er gitt i 2001-kroner. Alle kostnadstall inkluderer uforutsette kostnader og forventes å ligge innenfor en nøyaktighet av +/- 20%.

14.2 Samfunnsmessig lønnsomhet ved Kristin-prosjektet

Den samfunnsmessige lønnsomhet ved prosjektet framkommer ved å neddiskontere samtlige inntekter til ett år - 2001 og trekke fra samtlige neddiskonterte kostnader til samme år. Ved diskonteringen nyttes 7 % rente p.a. Inntektene baserer seg på en dollarkurs på 8,20 og en oljepris på 16,7 USD per fat.

Ved beregning av samfunnsmessig lønnsomhet tas bare med de marginale kostnader, mens tariffen for bruk av eksisterende infrastruktur og prosessanlegg ikke er inkludert. Ved bedriftsøkonomiske lønnsomhetsberegninger inkluderer også disse marginale kostnadene, og som en følge av det blir den bedriftsøkonomiske lønnsomheten vesentlig lavere enn den samfunnsmessige lønnsomheten.

Utbyggingskostnadene (15,9 mrd kr) som er lagt til grunn for beregning av samfunnsmessig lønnsomhet omfatter alle kostnader fram til oppstart, med unntak av følgende:

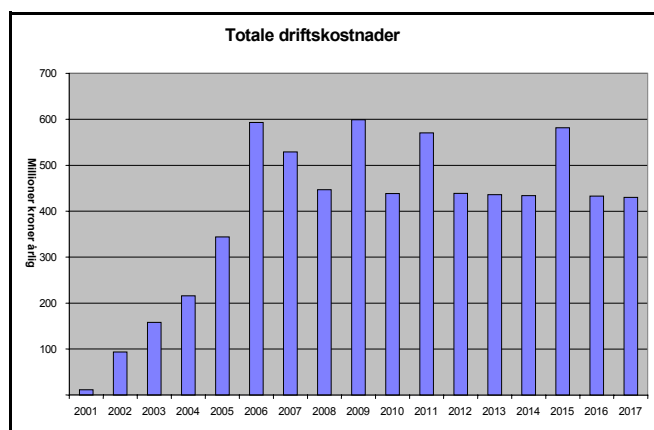
- ♦ Finanskostnader
- ♦ Generell prisstigning
- ♦ Skatter og avgifter
- ♦ Tariffer
- ♦ Vesentlige endringer i design eller reservoarforhold

- ♦ Valutakursendringer

Driftskostnadene som er lagt til grunn for beregning av samfunnsmessig lønnsomhet inkluderer følgende:

- ♦ Offshorebemanning inklusiv catering
- ♦ Produksjons- og vedlikeholdskostnader offshore
- ♦ Forsyningstjenester inkl forsyningsbåt og helikoptertransport
- ♦ Driftsbemanning på land
- ♦ Mindre modifikasjoner og uforutsette kostnader
- ♦ CO₂-avgifter
- ♦ Forsikring

Etter produksjonsstart utgjør disse driftskostnadene om lag 440 til 590 millioner kroner årlig. Marginale kostnader er da ikke inkludert.



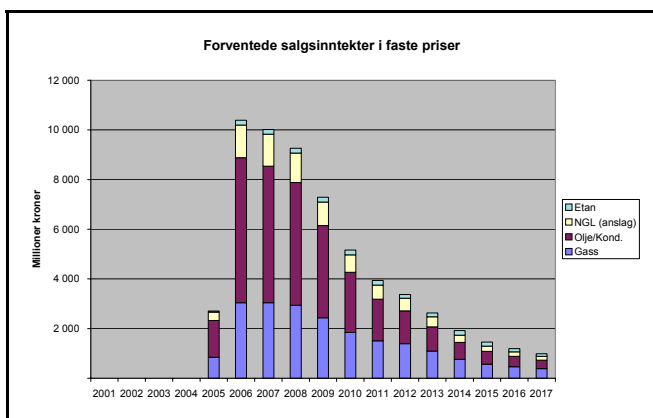
Figur 14.1. Marginale (samfunnsmessige) driftskostnader over feltets levetid - ekskl. avvikling.

Inntektene baserer seg på en dollarkurs på 8,20 og en oljepris på 16,7 USD pr fat. Inntektene kommer fra følgende salg.

- ♦ Gass
- ♦ Olje/kondensat
- ♦ NGL
- ♦ Etan

Produksjonen av olje får et toppnivå i 2006, og faller deretter raskt allerede de første årene. Produksjon av gass har topp nivå i 2006 til 2008 og faller deretter noe svakere enn produksjonen av olje avtar.

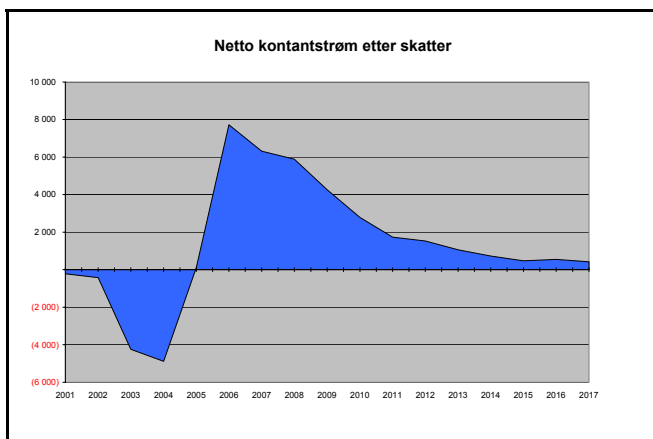
Med produksjon fram til 2017 forventes salget å ha en profil som vist i figuren under.



Figur 14.2. Forventede inntekter fordelt på år og produkt

De samlede inntekter er beregnet å utgjøre 60 mrd kroner i tiden 2005 til 2017. Verdien av salgsinntektene utgjør om lag 36 mrd kroner neddiskontert til år 2001 med 7% rente.

Figuren nedenfor viser kontantstrømmen i feltets levetid. I den første fasen er kontantstrømmen negativ (investeringsfasen), i de siste årene er kontantstrømmen positiv.



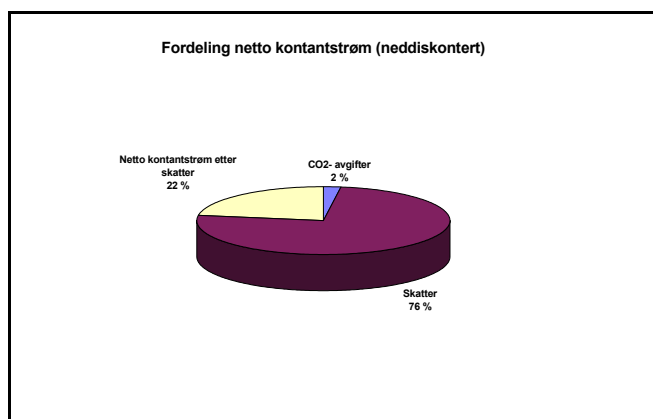
Figur 14.3. Netto kontantstrøm etter skatt, millioner kroner.

Den samlede samfunnsmessige netto kontantstrøm er beregnet til 24 mrd kroner. Neddiskontert med 7% renter p.a er netto kontantstrøm beregnet til 12,2 mrd kroner. Dette er en samfunnsmessig høy avkastning.

Den bedriftsøkonomiske lønnsomhet er lavere. Kostnader (tariffer) for bruk av infrastruktur og prosessanlegg vil medføre høyere bedriftsøkonomiske kostnader og lavere netto kontantstrøm. Med de samme

forutsetninger som foran er den bedriftsøkonomiske lønnsomhet beregnet til om lag 1,5 mrd kroner (etter skatt) beregnet med en intern rente på 8 %.

Figur 14.4 viser fordeling av kontantstrømmen neddiskontert. Driftskostnadene omfatter samtlige bedriftsøkonomiske kostnader for drift av Kristin-feltet og gir et bilde av den bedriftsøkonomiske lønnsomheten. Den bedriftsøkonomiske netto kontantstrøm før skatt er beregnet til 8,9 mrd kroner med 7% diskonteringsatts.



Figur 14.4. Fordeling av netto kontantstrøm på aktører når bedriftsøkonomiske kostnader legges til grunn

14.3 Kristin-utbyggingens innvirkning på investeringsnivået på kontinental-sokkelen

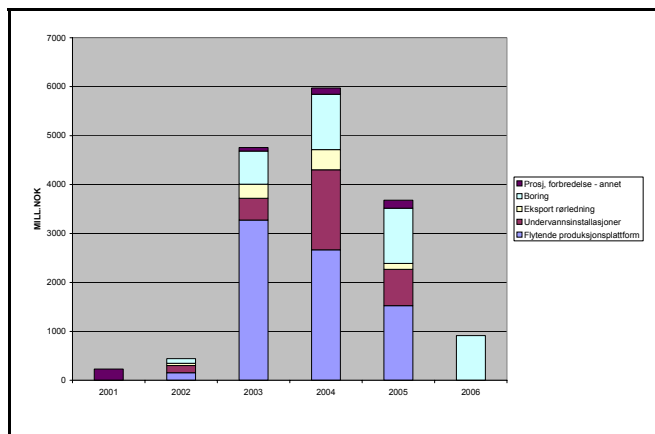
De samlede investeringene til olje- og gassvirksomheten, inkludert rørtransport, var i år 2000 på 53,6 milliarder kroner ifølge de endelige tall fra SSB. Dette er 4,1 milliarder høyere enn anslagene for 2000, basert på tellingen i første kvartal i fjor. Fra 1999 til 2000 var det en nedgang i investeringene på hele 15,5 milliarder kroner.

Investeringene til feltutbygging i 2000 var på 22,8 milliarder kroner, noe som er en nedgang på 12,4 milliarder sammenlignet med 1999. Nedgangen skyldes at mange av de store utbyggingsfeltene fra 1999 er slutført.

Mens investeringene til feltutbygging viser nedgang, øker investeringene til felt i drift. I 2000 ble det investert hele 23,5 milliarder kroner til felt i drift, som er det høyeste som er registrert. Dette har sammenheng med installering av utstyr for å øke utvinningskapasiteten i feltene, samt at en rekke felt ble ferdigstilt og satt i

produksjon i 1999 og 2000. Investeringene var størst på Troll Olje, Heidrun og Snorre.

Investeringen til utbygging av Kristinfeltet er om lag 16 milliarder kroner og fordeler seg som vist i figur 14.5 nedenunder.



Figur 14.5. Kristins utbyggingskostnader fordelt på installasjoner

Årene fra 2003 til og med 2005 vil være de med høyest aktivitet. Bygging av produksjonsplattformen er beregnet til å koste mer enn 7 milliarder kroner og vil være den dominerende aktiviteten i 2003 og 2004. Undervannsinstallasjoner er planlagt å koste om lag 3 milliarder kroner. Året med høyest aktivitet er 2004. Boring, med kostnader på til sammen cirka 4 milliarder kroner, er planlagt med høy aktivitet i perioden 2003 – 2006. Arbeidene med eksportrørdledningene er beregnet å koste cirka 900 millioner, og aktiviteten skal foregå i 2003 og 2004.

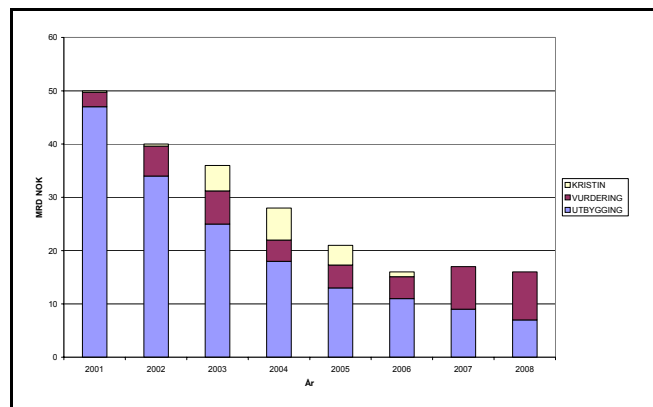
14.3.1 Forventet utvikling i investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel

Investeringer i feltutbygging og drift for år 2001 er av OED/OD anslått til å bli omtrent som for år 2000; om lag 50 milliarder kroner. For år 2002 er det ventet en nedgang. For årene 2003, 2004 og 2005 kan det se ut til at nedgangen ikke blir så markert som tidligere forventet.

Erfaringsmessig er det stor usikkerhet i slike prognosene, og tallene er ofte underestimerte. Det er likevel klart at utbyggingen av Kristin kommer i en periode hvor det vil være sterkt ønske om å opprettholde aktiviteten. Dette gjelder spesielt innenfor de bransjer som er

petroleumsrettet. Dette vil bidra til å beholde arbeidsplasser og stimulere kompetanseutvikling.

I årene 2003 til 2005, når Kristin skal bygges, er det forventet at det vil være god kapasitet innen petroleumsbasert industri og ingeniørfirma.



Figur 14.6. Forventede investeringer på norsk sokkel (Faktaheftet 2001 - OED)

14.4 Vare- og tjenesteleveranser til utbygging og drift av Kristin

Hovedkomponentene som inngår i Kristin-utbyggingen omfatter dekk med installasjoner, understell, undervannsinstallasjoner, rørledninger, boringer og prosjektkostnader.

Ved beregning av vare- og tjenesteleveranser er disse hovedkomponentene inndelt i undergrupper, og tall for kostnader er fremskaffet for disse undergruppene.

På basis av erfaringstall og kjennskap til leverandørindustrien, erfaringer fra utbygging på norsk sokkel generelt og fra Statoils tidligere utbyggingsprosjekter, er det gjort anslag over hvilke leveranser som kan bli utenlandske, norske og regionale. Dette har dannet grunnlag for å vurdere hvor stor de norske og regionale leveranser kan bli.

Det hefter vesentlig usikkerhet ved disse data, men de gir likevel en antydning om hva denne utbyggingen kan bety for norsk næringsliv.

Dataene er bearbejdet videre for å beskrive i hvilke næringer de ulike komponenter vil gi sysselsettingsvirkninger. Dette danner grunnlag for sysselsettingsberegningene (kapittel 14.5).

14.5 Nasjonale og regionale leveranser til utbyggingen

Kontraktstildeling vil foregå etter anbud, og den nasjonale andelen vil være avhengig av hvor konkurransedyktig den norske industrien viser seg å være. Anslagene som her er gitt sier noe om *mulige* norske leveranser.

Beregningene av nasjonale og regionale leveranser er gjort på bakgrunn av erfaringer fra tidligere prosjekter av lignende type. Det må understrekes at slike vurderinger nødvendigvis inneholder stor grad av usikkerhet, og at det selvsagt ikke kan utelukkes at leveransene kan bli større eller mindre.

Tabell 14.1. Anslag over nasjonale og regionale andeler av de totale leveransene

Komponenter	Norsk %	Regionalt %
Dekk (på flyter)	45 - 50	5
Flytende understell	20 - 30	4
Undervannssystemer	50 - 60	20
Rørledning - eksport	20 - 25	20
Boring	60	0
Prosjekt forberedelse - ledelse	80	0
Totalt	50	7
Kostnader mill.kroner	7900	1200

En antar at om lag 50-60 % av verdiskapningen i forbindelse med utbyggingen av Kristin kan skje i Norge, og derav 6 - 8 % i Midt-Norge. Den noe beskjedne norske andelen skyldes at understellet til den flytende plattformen mest sannsynlig bygges i utlandet. Dessuten er det antatt at bygging av eksportørledningene innebærer en høy andel utenlandske leverandører, noe som også gir betydelig utslag i beregningene.

14.5.1 Leveranser til driften

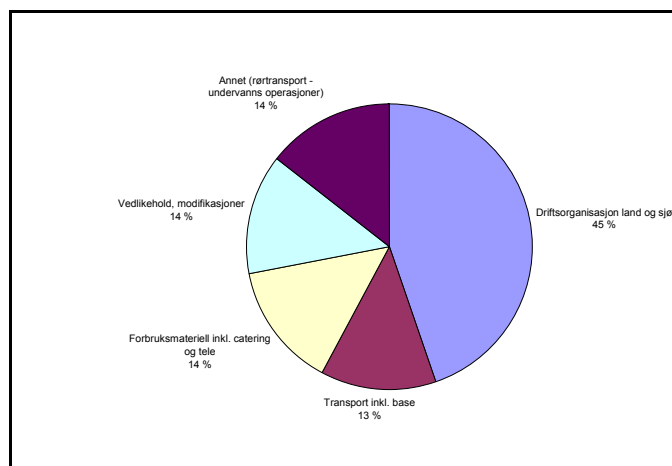
I et "vanlig driftsår" etter produksjonsstart vil driftskostnadene for Kristin (eksklusiv forsikringer, CO₂-avgifter og tariffier) ligge på om lag 330 millioner kroner. Større modifikasjoner er da holdt utenfor. Omtrent halve beløpet gjelder lønns- og driftskostnader til selve driftsorganisasjonen, og den andre halvparten gjelder kjøp av varer og tjenester.

I dag drives fire felt i Norskehavet fra Midt-Norge: Draugen, Njord, Heidrun og Åsgard. I tillegg kommer Norne som ligger lenger nord og drives fra Nord-Norge.

Veksten i markedet innebærer at det er i ferd med å bygge seg opp bedrifter som satser på fremtidige leveranser til driften av felt i Norskehavet. Dette medfører at leverandørene i Midt-Norge blir stadig sterkere i konkurransen om leveranser. Det er derfor på sikt relativt stor usikkerhet om andelen leveranser fra landsdelen.

I figuren nedenfor er gitt en oversikt av hvordan driftskostnadene kan fordele seg på hovedgrupper. Kostnadene til lønn for ansatte til sjøs og på land samt kontorleie mm utgjør nesten halvparten. Ellers fordeles de andre kategorier seg ganske jevnt, og er hver for seg i underkant av femten prosent. Dette gjelder:

- ♦ vedlikehold og modifikasjoner
- ♦ forbruksmateriell inkl. catering og tele
- ♦ transport og base
- ♦ annet (rørtransport og undervannsoperasjoner)

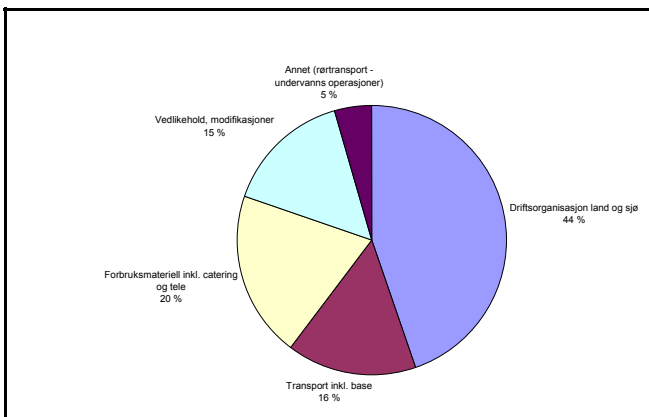


Figur 14.7. Fordeling av årlige driftsleveranser til Kristin på ca 330 mill. NOK

14.5.2 Regionale leveranser til driften

De årlige regionale leveransene til drift av Kristin blir vurdert å kunne utgjøre om lag femti prosent av de totale leveransene over tid. Fordelingen innenfor de forskjellige hovedkategorier er vist i figuren under.

Driftsorganisasjonen (personell land og sjø) er den største kostnaden, og utgjør 40 –50 % av de totale regionale leveransene. Forbruksmateriell inklusiv forpleining og tele vil også kunne være vesentlige lokale leveranser, likeså vedlikehold og transport, alle med mellom 15 – 20 % av de totale regionale leveransene.



Figur 14.8. Årlige regionale driftsleveranser til Kristin, ca 170 mill. NOK

14.6 Sysselsettingsvirkninger ved utbygging og drift av Kristin

Sysselsettingsvirkningene beregnes på grunnlag av de nasjonale og regionale leveransene av varer og tjenester. Beregningene viser hvilken sysselsettingseffekt utbygging og drift av Kristin-feltet gir nasjonalt og regionalt i utbyggingsfasen og i driftsfasen. De regionale sysselsettingsvirkningene er beregnet for Midt-Norge, dvs fylkene Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag og Nord-Trøndelag.

14.6.1 Metode

Analysen av sysselsettingsvirkningene gjennomføres på 2 nivåer:

- ◆ Det nasjonale nivå
- ◆ Det regionale nivå

De nasjonale sysselsettingsvirkningene er beregnet ved hjelp av en nasjonal kryssløpsmodell. De regionale virkningene er beregnet ved hjelp av modellsystemet Panda. For driftsperioden er virkningene i et tilnærmet normal-år etter produksjonsstart lagt til grunn.

14.6.2 Virkninger

Ved bruk av modellene beregnes følgende sysselsettingsmessige ringvirkninger av en økt aktivitet i økonomien:

1. **Direkte virkninger**
 Sysselsetting hos tiltakshaver (=operatør) og hos kontraktører

2. **Indirekte virkninger**
 Sysselsetting hos leverandører og underleverandører
 Disse 2 utgjør **produksjonsvirkningene**.

3. **Induserte virkninger**
 Sysselsettingsvirkninger (konsumvirkninger) som skapes ved at ansatte hos tiltakshaver og leverandører får økt forbruk.

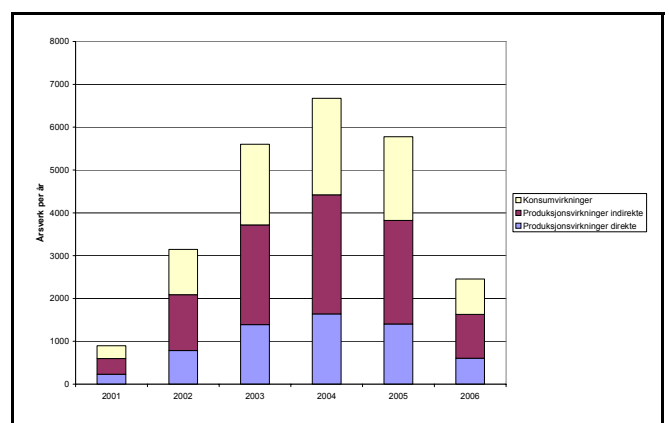
De sysselsettingsmessige ringvirkningene vil dels bidra til at eksisterende arbeidsplasser kan opprettholdes, dels til at nye arbeidsplasser opprettes.

14.6.3 Nasjonale sysselsettingsvirkninger

Prosjektets sysselsettingsvirkninger utgjøres av summen av virkningene av direkte leveranser og indirekte leveranser (produksjonsvirkninger) og avledet virksomhet gjennom økt privat konsum (konsumvirkninger).

Det understrekes at oppgitte tall er beregnede størrelser, som inneholder betydelig usikkerhet. En usikkerhet i beregningsresultatene på 20-30 % bør en som et minimum regne med.

Sysselsettingsvirkningene på nasjonalt nivå avhenger av hvor de største kontrakter blir plassert. Mulige norske leveranser er drøftet ovenfor.



Figur 14.9. Samlede nasjonale sysselsettingsvirkninger - produksjons og konsumvirkninger

De samlede nasjonale sysselsettingsvirkningene er beregnet til om lag 24000 årsverk, inklusiv konsumvirkninger på mer enn 8000 årsverk. Produksjonsvirkningene vil utgjøre omlag 16000 årsverk totalt, herav over

7000 årsverk innen mekanisk industri og 4500 årsverk pr år innen forretningsmessig tjenesteyting. På det meste kan det forventes 2000 årsverk pr år innen industri i 2004 og 2005. Innen forretningsmessig tjenesteyting vil virkningen være størst i 2002 til 2004, med over 1000 årsverk på det meste.

14.6.4 Regionale sysselsettingsvirkninger

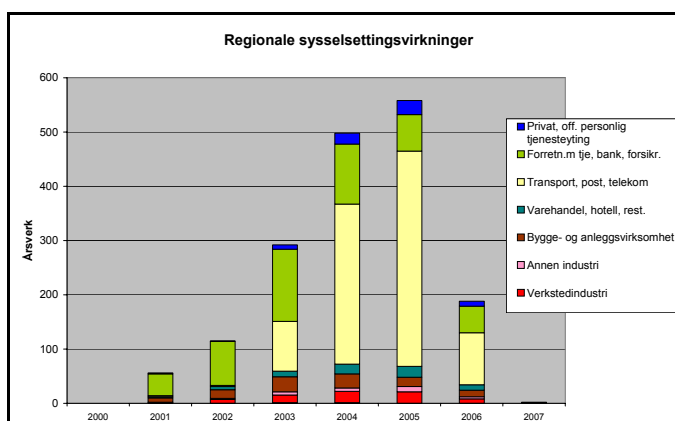
Regionen (Midt-Norge) har om lag 635000 innbyggere og 250000 arbeidsplasser; herav 107000 arbeidsplasser i Møre og Romsdal, 120000 i Sør-Trøndelag og 52000 i Nord-Trøndelag. Av de i alt om lag 250000 sysselsatte er 6% sysselsatt i primærnæringer, 15% er ansatt i industrivirksomhet, 39% i privat og offentlig personlig tjenesteyting og 9% i forretningsmessig tjenesteyting inkl. bank og finans. 7% er sysselsatt i transport, post og telekommunikasjon.

Modellsystemet som benyttes for beregning av regionale sysselsettingsvirkninger tar utgangspunkt i den eksisterende sysselsettingen i regionen.

Utbyggingsfasen

Av de samlede investeringer anslås det at leveranser for om lag 1,1 mrd. kroner kan tilfalle midt-norske bedrifter. Mest innen transport og maritime tjenester og forretningsmessig tjenesteyting, men også noe i industri.

Figuren under viser sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen. Størst er virkningen i 2004 og 2005 med anslagsvis 550 til 600 årsverk.



Figur 14.10. Regionale sysselsettingsvirkninger av Kristin-utbyggingen, utbyggingsfasen, fordelt på de viktigste næringer.

Den samlede regionale sysselsettingsvirkningen er beregnet til om lag 1700 årsverk inkl. konsumvirkninger. Størst sysselsettingsvirkning vil en få i transport/samferdselssektoren. Årsaken til det er at det

forutsettes at regionale selskaper vil kunne bli engasjert til marine operasjoner. Forretningsmessig tjenesteyting (ingeniørfirma) vil kunne få om lag 28% (470 årsverk).

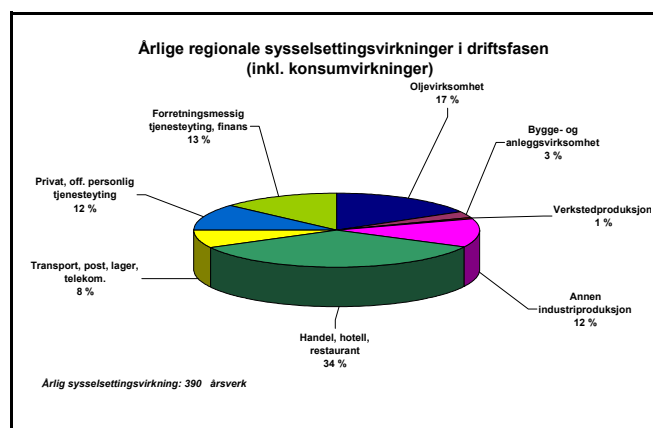
Driftsfasen

Det forutsettes at driftsorganisasjonen for Kristin integreres i Statoils eksisterende landorganisasjon i Stjørdal, og at forsyningsbasen legges til Kristiansund. Bemanningen er forventet å være ca 100 årsverk offshore (inkl. innleide) og ca 25 årsverk i landorganisasjonen i Stjørdal.

De regionale virkninger i driftsfasen vil avhenge av hvordan rekruttering til bemanningen offshore blir, og hvordan kortsiktige og langsiktige kontrakter inngås. I beregningene antas at om lag halvparten av offshoreorganisasjonen rekrutteres regionalt og at av de samlede driftskostnader utgjør den regionale andelen 170 millioner kroner.

Driftskostnadene består i hovedsak av drift av offshore-installasjonene, forsyningsbase i Kristiansund med helikopterbase, landorganisasjonen i Stjørdal og drift av intern rørtransport.

Ved vurdering av de regionale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen er kjøp av varer og tjenester regionalt lagt til grunn. Dessuten er det antatt at omlag halvparten av de offshoreansatte kommer fra regionen. Denne bemanningen inngår derfor i den regionale sysselsettingen.



Figur 14.11. Regionale sysselsettingsvirkninger

De regionale sysselsettingsvirkningene i et normalt driftsår (etter at produksjonen er kommet i gang) er beregnet til omlag 390 årsverk, fordelt slik som vist i figur 14.11. Sysselsettingsvirkningene er beregnet å bli størst innen handel-, hotell- og restaurantbransjen. Oljevirksomheten vil stå for omlag 17% av sysselsettingen, når det forutsettes at omlag halvparten av offshore-bemanningen kommer fra regionen.

15 Sammenstilling av konsekvenser

Tabell 15.1. Sammenstilling av konsekvenser

Virkning	Antatte konsekvenser
Utslipp til luft	
I bore- og installasjonsfasen vil det bli utslipp til luft fra borerigger og fartøyer, beregnet til i alt ca 85.000 tonn CO ₂ , 1900 tonn NO _x , 130 tonn nmVOC og 70 tonn CH ₄	Utslipp av CO ₂ , CH ₄ og nmVOC bidrar til drivhuseffekten, og gir effekter av global karakter. Utslippene av CO ₂ fra Kristin utgjør i størrelsesorden 1,5 - 2 % av de samlede CO ₂ -utslippene fra norsk sokkel.
I driftsperioden fram til og med 2018 er de beregnede gjennomsnittlige årlige utslippene fra Kristin beregnet til ca 160.000 tonn CO ₂ , 400 tonn NO _x , 1200 tonn CH ₄ , og 900 tonn nmVOC	Utslippene av NO _x og SO ₂ vil generelt kunne bidra til forsurening av jordsmonn og ferskvann, gi gjødslingseffekt på vegetasjonen. I det berørte området forventes det imidlertid ikke målbare effekter på forsuringssituasjonen. Påvirkningen på vegetasjon vil være liten, og det forventes ingen merkbar effekt på fauna.
I tillegg vil det bli økte utslipp fra Åsgard som følge av økt trykk i eksportørledningen, beregnet til ca 60.000 tonn CO ₂ og 50 tonn NO _x pr. år	Utslipp av NO _x i kombinasjon med VOC vil sammen med andre utslipp kunne bidra til episoder med høye korttidskonentrasjoner av ozon. Økt dannelse av ozon vil kunne forårsake en merbelastning i forhold til tålegrenser og føre til økt potensiale for negativ påvirkning på planter og dyr.
Prosessering av økte mengder gass på Kårstø vil også medføre økte utslipp til luft. Dette vil bli behandlet i en egen konsekvensutredning	
Utslipp til sjø	
Ved boring vil det bli utslipp av borekaks og vannbasert borevæske. Når det bores med oljebasert borevæske vil både borekaks og borevæske bli samlet opp og fraktet til land for behandling. Mindre uhellsutslipp av oljebasert borekaks/-væske kan erfaringsmessig ikke utelukkes	Avfall fra boring med vannbasert borevæske regnes ikke som giftig, men kan ha en negativ virkning på bunndyrersamfunn ved at de begraver fastsittende organismer og gjør bunnsstratet uegnet for flere arter. Som følge av stort havdyp og havstrømmer forventes det ikke noen omfattende avsetning av borekaks på havbunnen ved Kristin-brønnene. I tillegg vil barytt- og bentonitt-partikler spredt i vannsøylen kunne ha effekter på filtrerende organismer. Eventuelle korallforekomster i umiddelbar nærhet av utslipp av borekaks vil kunne bli negativt påvirket.
Ved komplettering av brønner vil det bli mindre utslipp til sjø av kompletteringsvæsker og tilsatte kjemikalier, samt av sement. Totalt utslipp av sement er anslått til 400 - 450 tonn	Dersom det benyttes lut som tilsetningsstoff ved klargjøring av rørledninger, vil denne ha full vannløselighet. Sammen med sjøvannets buffervirkning gjør dette at det skal relativt liten fortykning til før pH-virkningen og dermed den akutte giftvirkningen opphører.
Ved klargjøring av ledninger vil det bli utslipp av det vannet som ledningene har vært fylt med fram til tilkoblingstidspunktet. Vannet planlegges tilsatt oksygenfjernende kjemikalier og lut for å hindre begroing og fargestoffer til bruk ved trykktesting. Videre undersøkelser kan konkludere med at lut må erstattes av biosider.	De biosider som kan være aktuelle å benytte vil ha en sterkt avgrenset og kortvarig effekt på økosystemet. Direkte skadelig effekt kan påregnes i de nærmeste 10-talls metrene fra utslippspunktet.
	Metanol, som benyttes for uttørring av rørledningene, vil også kunne ha en slik kortvarig effekt på levende organismer i nærheten av utslippet, dersom den bli sluppet ut. Dersom utslipp fra klargjøring av rørledninger skjer i perioden med stor drift av fiskelarver i området, kan det skje en viss dødelighet på larver i nærheten av utslippspunktet.

Tabell 15.1. Sammenstilling av konsekvenser (forts.)

Virkning	Antatte konsekvenser
Utslipp til sjø (forts.)	
<p>Produsert vann planlegges sluppet ut på 14m dyp etter rensing. Utslippsmengden er beregnet til maksimum 625.000 m³/år (2009) tilsvarende ca 1750 m³/døgn. For å redusere miljøkonsekvensene er det besluttet at fjerning av H₂S fra rikkassen skal skje på land. Dermed unngår en utslipp av uønskede kjemikalier. Fjerning av fenoler ved hjelp av ny renseteknologi vurderes, og vil i så fall ytterligere redusere miljørisikoen.</p>	<p>Miljørisikoberegninger ved hjelp av EIF-metoden er gjennomført for å finne fram til hvilke tiltak som mest effektivt reduserer miljørisikoen ved utslipp av produsert vann, og for å sammenlikne med utslipp fra andre felt.</p> <p>Beregningene viser at det bare er små arealer nær utslippspunktet som vil overskride den definerte grensen for miljørisiko (PEC/PNEC forhold høyere enn 1). Det vil på Kristinplattformen bli tilrettelagt for "CTour+" renseteknologi, og dersom denne tas i bruk vil det ikke være noen områder som får høyere PEC/PNEC verdier enn 0.1, dvs. EIF lik 0. Med den kunnskap en i dag har om virkninger av utslipp av produsert vann, vurderes utslippene fra Kristin å ha relativt små negative miljøkonsekvenser.</p> <p>Doseberegninger har vist at hverken sildelarver eller zooplankton vil bli utsatt for doser av olje som kan gi skader på bestandnivå.</p>
Akutte utslipp	
<p>Uhellsutslipp kan oppstå som følge av utblåsninger, lekkasjer fra rørledninger eller lekkasjer lekkasjer fra lagerskip.</p> <p>Utblåsninger har potensiale til å få de største miljøkonsekvensene, og det er gjennomført miljørisikovurderinger både for undervannsutblåsninger og for overflateutblåsninger</p>	<p>Ved en eventuell undervannsutblåsning vil det ikke bli dannet oljeflak på overflaten, men det kan oppstå relativt høye konsentrasjoner av oppløst og dispergert olje i vannmassene. Gjennomførte miljørisikovurderinger viser at miljørisikoen er størst knyttet til en slik undervannsutblåsning. Sild og sei vurderes som de mest utsatte fiskeartene. Beregningene viser at miljørisikoen for disse artene ligger på omtrent samme nivå, og er noe høyere enn for sjøfugl.</p> <p>En overflateutblåsning vil være langt mindre skadelig for livet i havet, på grunn av relativt hurtig fordamping av kondensat og liten grad av nedblanding og oppløsning i vannmassene.</p> <p>Gjennomførte analyser viser at miljørisikoen ligger klart innenfor de akseptkriterier akseptkriterier for miljørisiko som Statoil benytter for "Felt-spesifikk risiko".</p> <p>Ved en overflateutblåsning vil det bli dannet et tynt oljeflak, men sannsynligheten for stranding er liten. Faren for skader på sjøfugl, oppdrettsanlegg og verdifulle kystområder er liten.</p>
Arealbeslag og fysiske inngrep	
<p>Marine operasjoner i forbindelse med boring, rørlegging og installasjoner forventes å medføre visse operative ulemper for utøvelse av fiske. Ulempene i driftsperioden forventes å være mindre enn i anleggsperioden.</p>	<p>Operasjonelle ulemper for linefiske i anleggsperioden er anslått å kunne medføre et samlet fangsttap, fordelt på fartøyene som fisker i eggakanten, tilsvarende fangstene for ett linefartøy i de mest fangstintensive periodene av året (oktober-november og februar - mars). Anleggsperioden forventes ikke å medføre nevneverdige fangsttap for trålerflåten. I driftsperioden er det ikke forventet nevneverdige ulemper for hverken trålere, linefiskere eller garnfiskere.</p> <p>Eventuelle forekomster av koraller vil kunne bli utsatt for fysiske skader ved plassering og trekking av ankere for borerigger, plattform og rørleggingsfartøy, og ved plassering av rørledninger og undervannsinstallasjoner. Dette vil bli søkt unngått gjennom forhåndskartlegginger av havbunnen.</p>

Tabell 15.1. Sammenstilling av konsekvenser (forts.)

Virkning	Antatte konsekvenser
Arealbeslag og fysiske inngrep (forts.)	
En alternativ plassering av Kristin-plattformen ca 10 km lenger vest vil i noe større grad berøre viktige fiskeområder	<p>En plassering av Kristin-plattformen på vestsiden av brønnrammene vil berøre områder som karakteriseres som meget viktige for linefiske, og dette vil kunne medføre et samlet fangsttap tilsvarende ett linefartøy i hovedsesongene.</p> <p>Den vestre delen av eksportørledningene vil ved dette alternativet bli liggende i områder der det foregår et begrenset trålfiske. Det forventes ikke operasjonelle ulemper av betydning.</p>
Samfunnsmessige forhold	
Utbyggingen av Kristin genererer økonomiske ringvirkninger både i utbyggingsfasen og i driftsperioden	<p>Samfunnsmessig netto kontantstrøm er beregnet til 12,2 mrd NOK, neddiskontert til år 2001 med 7 % rente. I utbyggingsfasen anslås det at de nasjonale leveransene av varer og tjenester vil kunne utgjøre ca 50 %, og at de regionale leveransene vil kunne utgjøre ca 6-8 % av dette.</p> <p>De samlede nasjonale sysselsettingsvirkningene av Kristinutbyggingen er anslått til 24.000 årsverk. Den regionale sysselsettingsvirkningen er anslått til 550-600 årsverk pr. år i utbyggingsfasen, og i driftsperioden ca 390 årsverk pr. år.</p>

16 Avbøtende tiltak og oppfølgende aktiviteter

Kristin-utbyggingen vil bli søkt gjennomført på en slik måte at gjeldende målsettinger mht. utslipp til luft og vann blir oppfylt, og slik at konsekvenser for marint miljø og fisk blir så små som mulig. Tiltak for å redusere utslipp til luft og sjø, og for å redusere negative konsekvenser av arealinngrep, er omtalt under de respektive kapitlene i konsekvensutredningen (kap. 7.8, 8.5, 12.2). I tillegg vil tiltak og aktiviteter oppsummert i tabell 16.1 kreve videre oppfølging.

Med utgangspunkt i tabell 16.1 og oversiktene over avbøtende tiltak som er gitt i konsekvensutredningen, vil

det bli utarbeidet et dokument som beskriver hvordan miljøutfordringene skal ivaretas videre i de ulike prosjektfasene.

Grunnlagsundersøkelsene av havbunnen, som gjennomføres før borestart på Kristin, vil i fortsettelsen bli faset inn i den regionale overvåkingen av området. Dette innebærer at det gjennomføres regionale overvåkingsundersøkelser med 3 års mellomrom. Siste undersøkelse i området ble gjennomført i år 2000 (omtalt i kapittel 6.4).

Tabell 16.1 Oversikt over tiltak og aktiviteter som krever oppfølging videre i prosjektet

Prosjektfase	Tema	Aktiviteter	Henvi sning
Generelt	Avfall	HMS-program skal definere hovedaktiviteter og ansvarsforhold for håndtering av avfall. Tiltak for å redusere Kristins avfallsmengder, samt tiltak som øker gjenbruk og gjenvinning av næringsavfall og spesialavfall, skal prioriteres.	kap. 10
	Grunnlagsundersøkelser	Før borestart skal det gjennomføres grunnlagsundersøkelser av sedimenter mht biologi og kjemisk innhold	kap. 6.4
Kontraktanskaffelsekonstruksjon	Avfall	Det vil bli stilt krav til kontraktører om å dokumentere et HMS- / internkontrollsystem, der avfallsstyring inngår.	kap. 10
	Utslipp til luft	El.kabel for overføring av kraft mellom Åsgard B og Kristin skal vurderes	kap. 7.8.3
	Utslipp til luft	Lukking av lavtrykks-fakkel skal vurderes	kap. 7.8.3
	Utslipp til luft	Det skal velges teknisk løsning for gjenvinning av VOC på lagerskipet. Myndighetenes krav om nmVOC-reduksjoner skal oppfylles	kap.7.3 og 7.8
Boring og installasjon	Koraller	Plassering av havbunnsinstallasjoner skal skje etter drøfting med Havforskningsinstituttet, dersom koraller påvises under traseundersøkelsene	kap. 12.2.4
	Kulturminner	Dersom det påvises kulturminner i forbindelse med traséundersøkelser eller på annen måte, skal dette rapporteres til Riksantikvaren	-
	Avfall - borerigger	Det skal utarbeides en innretningsspesifikk avfallsplan for boreaktivitet	kap. 10
	Avfall - rørleggingsfartøy	Leggefartøy og hjelpefartøy skal ha egne avfallsbehandlingssystemer med sikte på sortering og levering ved godkjente avfallsmottak	kap. 10
	Lokalisering av plattform	Før endelig lokalisering av Kristi-plattform skal saken drøftes med fiskerimyndighetene	kap. 4.8
	Havbunnsundersøkelser	Det skal gjennomføres havbunnsundersøkelser for optimalisering av rørtraséer og plassering av havbunnsrammer	kap. 5.8
Oppstart og drift	Steindumping	Valg av stein for steindumping av rørledninger, samt understøttelses-design skal drøftes med Fiskeridirektoratet	kap. 12.1
	Steindumping	Omfanget av frie rørledningsspenn og behovet for steindumping skal minimaliseres gjennom valg av rørledningstraséer og gjennom analyser av grøfting/nedspyling på høye partier som alternativ til understøttelse med stein	kap. 12.1
	Ankermerker	Behovet for fjerning av ujevnheter fra rørlegging vurderes etter legging	kap. 12.2.3

Tabell 16.1 (forts.) Oversikt over tiltak og aktiviteter som krever oppfølging videre i prosjektet

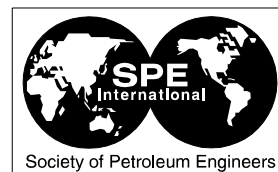
Prosjektfase	Tema	Aktiviteter	Henvisning
	Klargjøring	Det skal tas kontakt med Havforskningsinstituttet for å finne fram til en miljømessig akseptabel løsning i forbindelse med klargjøring av rørledninger	kap. 3.2.3. 3.2.2
	Klargjøring	Alternativer til bruk av fargestoff for trykktesting skal vurderes	kap. 8.2
	Kjemikaliebruk	Arbeidet med utvikling av nye og mer miljøvennlige hydraulikkvæsker skal følges med sikte på å ta i bruk eventuelt mer miljøvennlige produkter	kap. 8.4.4
	Kvikksølv	Mulige forhøyede kvikksølvkonsentrasjoner i avleiringer i prosessutstyr og i produsert sand må fokuseres	kap. 8.4.1 kap. 8.4.2
Oppfølging	Oppfølgingsundersøkelser	Det vil bli gjennomført grunnlagsundersøkelser før borestart, og disse vil deretter bli faset inn i den regionale overvåkingen som er etablert for området	kap. 3.1.3, 3.1.2, 6.4
	Overvåking ved akuttutslipp	Når det gjelder overvåking av utslipp til sjø ved et evt uhellsutslipp vises det til NOFO sin beredskapsplan hvor dette forholdet er ivaretatt.	kap. 9.5
	Overvåking av korallforekomster	Dersom det påvises viktige korallforekomster nær havbunnsbrønnrammene, skal behovet for oppfølgende miljøundersøkelser vurderes	kap. 12.2.4
Avvikling	Avviklingsplan	I god tid før avvikling skal det legges fram en avviklingsplan og en konsekvensutredning	kap. 4 og 5

17 Litteratur

1. Agenda 1998: Haltenbanken Sør. Fiskerimessige virkninger. Agenda, april 1998 R2270.MIA
2. Agenda Utredning og Utvikling 1998: Haltenbanken Sør. Fiskerimessige virkninger. R2270.MIA DNV, 1998. Miljøundersøkelse Haltenbanken, Region VI, 1997. Rapport nr. 98-3176.
3. Cranford, P.J. m.fl. 1999. Chronic toxicity and physical disturbance effects of water- and oil-based drilling fluids and some major constituents on adult sea scallops (*Placopectan magellanicus*).
4. DNV 1997. Miljøundersøkelse Tampen, Region IV, 1996. Rapport nr. 97-3248.
5. DNV 1998: Life cycle assessment of CO₂ removal from gas exhaust gases from turbines at Snorre B and Kristin TLP.
6. DNV 1998: Miljørisikoanalyse for utbygging på Haltenbanken Sør (HLBS). Kondensatutslipp fra Kristin TLP. DNV-rapport 98-3556
7. Drange, H., Alendal, G., Thorkildsen, F., Johannesen, O.M., Vinkler, D., Ulvesæter, A., Johansen, T., & Giske, J., 1998: Geophysical/economical feasibility study of ocean disposal of CO₂ at Haltenbanken. NERSC Techn. Report No. 138.
8. Hovland, M., Mortensen, P.B., Brattegard, T., Strass, P., & K.Rokoengen, 1998. Ahermatypic coral banks off Mid-Norway: Evidence for a link with seepage of light hydrocarbons. *Palaios*, 1998, V.13, 189–200.
9. Johannesen, O.M., & Drange, H., 1996: Deponering av karbondioksyd i havet. NERSC, Nansen Special Report No. 43.
10. Johnsen, S., Frost, T.K., Smith, A. T., 1997: Konsekvenser av regulære utslipp til sjø på Haltenbanken/Norskehavet. Underlagsrapport til RKU Norskehavet.
11. Johnsen, S. m.fl. 2000: The Environmental Impact Factor - a proposed tool for produced water impact reduction, management and regulation. SPE-paper 61178, presented at the SPE Conference in Stavanger June 2000.
12. Neff, J.M. m.fl. 1989. Bioaccumulation of trace metals from drilling barite by benthic animals. In: F.R. Engelhardt, J.P. Ray. & A.H. Gilliam- International conference on drilling wastes (pp. 461-479).
13. North Sea Task Force 1993: North Sea Quality Status Report 1993. Oslo and Paris Commission, London 1993.
14. NVE 1997: Elektrisitet fra land til olje- og gassvirksomheten., muligheter, kostnader og energimengde.
15. Oceanor, 1997-98. Current measurements at Kristin – PL199. Data reports no. 1–4. OCN R-97-038, R-98 005, R-98-015, R-98-026.
16. OED 1999: Disponering av utrangerte rørledninger og kabler. Sammenfatning av resultater fra utredningsprogrammet. Olje- og energidepartementet, 1999.
17. OLF, 1996: Miljøeffekter av bore- og brønnkjemikalier. Rapport utarbeidet av IKU. Allforsk, Niva og Novatech, desember 1996.
18. OLF, 1998: Utslipp fra norsk petroleumsvirksomhet 1997.
19. Røe, T.I., 1998: Produced water discharges to the North Sea. A study of bioavailability of organic produced water compounds to marine organisms. Dr. scient. thesis, NTNU.
20. Scandpower 1999: Kristin Blowout Study, Phase II, Scandpower rapport no. 27.76.19/R1, utarbeidet for Saga, 16.07.1999.
21. Scandpower 1998: Blowout frequency assessment Kristin Development. Report no. 27.76.13/R1, utarbeidet for Saga
22. Serigstad, B., 1991: Effekter på fiskeegg og larver av Gullfaks og Veslefrikk råoljer. Rapport nr. 15, Havforskningsinstituttet, Senter for Marint miljø, 1991. ISBN 82-7461-031-8.
23. SFT 2000: Utslipp på norsk kontinentalsokkel 1999. Olje, kjemikalier og utslipp til luft. SFT-rapport 1762/2000
24. SINTEF 1997: Forvitringsegenskaper for Lavrans og Kristin kondensat. Stokastiske drivbaneberegninger ved overflate- og undervannsutslipp for Kristin kondensat. SINTEF-rapport STF66 F97o86
25. SINTEF 1999: Konsekvensanalyser for utblåsinger og utslipp av produsert vann fra Kristin feltet på Haltenbanken. Rapport nr. STF66 F99038.
26. Statoil.1995: Konsekvensutredning for Åsgard/Åsgard transport
27. Statoil, 1997. Korallrev langs Haltenpipe. Statusrapport nr. 4. Inspeksjon og dokumentasjon av referansekoraller ved Haltenpipe, 1997. Dok.nr. 774.HDP.04.

28. Statoil m.fl. 1998: Regional konsekvensutredning for Haltenbanken/Norskehavet
29. Statoil 1998: Konsekvensutredning for utvidelser av anleggene på Kollsnes, Mongstad og Kårstø for Kvitebjørn og Haltenbanken Sør. Statoil november 1998.
30. Statoil m.fl. 1999: Regional konsekvensutredning Hatenbanken/Norskehavet. RKU-vedlegg. Oppsummering av høringsuttalelser med kommentarer fra selskapene
31. Statoil 2000: Haltenbanken Sør - Vurdering av løsning for håndtering av produsert vann
32. Statoil 2001a: Kristin Blowout Frequency. Statoil doc.nr. C047-ZAA-S-CA-00001.
33. Statoil 2001b: Betrakninger rundt utblåsningsrater på Kristin. F&T MST-01021.

Vedlegg A Beskrivelse av metode for beregning av EIF



SPE 61178

The Environmental Impact Factor - a proposed tool for produced water impact reduction, management and regulation

S. Johnsen, Statoil F&U, Trondheim, and T. K. Frost, Statoil F&U, Trondheim, and Mona Hjelsvold, Statoil F&U, Trondheim, and Toril Røe Utvik, Norsk Hydro, Bergen

Copyright 2000, Society of Petroleum Engineers Inc.

This paper was prepared for presentation at the SPE International Conference on Health, Safety, and the Environment in Oil and Gas Exploration and Production held in Stavanger, Norway, 26–28 June 2000.

This paper was selected for presentation by an SPE Program Committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s). Contents of the paper, as presented, have not been reviewed by the Society of Petroleum Engineers and are subject to correction by the author(s). The material, as presented, does not necessarily reflect any position of the Society of Petroleum Engineers, its officers, or members. Papers presented at SPE meetings are subject to publication review by Editorial Committees of the Society of Petroleum Engineers. Electronic reproduction, distribution, or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Society of Petroleum Engineers is prohibited. Permission to reproduce in print is restricted to an abstract of not more than 300 words; illustrations may not be copied. The abstract must contain conspicuous acknowledgment of where and by whom the paper was presented. Write Librarian, SPE, P.O. Box 833836, Richardson, TX 75083-3836, U.S.A., fax 01-972-952-9435.

Abstract

The Norwegian government issued in 1998 White Paper No. 58 followed by the “Zero discharge report” requiring the oil industry operating in the Norwegian sector of the North Sea to develop a strategy for reaching “zero environmental harmful discharges” of produced water (PW) within 2005. As a result Miljøsoek proposed to develop a management tool based on environmental risk and hazard assessment to identify the most potential environmentally harmful discharges of PW, and to quantify the environmental benefit of different actions to reduce these. The Norwegian Oil Industry Association (OLF) working group for PW was asked to develop the Environmental Impact Factor (EIF), and the tool has so far been applied for PW management on a single platform level. The plan is to elevate this work to a regional scale in order to compare the potential benefit of measures to reduce PW discharges in the whole area, and to form a basis for a cost-effective total approach to PW management.

The EIF is based on a combined environmental risk and hazard assessment of PW discharges, accounting for both composition and amount of the discharge. The EIF is also linked to the environmental impact assessment (EIA) studies in the area and the environmental monitoring programme for the water column, initiated in 1999.

Determination of the EIF for a single platform allows the operator to rank the available technologies for PW discharge

reduction on a cost-benefit basis. The EIF identifies the source of potential environmental damage and quantifies the benefit of any action taken to reduce this. Technologies like PW re-injection, treatment and removal or replacement of process chemicals can thus be ranked based on cost and environmental benefit.

Introduction

Produced water management in the Norwegian waters is currently based on the “Zero impact” mindset, meaning that the ultimate objective is to remove all potential environmentally harmful discharges (1). In general, a number of technological approaches are being considered and developed to meet this challenge;

- Re-injection
- Treatment
- Water shut off
- Down-hole separation
- Removal or replacement of process chemicals

To meet the “zero impact” goal in a cost-efficient manner, a produced water management tool able to quantify the environmental benefit of implementing one or more of the above technologies for a specific field, is needed. Such a system should enable the operator of a production field to identify and rank different discharge reducing measures on a cost/benefit basis, and also allow direct comparison with other production fields within the actual area. The operator would, resulting from such considerations be able to present a strategy for reaching the state of “zero impact”, and to identify the most important actions or milestones on the way.

Legislation on the composition of produced water offshore has, in general, been limited to “total oil” concentration (currently 40 mg/l in the North Sea). Studies of bioavailability and toxicity of produced water compounds (2) show however, that the water soluble fraction of the natural organic compounds and man-added chemicals in produced

water may be more important contributors to produced water toxicity than dispersed oil.

Through development and application of different environmental risk assessment systems, the past years have provided the possibility to better understand and predict the potential environmental impact of produced water discharges from offshore platforms. The development of the DREAM (Dose related Risk and Effect Assessment Model) (3) has so far resulted in the application of quantitative environmental risk assessment in Environmental Impact Assessment studies, both on a local and regional scale (4, 5, 6). DREAM is intended as a risk assessment tool to quantify and predict the potential long-term environmental effects of produced water discharges. However, the present version of the model is based on the traditional PEC/PNEC approach. The Norwegian industry and authorities, however, wish to initiate the process to reach the "zero impact" level sooner. To meet this demand, the Environmental Impact Factor (EIF) based on major principles of risk and hazard assessment is proposed, including the following:

Produced water dilution and dispersion describing the environmental concentration (PEC). Modelling of produced water fate for PEC calculation based on dividing produced water into groups reflecting the content of natural and man-added chemical compounds.

Risk assessment: Risk assessment (DREAM version 1.5/1.7), based on the PEC/PNEC approach. A standard set of PNEC values for the produced water groups of chemical compounds representing the natural occurring compounds is established, based on available toxicity data in the literature. For man-added chemicals, a calculation method based on the HOCNF data (Harmonised Offshore Chemical Notification Format) (7) is proposed. The risk assessment method/model applied facilitates the possibility of determining the total risk of produced water based on the summation of risk of the sub-groups.

Water volumes. The DREAM model calculates the total water volume for which the PEC/PNEC ratio exceeds 1.0. This is applied for the purpose of giving the EIF a quantitative nature.

Additional weighting. The PEC/PNEC approach is based on toxicity data from the literature. These data do not take into account bioaccumulation and food chain transfer. Because of these weaknesses of the PEC/PNEC approach, weighting of certain produced water compounds is included in the EIF, based on persistence or biodegradability and potential for bioaccumulation.

Predicted Environmental Concentration - PEC

Dilution and dispersion modelling. The EIF requires a three-dimensional, time variable concentration field for each of the produced water compound groups as input to the PEC/PNEC determination (8). An example of a concentration field for a single discharge source is shown in Figure 1.

The concentration fields or PEC values shown in Figure 1 are determined by the DREAM model, and serve as input to the risk assessment module in the model. Validation of the dilution model output, both on a local and regional level is required, and this is undertaken by the Norwegian national

program for monitoring of the water column in the vicinity of offshore oil and gas fields (9, 10, 11). The EIF may be determined both on a local and a regional level. The PEC for both these options is based on dilution modelling validated with monitoring data (9, 12).

Produced water compound groups for the EIF. In Table 1 the different produced water compound groups selected to represent the "natural" occurring compounds in the discharge water are shown. The table also presents the compound selected to represent the different groups with respect to physical and chemical properties in the dilution model.

For the characterization, the naturally occurring produced water components have been divided into 10 groups totally, when production chemicals are not included. Polycyclic Aromatic Hydrocarbons (PAHs) and alkyl-phenols are divided into two separate groups due to possible differences in effect mechanisms and different concentration levels in the discharge water. Alkyl-phenols are divided into C0-C3 and C4+ phenols. The first group representing alkyl-phenols with low molecular weight. The latter group is representing alkyl-phenols characterised with high molecular weight and with the potential of possessing specific modes of action, i.e. by interaction with certain receptor molecules.

The PAHs have been separated into low molecular (PAH 2-3 ring) and high molecular (PAH 4 ring +) components. The first group representing PAHs with low molecular weight, and possibly involving a non-specific mode of action (non-polar narcosis), the type of toxicity called baseline or minimum toxicity. The latter group is representing PAHs characterised with high molecular weight and assumed to possess specific modes of action.

The metals in the produced water have been divided into two separate groups, determined by the average concentration of the individual metals in the discharge water. The first group (Metal 1) represents metals that basically are found at higher levels in the produced water (zinc, nickel and copper). The second group (Metal 2) consists of heavy metals mainly found in very low concentrations in the discharge water (cadmium, mercury and lead).

One or more of the metals may be selected for the PEC modelling. The selection is based on a pre-screening step comparing the discharge concentration and the PNEC value of the individual compounds. The metal within the two groups with the highest concentration/PNEC ratio, i.e. the highest risk potential, is selected. In addition, all other metals with a concentration/PNEC ratio within one order of magnitude lower than the selected metal should be included in the EIF determination. The concentrations of these metals are employed in the dilution modelling.

Six different process chemicals are included in the table as examples of this group of compounds. Process chemicals or other man-added compounds must be included on a specific basis, depending on the consumption in the actual field or region at focus. When modelling man-added chemicals, the amount of the total chemical product in the water phase is used as model input. If no documented or estimated oil/water distribution data are available, 100% of the chemical is assumed to follow the water phase. Other physical/chemical

data for the process chemicals are taken directly from the HOCNF form (7).

If physical/chemical and toxicity data for a process chemical are available on a single component level, several or all components in the actual process chemical could be included in the modelling. In this case, a concentration/PNEC pre-screening as described above is performed to select the components for the modelling. If concentration of the component is given as a percent range, the maximum concentration is applied in the pre-screening and EIF modelling.

For production chemicals representing a mixture of compounds, the lowest biodegradation rate measured in the required OSPAR test for the single selected constituent of the actual chemical is applied. However, if all compounds in the actual process chemical are included in the modelling, the biodegradation rate of the individual constituents is applied.

Other field specific compounds, natural or man-added may also be added to the list, providing necessary physical/chemical and toxicity data are available.

Model parameters. The following discharge parameters are required for the dilution modelling:

- Chemical composition of the discharge
- Discharge volume
- Discharge density, salinity and temperature
- Depth of discharge point and pipeline diameter and angle
- Maximum velocity of discharge plume
- Geographical co-ordinates of discharge point

For the purpose of the EIF calculations, the maximum resolution of the dilution model is 100m x 100m x 10m (10m depth). The term "zero damage" is therefore related to a water volume of at least 100 000 m³.

Predicted No Effect Concentration - PNEC

Toxicity data. A major data collection work has been performed with the primary aim to obtain data of sufficient reliability to be selected for determination of PNEC values. Primarily, it was searched for chronic toxicity data of species representing three trophic levels (fish, crustacean and algae) expressed as NOEC (No Observable Effect Concentration). If data on long-term toxicity were lacking, short-term (acute) toxicity data were collected. The following data sources were used for collection of toxicity data:

- Aquire (database)
- Iuclid 1996/1997(database)
- Verschuere K. (1983 and 1996). Handbook of Environmental Data on Organic Chemicals
- Jørgensen et al. (1991). Handbook of Ecological Parameters and Ecotoxicology
- ECETOC Technical Report No. 56: Aquatic toxicity Data Evaluation (Database, hard copy)
- Bibliographical data sources (On-line databases):

DatastarWeb (BIOSIS, Chemical abstract, Enviroline, Medline, Pollution abstract, SciSearch, TOXLINE, NTIS etc.)

DialogWeb (BIOSIS, Chemical abstract, Enviroline, Pollution abstract, TOXLINE, NTIS, CHEMTOX, RTECS, SciSearch, NIOSHTIC etc.)

Toxicological effects which affect both the species at the population level and at the individual level were taken into account. Effects registered at population level are survival/lethality, growth and reproduction. Effect parameters such as behaviour, immobility and physiological relevant processes were also taken into account.

The selection of toxicity data for calculation of PNEC was performed according to several quality criteria. A toxicity study is primarily considered to be reliable if the design of the experiment is in the agreement with international accepted guidelines/test methods (OECD, EEC, EPA, ISO, DIN or other). The use of results from studies not following standard guidelines are based on a selection of criteria referred to in the Quality Document developed at Advisory Center of Toxicology (13). The quality criteria applied are outlined in the report "Standardisation of PNEC values applied in management of produced water discharge" (14). The main criteria applied are shown below:

- Data should be collected from original scientific publications rather than from reviews or unpublished reports. Reviews, handbooks, reports and databases were used to identify the source of the original paper.
- Only data from studies where results are expressed on the basis of measured rather than nominal concentrations of the test compound, were accepted.

Toxicity data for both freshwater and marine species were collected. Data relating to the effects of chemical substances, especially for organic compounds, upon marine organisms are limited compared to the substantial ecotoxicity data available for freshwater biota (16). Hutchinson et al. (17) report a comparison of the sensitivities of freshwater and marine biota to various compounds based on the ECETOC Aquatic Toxicity (EAT) database (18). Overall, the data reviewed and current marine risk assessment practise suggest a reasonable correlation between the ecotoxicological responses of freshwater and saltwater biota - at least for the classic aquatic taxa (i.e., fish, crustacea, algae). It does not appear to be any substantial difference in sensitivity between freshwater and marine biota that systematically applies across all three trophic levels considered. Where differences in the apparent sensitivity of freshwater and marine biota were observed for individual compounds, such differences were consistently within a factor of 10 and usually somewhat less.

Calculation of PNEC – toxicity threshold. According to the Technical Guideline Document- TGD (15), toxicity data for risk assessment are required at three trophic levels (standard species): on fish, crustaceans (Daphnia) and on algae. For the natural occurring components in produced water, toxicity data

at three trophic levels have therefore been considered: fish, crustaceans and algae, including test data on non-standard organisms as well. Data for other invertebrates or micro-organisms have not been evaluated.

In the calculation of a PNEC value, different sets of assessment factors can be applied to experimentally obtained toxicity data. One of the first, internationally accepted, methods was US-EPA assessment scheme (19). Based on the principles of the US-EPA method, the OECD assessment factor scheme used for determining an extrapolation factor in calculating a PNEC for aquatic exposure was established (20). The calculation of PNEC was derived from the lowest available acute EC50s or chronic NOECs.

The extrapolation using assessment factors is also recommended in the risk assessment for new notified and existing compounds, as described in the TGD (15). The TGD states the function of risk assessment as the overall protection of the environment and therefore assume that the ecosystem sensitivity depends on the most sensitive species. The assessment factors scheme as presented within the TGD, is outlined in Table 3. The assessment factor is applied to the lowest available toxicity data. This assessment factor scheme has been used for determining an extrapolation factor in the calculation of PNEC values for the produced water constituents.

In line with the EPA and OECD, the Technical Guidance Document prescribes a set of assessment factors to address a number of uncertainties, which are summarised as follows:

- Intra-and inter-laboratory variation of toxicity data
- Intra- and inter-species variation (biological variance)
- Short-term to long-term toxicity extrapolation
- Laboratory data to field impact extrapolation

The extrapolation method used for the derivation of PNEC is based on the quality of the toxicity data. Preferably, toxicity data on the three selected trophic levels are needed to determine a PNEC for a specific compound.

Toxicity data on algae is primarily expressed as EC50, with an exposure period of 72 hours or more. For several species of micro-algae the selected period corresponds to several generation cycles. With respect to the exposure period, the toxicity data emerged from the growth inhibition tests on algae are considered as chronic, provided that chronic data is available at least one other trophic level (crustacea or fish). A PNEC value for a specific compound can therefore only be determined from acute/chronic data at the fish and/or crustacean level.

Primarily, the PNEC for a single compound is calculated by dividing the lowest available NOEC from species represented at the crustacean or fish level with the assessment factor, or the lowest available E(L)C50 if a NOEC is not available. Occasionally, the lowest available NOEC value is found higher (less toxic) than the lowest available E(L)C50 value for a specific compound at any trophic level. Nevertheless, the NOEC value is preferred for calculation of the PNEC of the component.

Standard PNEC values for EIF. PNEC values have been calculated for a number of selected naturally occurring components within the compound groups representing the produced water discharge (Table 1).

Within each compound group, except metals, one component has been selected as a representative, describing the threshold toxicity for the whole group. The main criteria for the final component selection were:

- The availability of reliable data on chronic toxicity of the component. Components having data on chronic toxicity available at all trophic levels were preferred, and/or
- Its contribution to the total concentration of all the compounds within the group.

The standard calculated PNEC values for produced water compound groups are shown in Table 4.

Metals. In general, the TGD PNEC methodology is not applicable to metals, due to the complex nature of their presence and toxicity in the environment. However, in the absence of any other suitable risk characterisation method, the EIF approaches the "metal problem" from a PNEC angle. In the aquatic environment there are four main physical states of metals, i.e. particulate, colloidal, complexes and dissolved forms. Formation of metal colloids, complexes and association to particulates decrease the bioavailability and the potential toxicity of the metal to aquatic organisms. In most studies the toxicity in a test is related to the total metal concentration in the test solution, including the free metal, complexed and particulate bound metals measured primarily by atomic absorption spectrophotometry. Toxicity data from studies referring to an effect in relation to the concentration of the free metal ions are also included in the calculation of PNEC.

For most metals the dissolved form of the inorganic metal, as metal salt or free metal ions, has been found to be most toxic. The fraction of the total metal added to the test solution expected to exist as dissolved forms in the seawater is dependent of the hardness of the water. Metals have therefore been found to be less toxic to organisms in saline, hard water than in fresh, soft water, but in the same range as toxicity in fresh, hard water. The toxicity data from studies testing toxicity of metals in soft water has primarily been rejected in the calculation of PNEC. The PNEC values calculated based on toxicity data from marine species and freshwater species tested in medium/hard water, were found lower or at the level of background concentration of metals measured in the surface water in open sea areas of North Sea and the Norwegian Sea (21). For this reason, the PNEC value calculated for the various metals are based on toxicity data from marine species only.

Organic acids. Few data on organic acids fulfilled the quality criteria of toxicity data. The majority of the toxicity studies have been carried out with freshwater organisms, resulting in very high toxicity, presumably due to a pH effect rather than an actual toxic effect of the compound. Tests using marine organisms are preferred for determination of toxicity threshold

levels for organic acids in the marine environment. More reliable data describing the toxicity of organic acids is needed. As natural seawater is a buffer solution with a fairly constant pH and due to the poor quality of the toxicity data collected for organic acids, a PNEC value has not been determined for organic acids. Organic acids is therefore not included in the EIF calculations.

Aliphatic hydrocarbons. The PNEC value (40,4 ppb) of aliphatic hydrocarbons (dispersed oil) is calculated by TNO (22). The chronic threshold value is based on toxicity studies carried out with various petroleum oils. The toxicity of oil is examined in different ways in the laboratory and in most cases the water-accommodated fraction (WAF) is used. A WAF test medium is almost completely based on the water-soluble compounds, nonetheless, stable micro-emulsions of dispersed droplets can be present as well. There are large technical problems in maintaining a stable dispersion of small droplets on a laboratory scale. This means that most of the available toxicity data on oil concerns the hardly representative WAF fraction. More reliable data describing the toxicity of the dispersed oil (aliphatic fraction) is needed, but in the meantime the value calculated by TNO will be used in the EIF calculations.

Process chemicals. For all chemicals, not listed on the Pollution Control Authority (SFT) A list, used in offshore exploration and production, toxicity data are required according to OSPAR on the preparation basis (whole product). While biodegradation and bioaccumulation data are required on a component basis, reported in HOCNF (Harmonised Offshore Chemical Notification Format). According to OSPAR (7), toxicity testing on offshore chemicals should be performed on marine organisms, including an alga (*Skeletonema costatum*) and a crustacean (*Acartia tonsa*), representing organisms in the water column. Only data on acute toxicity are available for calculation of PNEC of production chemicals, resulting in a conservative approach compared to most of the naturally occurring compounds in the produced water discharge, due to use of a maximum assessment factor (1000).

Some of the chemicals used offshore are preparations composed of a number of components, having different fate and toxicity in the marine environment. Toxicity data for calculating PNEC values of the individual components in the product are due to the OSPAR requirements, only rarely available. If toxicity data are available only on chemical product basis, PNEC will be determined from the toxicity of the whole product, identical to the PNEC method applied for chemicals composed of only one component.

On the other hand, if toxicity data are available at component level, a pre-screening according to the method applied to metals described in the PEC section above is recommended. A PNEC of the individual component in the chemical product is determined based on the toxicity data. The component found to have the highest discharge concentration/PNEC-ratio of the constituents is then selected to represent the toxicity of the chemical. If necessary, several components may be included into the model simulations.

Risk assessment and water volumes

In general, PEC/PNEC based risk assessment is designed to identify and quantify the risk of a specific chemical compound to cause harm to the environment or to human health. The TGD was developed to address industrial manufactured chemicals, which are not present at natural background levels like the majority of the produced water constituents. Produced water represents a complex mixture of a large number of organic and inorganic compounds, and can not be represented by single PEC or PNEC values. The grouping of produced water outlined in Table 1 represents an attempt to meet this challenge, and allows for modelling of the PEC and calculation of the PNEC for the total mixture from a limited number of single, representative compounds. Next, the environmental risk of each of the groups is determined by calculating the PEC/PNEC or Risk Characterisation Ratio (RCR) for a three-dimensional grid cell system in the recipient. The total risk of the produced water mixture is then expressed as a sum of the risk of the different groups. A simple additive function is applied for this calculation and potential synergism and antagonism caused by the mixture is not taken into account. These two mechanisms may be expected to out-level each other in a mixture of such complex nature.

In DREAM 1.5, the total risk can be expressed as geographical, time-variable, three-dimensional risk maps or simply as the water volume where the total risk exceeds a given PEC/PNEC ratio. This is exemplified by Figure 2, where a risk map from a single discharge source, corresponding to the concentration fields of Figure 1 is shown.

The DREAM model can provide this information for a given point in time, or as a maximum risk scenario where the risk for all simulation points in time and space is summarised into a total or maximum risk map. In the present version of the EIF, the risk scenario applied as the basis for the calculation corresponds to the former, but reflects the maximum risk situation occurring during the simulation period. A time window of 30 days for a typical spring (May) meteorological situation in the actual geographical area is chosen, and the dilution of the discharge (PEC) is modelled at a frequency of 60 minutes followed by determination of the PEC/PNEC ratio or Risk Characterisation Ratio (RCR).

The most frequently employed acceptance level for environmental risk assessment corresponds to PEC/PNEC =1, applied in this example (15). For marine risk assessment, this practise is presently discussed, and a level of 0.1 or increased assessment factors has been proposed (23, 24, 25).

To give the EIF a quantitative nature, the water volume with a PEC/PNEC ratio higher than 1.0, presently serves as a variable in the model. This water volume is derived from the time-integrated risk, and may be obtained both for each produced water group and for the total risk on a local and a regional level. If the PEC/PNEC ratio is lower than 1.0 for the whole simulation area, the corresponding water volume and thus, the EIF equals zero. As described in the PEC session above, the resolution of the model is set by a minimum grid size of 100m x 100m x 10m. Essentially, this implies that the water body corresponding to this grid cell (100 000 m³) is the

minimum volume of dilution for the risk assessment. Any environmental risk that may occur in a less diluted environment will not be taken into account in the EIF.

Weighting in the EIF

The principle of weights in the EIF. Present risk assessment (PEC/PNEC based) is in many cases regarded as insufficient to account for all sub-lethal, adverse effects in the environment. The present methods show weaknesses with respect to persistent and highly bioaccumulative compounds. The assessment factors applied in PNEC calculations to account for lack of complete and sufficient toxicity data are normally dependent on the type of or the number of tests available, and not on the actual compound in the tests. The EIF therefore introduces a weighting system where the chemical compound and its properties decide whether it will receive an additional weight in the calculation process. This weight may be introduced directly in the risk assessment process, to adjust the assessment factor in the PNEC calculation. Alternatively, it may be applied on the result of the risk assessment to determine the contribution to the total risk from the different groups of chemicals included. The latter approach is proposed for the present version of the EIF.

Weighting criteria and weights. The following criteria are applied and qualifies for additional weighting in the EIF determination:

- Environmental persistence, low biodegradability
- High bioaccumulation potential or fat affinity

Table 5 shows the weighting criteria and the weights assigned to the chemical compounds within the different categories, respectively.

The weighting system is in agreement with the current regulation applied by the Norwegian government for the ranking of offshore chemicals (26).

The EIF

Presentation and application of the EIF. The EIF is presented as an absolute figure for a single platform or discharge point, for a production field including several platforms or discharge points and for a region including several production fields. A "global" EIF representing the whole North Sea or whole Norwegian sector can also be determined. In addition, the EIF will include a spreadsheet diagram showing the contribution to the EIF from each of the produced water groups and each of the process chemicals included in the determination (Table 6). This diagram is based on the output from the risk assessment, corrected by the weights assigned to each of the groups and chemicals. The spreadsheet diagram will also include information on discharge volumes, compound concentration and PNEC values assigned to each compound group.

By comparing the absolute EIF for each discharge point, the most important discharges from an environmental viewpoint can easily be identified. The higher the EIF, the greater the potential environmental impact.

When a specific technology for reducing the discharge of a number of the groups or chemicals contributed to the EIF is considered, the consequence of implementation on the EIF and thus, the environmental benefit, could be directly screened by introducing the new discharge volumes or concentration figures in the spreadsheet. The same approach can be applied when a specific chemical is phased out and replaced with a new chemical with different PNEC value, weight and discharge concentration. This will enable the field operator to identify the most beneficial technology for approaching the zero impact target. The pre-screening approach may be used in a situation where a number of measures or actions are considered for discharge reduction purposes. Selection of the most promising actions based on a cost/benefit principle will be the outcome of the pre-screening. A full environmental risk assessment is required to determine the new EIF for the cases selected by this step.

This procedure will enable the field operator to identify the Best Available Technology (BAT) for the specific field and to document Best Environmental Practice (BEP) for total produced water management. The environmental benefit of the measures to reduce produced water discharges on a single platform, production field or company level can thus be quantified. By comparing the quantitative environmental benefit linked to each available reduction measure to the corresponding cost, a cost/benefit evaluation can be performed.

Determination of the EIF. As described above, the EIF is based on the elements PEC, risk (RCR) and associated water volume. These variables are provided by the risk assessment model. The input from the model to the final EIF calculation will be the water volume associated with risk higher than a specific RCR and the contribution to the total risk from each of the produced water chemical groups given as input to the model (Table 1). DREAM will provide the total environmental risk for a specific time window and identify the maximum water volume in this time window where the total risk exceeds the specified RCR. An example of a general EIF spreadsheet diagram is shown in Table 6. Description of the input parameters:

- **PNEC:** Standard Predicted No Effect Concentration determined by the EC method (TGD/EUSES)
- **Concentration:** Concentration of all groups included in the discharge source (single source application). Determining EIF from a multiple source scenario will require a new column for each source.
- **Discharge volume:** Total discharge volume from the source (single source application). Determining EIF from a multiple source scenario will require a new column for each source.
- **Contribution to risk (%):** Percent contribution to risk from each of the included groups of chemical components.
- **Contribution to risk:** Contribution to the risk determined by the risk assessment modelling is calculated from the contribution in percent and the water volume with the total risk exceeding $PEC/PNEC = 1$ given by the model.

- **Weights:** Pre-defined weights.
- **Contribution to weighted EIF:** Contribution from each of the included groups of chemicals to the final (weighted) EIF.
- **EIF_m:** EIF determined by the model, based on water volumes with PEC/PNEC ratio > 1.0.
- **EIF:** The final weighted Environmental Impact Factor.

For the purpose of the reporting of produced water environmental strategies to SFT, March 2000, the EIF is determined on a field specific basis, applying discharge data from 1998. This basis EIF is also applied as a fundamnet for establishing EIF prognosis for the life-period of a production field, together with discharge prognosis for each field. A typical EIF prognosis for a production field is shown in Figure 3.

The total EIF for the life-period of the field can be determined by a simple additive calculation of EIFs for each of the years in the graph in Figure 3.

$$EIF_{total} = \text{Sum}(EIF_{annual})$$

This procedure enables comparison of EIF between the fields, taking into account that different fields may be operating at different points in their life cycle in the basis year.

Resolution and uncertainty of the EIF. As described in the PEC session, the grid cell size of the PEC modelling is set to 100m x 100m x 10m or 100 000 m³. This implies that the minimum dilution factor for the discharge is determined by this volume. In other words, PEC for a certain discharge can not reach a level higher than a dilution in this water body allows. The size of the grid cell determines the minimum water volume with PEC/PNEC >1 and thus, the resolution of the EIF.

From the environmental viewpoint this implies that the term "zero damage" is related to a water volume of at least 100 000 m³. Any effect occurring in a volume less than this is accepted within the term "zero damage". The model offers full flexibility to change this definition, by applying a different grid size or even a variable grid size depending on the discharge volume.

The EIF as presented in the present document must be regarded as a management tool rather than an accurate description of the environmental status of the recipient. The method is currently undergoing a comprehensive sensitivity and uncertainty analysis, and will be available by September 2000. In general, uncertainty can be measured by two main variables, the PEC and the PNEC. A number of input variables contributes to the sensitivity and uncertainty of the PEC, among these are the physical and chemical properties and biodegradation of the different compounds included in the model. The quality of the data selected as basis for the PNEC derivation will determine the uncertainty of this variable. The selected data, as outlined in Table 4, are currently quality controlled by two independent research institutes. Presently, the precision of the EIF is determined by the fact that the influence area in which the model simulates the dilution of the

discharge is set by the operator. Tests have shown that a variation in the EIF of maximum 5 percent can be expected from this.

Determination of EIF for oil and gas fields in the North Sea

Based on the method outlined in the present document, EIF has been determined for all offshore oil and gas fields operating in the Norwegian sector of the North Sea. The results were reported to the Norwegian authorities as a part of the "zero discharge" work in March 2000. Figure 4 shows an overview over EIF for all fields operated by Statoil and Norsk Hydro. As seen from the figure, substantial variation can be observed within this data material. The EIF varies over a range from 0 to 16 000. The variation reflects the different discharge volumes and the produced water composition for the different fields. The EIF for the different fields also includes information outlining the contribution from the groups of compounds in the discharged water to the total EIF.

Examples of this for the two fields Gullfaks C and Statfjord A are shown in Figure 5. While the EIF for Gullfaks C is dominated by the presence of H₂S scavenger (process chemical), the corresponding contribution diagram for Statfjord A shows that several produced water compounds contribute significantly to the EIF. This implies that different measures have to be considered to reduce the environmental impact of produced water discharges from these two fields, to eventually reach the "zero harmful discharge" target.

Acknowledgments

The present work was co-ordinated by the OLF Produced water group, and the authors wish to thank the other members of the group, representing Philips Petroleum, Shell, Elf, SFT and the Marine Research Institute for their valuable contributions. The EIF is based on the DREAM model, developed by Statoil, Hydro, Elf and Agip in co-operation with Sintef, TNO, Akvamiljø and Marint Miljø.

References

1. SFT (1998). Zero discharge report. SFT Oslo, November 1998.
2. OLF, 1998. Produced water discharges to the North Sea: Fate and effects in the water column. Summary report.
3. Johnsen, S. (1999) The Dose related Risk and Effect Assessment Model (DREAM) – a tool for quantifying the environmental risk of produced water discharges to the marine environment. Presented at the SINTEF Environmental Modelling Seminar, Lillehammer, Norway
4. Frost, T.K., S. Johnsen and A. Th. Smith (1997). Konsekvenser av regulære utslipp til sjø på Haltenbanken/Norskehavet. Statoil report 97038 / 674.04 Statoil R&D, Trondheim, Norway
5. Furuholt, E. and S.J Kinn (1998) Regional Environmental Impact Assessments. SPE paper SPE 46470, Presented at the 1998 HSE meeting, Caracas, Venezuela.
6. Eliassen, R., A. Varskog (1999). Regional konsekvensutredning Nordsjøen, Temarapport 6. Statoil R&D, Trondheim, Norway.
7. OSPAR (1995). OSPAR Report on Discharges, Waste Handling and Air Emissions from Offshore Installations. SEBA (November).
8. Reed, M., S. Johnsen, A. Melbye and H. Rye. (1996) "PROVANN: A Model System for Assessing Potential Chronic

- Effects of Produced Water," *Produced Water: Environmental and Mitigation Issues*. Plenum Press, NY 317.
9. Johnsen, S., T.I.Røe, G.Durell and M. Reed (1998) Dilution and Bioavailability of Produced Water Compounds in the Northern North Sea. A Combined Modeling and Field Study. SPE paper SPE 46269. Presented at the HSE meeting, Caracas, Venezuela.
 10. Utvik, T.I.R. and S. Johnsen (1999a). Bioavailability of PAH in the North Sea. *Environ. Sci, Technol*, Vol.33, 12
 11. Utvik, T.I.R., G.S. Durell and S. Johnsen (1999). Determining produced water originating PAH in North Sea water: Comparison of sampling techniques. *Mar. Poll. Bull.* Accepted for publication.
 12. SFT (1999). Miljøovervåking av petroleumsvirksomheten på norsk sektor. SFT Guidelines 99-01. ISBN 82-7655-164-5.
 13. ACT (1994). Quality Documentation. ACT/KD/003: QA Document for deriving environmental quality objectives (INS and I-values)
 14. Frost, T.K. (1999). Standardisation of PNEC-values applied in management of produced water discharge. Statoil report (in preparation).
 15. EC (1996). Technical guidance document in support of commission directive 93/67/EEC on risk assessment for new notified substances and commission regulation (EC) No. 1488/94 on risk assessment for existing substances. Part i to IV, Office for official publications of the European Communities. ISBN 92-827-8011-2.
 16. Solbe, J.F., L.G. de, B. Buyle, W., Guhl, T. Hutchinso, R. Laenge, U. Mark, R. Munk & N. Scholz (1993). Developing hazard identification for the aquatic environment. *The Science of the total environment*, Supplement, 47-61.
 17. Hutchinson, T.H., N. Scholz & W. Guhl (1998). Analysis of the ECETOC Aquatic Toxicity (EAT) database IV – Comparative toxicity of chemical substances to freshwater versus saltwater organisms. *Chemosphere* 36 (1), 143-153.
 18. ECETOC (1993). Aquatic Toxicity Data Evaluation. Technical report (December), No. 56
 19. EPA (1984). Estimating "concern levels" for concentrations of chemical substances in the environment. Environmental Effect Branch, Health and Environmental Review Division, Washington DC.
 20. OECD (1992). Report of the OECD workshop on the extrapolation of laboratory aquatic toxicity data to the real environment. OECD Environmental monograph No. 58.
 21. Brocker, W.S. & T.H. Peng (1982). Tracers in the Sea. A publication of the Lamont-Dorherty Geological Observatory, University, Palisades New York 1064.
 22. Scholten, M.C.Th., H.P.M. Schobben, C.C. Karman, R.G. Jak & van het Groenewoud (1993). De berknening van het maximaal toelaabare risioco-niveau van olie componenten in water en sediment. TNO report R93/87.
 23. BUA (1999). Risk Assessment fuer den marinen Bereich, Vorschlag des BUA (GDCH-Advisory Committee on Existing Chemicals), BUA-Report No. 220, published by S. Hirzel, Wissenschaftliche Verlagsgesellschaft. Stuttgart, 2000, Germany, ISBN 3-7776-1003-8
 24. ECB (1999). Development of Risk Assessment Methodology for the Marine Environment – Draft version, European Chemical Bureau, ECB 4/35/98 Rev. 1. ECB, Ispra, Italy.
 25. DYNAMEC (1999). Point of departure for the further development of risk assessment methodology for the marine environment – The basics for the OSPAR/EEC approach. Ad-Hoc working group on the development of a dynamic selection and prioritisation mechanism for hazardous substances. Working document 4, Antwerp, 7-10 March.
 26. SFT (1998). Krav til økotoksikologisk testing og miljøvurdering av offshorekjemikalier og borevæsker, samt generelle vilkår til orientering. Brev ref.nr. 98/2402-2 448.1, datert 1.10.1998.
 27. Varskog, A. Th. S. (1999). Representative biodegradation data for a selection of produced water components. Prepared for Statoil Research Center.
 28. Caldwell, R.S., E.M. Caldarone & M.H. Mallon (1977). Effects of seawater-soluble fraction of cook inlet crude oil and its major aromatic components on larval stages of dungness crab, *Cancer magister* Dana. Proc. Symp. Fate Eff. Pet. Hydrocarbons Mar. Ecosys. Org., Chapter 22, 210.
 29. Savino, J.F. & L.L. Tanabe (1989). Sublethal effects of phenanthrene, nicotine, and pinane on *Daphnia pulex*. *Bull. Environ. Contam. Toxicol.* 42: 778-784.
 30. Hoofman, R.N., A. Evers de Ruiter (1992). Early life stage tests with *Brachdanio rerio* and several polycyclic aromatic hydrocarbons using an intermittent flow-through system. TNO-report IMW-R 9/253.
 31. DeGraeve, G.M. D.L. Geiger, J.S. Meyer, & H.L. Bergman (1980). Acute and embryo-larval toxicity of phenolic compounds to aquatic biota. *Arch. Environm. Contam. Toxicol.* 9, 557-568.
 32. Miles-Richardson, S.R., S.L. Pierens, K.M. Nichols, V.J. Kramer, E.M. Snyder, S.A. Snyder, J.A. Render, S.D. Fitzgerald, & J.P. Giesy (1999). Effects of waterborne exposure to 4-nonylphenol and nonylphenol ethoxylate on secondary sex characteristics and gonads of fathead minnows (*Pimphales promelas*). *Environm. Research Section A* 80, S122-S137.
 33. Lussier, S.M., J.H. Gentile & J. Walker (1985). Acute and chronic effects of heavy metals and cyanide on (Crustacea: Mysidacea). *Aquat. Toxicol.*, 7: 25-35.
 34. Gentile, J.H., S.M. Gentile, N.G. Hairston, Jr. & B.K. Sullivan (1982a). The use of life-tables for evaluating the chronic toxicity of pollutants to *Mysidopsis bahia*. *Hydrobiologia* 93, 179-182.
 35. Gentile, J. H., S.M. Gentile, J. Walker & J.F. Heltshe (1982b). Chronic effects of cadmium on two species of mysids: *Mysidopsis bahia* and *Mysidopsis bigelowi*. *Hydrobiologia* 93, 195-204.
 36. Gentile, J. H., S.M. Gentile, G. Hoffman, J.F. Heltshe & N. Hairston, Jr. (1983). The effects of a chronic exposure on survival, reproduction and population dynamics of *Mysidopsis bahia*. *Environ. Toxicol. Chem.* 2: 61-68.

Appendix : Figures and Tables.

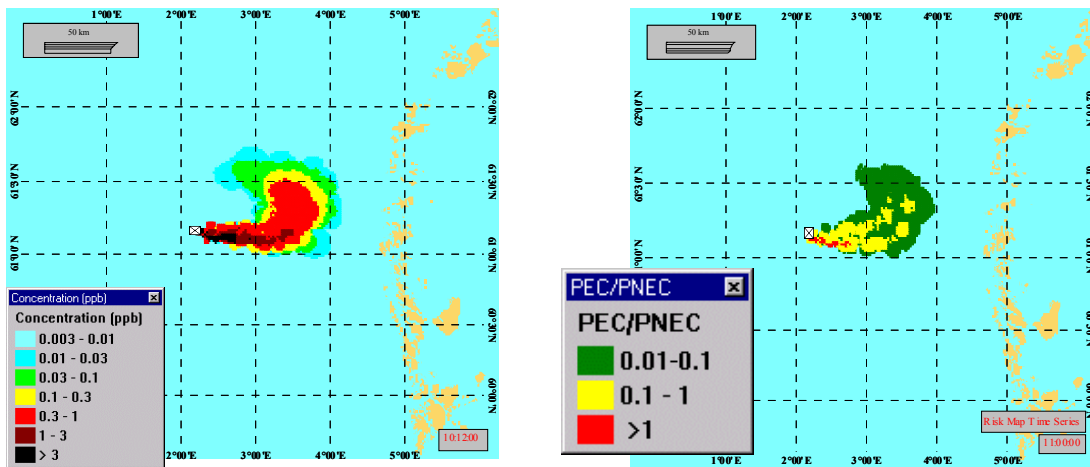


Fig. 1-2. Concentration field and risk map showing different PEC/PNEC ratios in the vicinity of a single discharge source as modelled by DREAM.

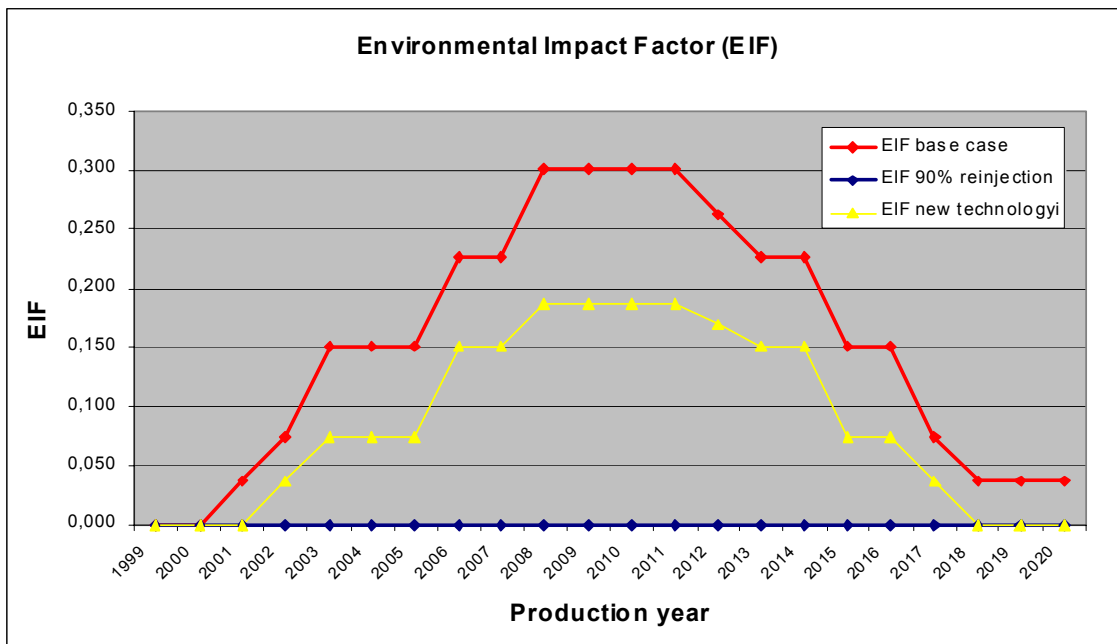


Fig. 3 – EIF prognosis for the life-period of a production field. The figure shows three scenarios, where the effect of new technology and reinjection are compared to the basis.

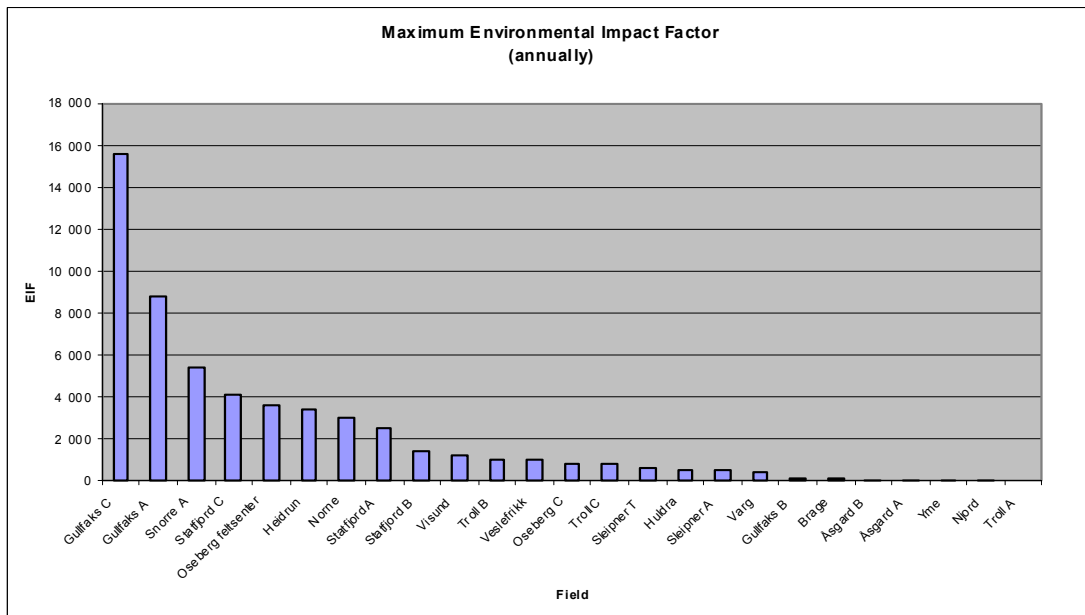


Figure 4 - EIF as determined for offshore oil and gas fields (Statoil and Norsk Hydro)

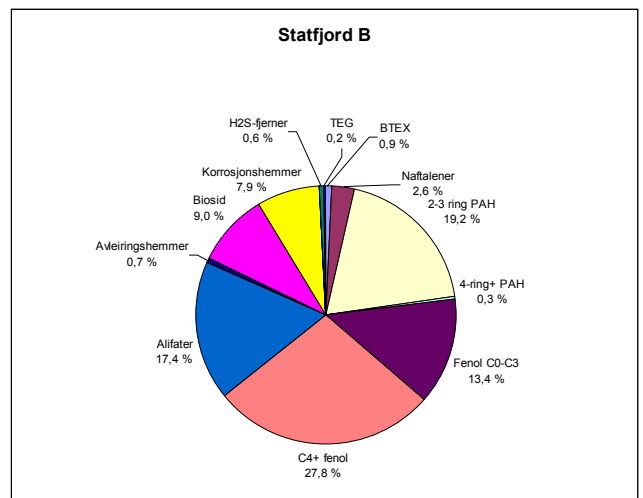
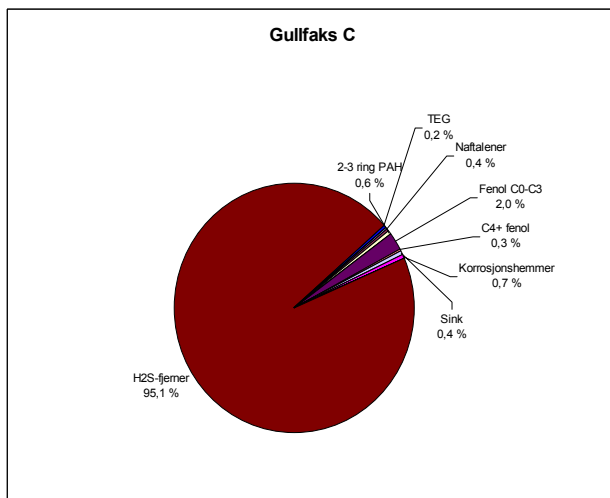


Figure 5 - Pie charts shoeing examples of contribution of produced water compound groups and process chemicals to the EIF, representing thr forlds Statfjord B and Gullfaks A, respectively.

TABLE 1- PRODUCED WATER COMPOUND GROUPS REPRESENTING NATURALLY OCCURRING COMPONENTS IN PRODUCED WATER DISCHARGE

<u>Group</u>	<u>Main group</u>	<u>Compounds</u>	<u>Representative compound</u>
1	BTEX	Benzene, toluene, ethyl-benzene, xylene	
2	Naphthalenes	Naphthalene + C1-C3 alkyl homologues	Naphthalene
3	PAH 2-3 ring	Compounds on the EPA 16 PAH list with 2-3 rings	Phenanthrene
4	PAH 4-ring +	Compounds on the EPA 16 PAH list with 4 rings or more	Chrysene
5	Alkyl-phenols C0-C3	Phenol + C1-C3 alkyl-homologues	p-cresol
6	Alkyl-phenols C4+	C4-phenol and higher, including alkyl-homologues	Nonylphenol
7	Aliphatic hydrocarbons		-
8	Metals 1	Zn, Cu and Ni	Field-specific
9	Metals 2	Hg, Cd and Pb	Field-specific
10	Organic acids	Total organic acids (< C6)	-
11	Corrosion inhibitor		
12	Biocide		
13	Scale inhibitor		
14	Anti foam		
15	Emulsion breaker		
16	Flocculant		
17	H ₂ S-scavenger		

TABLE 2 – STANDARD BIODEGRADATION RATES FOR PRODUCED WATER COMPOUND GROUPS

<u>Group</u>	<u>Main group</u>	<u>Biodegradation rate</u> <u>½ life (days)</u>	<u>References</u>
1	BTEX	0,5	Varskog 1999
2	Naphthalenes	1,5	"
3	PAH 2-3 ring	17	"
4	PAH 4-ring +	350	"
5	Alkyl-phenols (C0-C3)	1,2	"
6	Alkyl-phenols (C4+)	10	"
7	Aliphatic hydrocarbons	60	"
8	Metals 1	No degradation	
9	Metals 2	"	
10	Organic acids	Not included	
11-n	Production chemicals	Specific data	HOCNF

TABLE 3 – THE ASSESSMENT FACTOR SCHEME DESCRIBED IN TECHNICAL GUIDANCE DOCUMENT

<u>Available toxicity data</u>	<u>Assessment factors</u>
At least one short term L(E)C50 from each of the three trophic levels (algae/zooplankton/fish)	1000
Lowest long-term NOEC from one trophic level (either fish or crustacean)	100
Lowest long-term NOEC from species representing two trophic levels (fish and/or crustacean and/or algae)	50
Lowest long-term NOEC from at least three trophic levels (fish, crustacean and algae)	10

<u>Group</u>	<u>Main group</u>	<u>Representative compound</u>	<u>EC50/LC50 NOEC</u>	<u>Assessment factor</u>	<u>PNEC (ppb)</u>	<u>References</u>
1	BTEX	Benzene	170	10	17	28
2	Naphthalenes	Naphthalene	21	10	2,1	28
3	PAH 2-3 ring	Phenanthrene	1,5	10	0,15	29
4	PAH 4-ring +	Benz(a)pyrene	6,3	100	0,063	30
5	Alkyl-phenols C0-C3	Phenol	100	50	2	31
6	Alkyl-phenols C4+	Nonylphenol/ pentylphenol	0,26	10	0,026	32
7	Aliphatic hydrocarbons				40,4	22
8	<u>Metals 1</u>	The selection is concentration/				
	Zinc	concentration/	120 (M)	50	2,4	33
	Copper	PNEC ratio	38 (M)	50	0,76	33
	Nickel	dependent	61 (M)	50	1,22	34
9	<u>Metals 2</u>	The selection is concentration/				
	Cadmium	concentration/	5,1 (M)	50	0,102	35
	Lead	PNEC ratio	17 (M)	50	0,34	33
	Mercury	dependent	0,8 (M)	100	0,008	36
10	Organic acids				-	
11-1n	Process chemicals				-	

Biodegradation (BOD, 28 days test)	Bioaccumulation (Log P _{ow})		
	<3	3 - 5	>5
>60%	1	1	1
20 – 60%	1	2	2
<20%	2	2	4

Main group	PNEC value (ppb)	Concentration	Discharge volume	Contribution to the total risk (%)	Contribution to risk	Weights	Contribution to weighed EIF
1							
...							
n							
TOTAL					EIF _m		EIF

Vedlegg B Program for konsekvensutredning - Utbygging av HLBS

B.1 Innledning

Konsekvensutredningen gjennomføres som en del av Plan for utbygging og drift (PUD) for Haltenbanken Sør. Utredningen skal gjøre rede for samfunns- og miljømessige virkninger av utbygging og drift av feltene og vil bli overlevert Olje- og energidepartementet som del av PUD.

Utredningsarbeidet startet i 1997, på grunnlag av utredningsprogram for Utgard (Lavrans) og Tyrihans, samt for regionen Haltenbanken/ Norskehavet. Det videre arbeidet vil bestå i

- Evaluering og valg av utbyggingsløsning på grunnlag av tekniske, økonomiske, miljø- og sikkerhetsmessige vurderinger
- Detaljvurdering av miljøforhold og samfunnmessige virkninger for valgt konsept
- Utarbeidelse av dokumentasjonsrapport - Konsekvensutredning - som bl.a. beskriver grunnlaget for konseptvalget og mer detaljert diskuterer konsekvenser for miljø og andre næringer av utbyggingsløsningen.

Interaksjon med myndigheter og høringsinteresser vil være del av konsekvensutrednings arbeidet.

B.2 Grunnlag for konseptvalg

De tekniske studiene har inkludert flere utbyggingsløsninger, som er vurdert med hensyn på teknisk gjennomførbarhet, økonomi, sikkerhet og miljøvirkninger. Konsekvensutredningen vil gi en oversikt over miljøkravene som er lagt til grunn, hvilke utbyggingsløsninger som er vurdert, sammenligne alternativene og begrunne valget av løsning. Vurderinger rundt avvikling vil inngå i konseptvalget.

B.3 Samfunnmessige forhold

Bakgrunn

Utbygging og drift vil medføre en positiv effekt i form av sysselsetting innen petroleumssektoren,

hovedsakelig ved å opprettholde eksisterende virksomhet. I tillegg kommer lokale virkninger av driftsorganisasjon og forsyningsbase.

Forhold som vil bli utredet

- Virkninger av utbyggingen på investeringsnivået på norsk sokkel
- Leveranser av varer og tjenester
- Sysselsettingsvirkninger
- Samfunnmessig verdi av utbygging og drift
- Lokalisering av driftsorganisasjon

Gjennomføring

Modellering av vare- og tjenestevirkninger, og innvirkningene på investerings- og sysselsettingsnivå, gjøres eksternt. Utredninger av lokaliseringsalternativ og driftsmodeller vil i stor grad baseres på eksterne studier. Øvrig arbeid gjøres internt. Erfaring fra tidligere utbyggingsprosjekter legges til grunn.

Lokalisering av driftsenhet

Sagas målsetning er å få til en mest mulig kostnads-effektiv drift av Haltenbanken Sør som samtidig ivaretar Sagas krav til HMS.

Følgende alternative driftsmodeller og lokalisering kan være aktuelle:

- **Uavhengig driftsorganisasjon.** Denne driftsorganisasjonen vil i stor grad være selvforsynt og ha Saga ansatte innen de aller fleste disipliner. Aktuelle lokalisering er Kristiansund eller Trondheimsregionen
- **Selvstendig driftsenhet.** Driftsorganisasjonen har få Saga-ansatte og kjøper en rekke tjenester i første rekke fra Driftsdivisjonen i Stavanger samt hovedkontoret i Oslo. Aktuelle lokaliseringer er Kristiansund eller Trondheimsregionen
- **Fremskutt logistikkfunksjon i Kristiansund.** Driftsenhet fullt integrert i Sagas eksisterende driftsorganisasjon.
- **Innkjøpt logistikkfunksjon i Kristiansund.** Driftsenhet fullt integrert i Sagas eksisterende driftsorganisasjon.

Utredningene av de ulike driftsmodeller og lokaliseringsalternativ vil bli forelagt høringsinstansene 4. kvartal 1998 og i god tid før innsendelse av konsekvensutredningene og PUD. I henhold til foreløpig plan for håndtering av lokaliseringsspørsmålet vil det i perioden oktober/november 1998 planlegges for informasjons- og avklaringsmøter med følgende instanser:

- Olje- og energidepartementet
- Fylkeskommunene i Rogaland, Møre og Romsdal, Sør-og Nord Trøndelag
- Oljepolitisk utvalg i Rogaland, Møre og Romsdal og Trøndelag
- Aktuelle kommuner for lokalisering, blant annet Stavanger, Kristiansund, Trondheim og Stjørdal

B.4 Miljømessige virkninger av regulær virksomhet

Bakgrunn

Stortinget har gitt pålegg om at det ved alle nye feltutbygginger skal gjøres vurdering av elektrifisering samt reinjeksjon av CO₂ fra produsert gass og turbiner. Når det gjelder utslipp til sjø, vurderes Haltenbanken som et miljøfølsomt område, der myndighetene har vurdert å stille skjerpede utslippskrav. Generelt for norsk sokkel er det en målsetting at nye funn med selvstendig utbyggingsløsning som hovedregel ikke skal ha miljøfarlige utslipp til sjø.

Miljømessig virkning av tiltakene må vurderes mot teknisk gjennomførbarhet og økonomi.

Problemstillinger som vil bli behandlet

Effekter og gjennomførbarhet av tiltak for å redusere utslipp til luft; herunder reinjeksjon av CO₂, redusert fakling, elektrifisering og miljøkrav til turbiner og motorer, gjenvinning av VOC og oppsamling av eventuell olje ved brønntesting.

Prognoser for utslipp til luft fra installasjoner og fartøyer, og hvilke miljømessige virkninger utslippene kan få i form av:

- Bidrag til norske utslipp av klimagasser
- Forsuringseffekter på land, basert på den regionale utredningen
- Dannelse av bakkenært ozon, basert på den regionale utredningen
- Nettoeffekt av reinjeksjon/lagring av CO₂ i grunnen

Effekter og gjennomførbarhet av tiltak for å redusere utslipp til sjø, herunder injeksjon av produsert vann og oljeholdig drenasjevann, injeksjon av oljeholdig borekaks og produsert sand.

Prognoser for utslipp til sjø fra installasjon, boring og produksjon, og virkninger på marint liv av:

- Produsert vann; vurdering av spredning og mulighet for langtidsvirkninger
- Borekaks og -slam; vurdering av spredning og effekter på bunnfauna lokalt
- Kjemikaliebruk og øvrige utslipp til sjø

Gjennomføring

Utredning av gjennomførbarhet av tiltak og prognoser for utslipp inngår i de tekniske studiene. Mulighet for elektrisitetsforsyning fra land og samkjøring mellom ulike felt behandles i den regionale utredningen. Generelle vurderinger av miljøvirkninger vil baseres på den regionale konsekvensutredningen og eventuelle tidligere studier. I tillegg vil det gjøres detaljvurderinger for Haltenbanken Sør spesielt, der utslippene sees på bakgrunn av totale utslipp i regionen.

B.5 Akutt forurensing ved uhell

Bakgrunn

Aktuelle uhellssituasjoner som kan medføre utslipp er utblåsning (utstrømning ved undervanns brønnhode eller på borerigg/produksjonsplattform), rørbrudd (brønnstrøm, gass eller lettolje), uhell ved lasting til skytteltanker eller under transport med tankskip (lettolje).

Problemstillinger som vil bli behandlet

- Sannsynlighet for ulike uhellsituasjoner
- Miljømessige virkninger av kondensat-/oljeutslipp på feltet; influensområde og miljørisiko

Gjennomføring

Det vil gjøres risikoanalyser for kartlegging av uhellskategorier og tilhørende sannsynligheter, og miljørisikoanalyse for vurdering av sannsynlighet og omfang av miljøskade. I tillegg vil det gjøres kvalitative vurderinger av mulighet for skade på marint liv i åpent hav og langs kysten, basert på den regionale konsekvensutredningen.

Beredskapsanalyser vil bli gjennomført i samsvar med regelverkets krav.

B.6 Forhold til fiskerier

Bakgrunn

Utbyggingsløsningene inkluderer flytende installasjoner med sikkerhetssoner og undervannsinstallasjoner der behov for sikkerhetssoner må vurderes. Mulighet for å

forenkle beskyttelsesstrukturer på undervannsanlegg, eventuelt behov for sikkerhetssoner, må vurderes ut i fra plassering og fiskeriaktivitet

Fra fiskerihold og miljøvernmyndigheter er det stilt spørsmål om mulighet for virkning på konsumfisk av regulære utslipp fra offshore virksomhet.

Problemstillinger som vil bli behandlet

- Omfang og kategori av fiskeriaktivitet lokalt rundt feltet, basert på utredning for Kristin/Lavrans og regional utredning
- Hvilke virkninger sikkerhetssoner rundt borerigger og produksjonsplattform kan få for fiskerier
- Behov for og konsekvenser av sikkerhetssoner rundt undervannsinstallasjoner
- Mulighet for virkninger av regulære utslipp til vann på fiskeriene
- Mulighet for virkninger av uhellsutslipp på fiskeriene

Gjennomføring

Vurderingene vil hovedsakelig bygge på utredning gjort for Kristin/ Lavrans, og regional konsekvensutredning, supplert med oppdatering for den samlede aktiviteten på Haltenbanken Sør.

I tillegg planlegges det egne aktiviteter for å se på effekten av uhellsutslipp av Kristin-kondensat:

- giftighetstesting overfor fiskeegg og -larver
- registreringer av forekomst av fiskeegg og -larver på feltet

Bakgrunnen for disse aktivitetene er forbudet mot leteboring (boring i oljeførende lag) i perioden april-juni som gjelder for PL 199.

B.7 Avbøtende tiltak

I Konsekvensutredningen vil det gjøres rede for hvilke avbøtende tiltak som er vurdert, inkludert eller forkastet, eller som er planlagt vurdert videre i prosjektet.

B.8 Oppfølging

Som fortsettelse av Konsekvensutredningen vil det utføres ytterligere studier og vurderinger av miljøeffekter av utbyggingen, etterhvert som planene detaljeres videre. Oversikt over planlagte videre studier og undersøkelser gis i Konsekvensutredningen.

I driftsfasen vil det være aktuelt å følge opp miljøkrav, bl.a. i form av utslippsbegrensninger, som er etablert i under planleggingen.

Før produksjonsboringen starter vil det bli gjennomført en grunnlagsundersøkelse av havbunnen på feltet, for kartlegging av miljøtilstanden før de større boreutslippene finner sted. Miljøovervåkingen vil deretter fases inn i den regionale overvåkingen på Haltenbanken, som ble utført første gang i 1997 og skal gjentas hvert 3. år.

B.9 Rapportering

Mange av de aktuelle problemstillingene er generelle og behandlet i tidligere rapporter, som vil legges til grunn for vurderinger i Konsekvensutredningen. I tillegg vil det gjennomføres nye studier for problemstillinger som er spesielle for denne utbyggingen.

Konsekvensutredningen vil inneholde en oversikt over underlagsrapporter og annen bakgrunnsinformasjon som er benyttet, og det vil gis kildehenvisninger i teksten.

B.10 Gjennomføring

Analysearbeidet vil hovedsakelig bli utført av personell tilknyttet Haltenbanken Sør prosjektet, med hjelp av eksterne konsulenter for spesielle oppgaver.

Vedlegg C Program for konsekvensutredning - HLBS gasstransport

Olje- og energidepartementet har i brev av 27. oktober 1998 oversendt fastsatt utredningsprogram for prosjektet. Programmet er i sin helhet gjengitt nedenfor:

Foruten de aktiviteter som er nevnt nedenfor bør konsekvensutredningen gi en grundigere beskrivelse av tekniske detaljer ved prosjektet, som for eksempel omfanget av eventuelle sprengnings- og gravearbeider og behovet for grusdumping eller andre former for bunnpreparering i forbindelse med sjørørledningen. Videre skal konsekvensutredningen angi tiltak for å avbøte og redusere eventuelle negative konsekvenser av tiltaket. Miljøpåvirkning og arealbeslag som følge av etablering av rørledningen vil ses i sammenheng med forhold beskrevet i regionale konsekvensutredninger. Olje- og energidepartementet har vedtatt å sette i gang et flerårig utredningsprogram for å etablere et grunnlag for avgjørelse om endelig disponering (fjerning) av rørledninger, jfr. Stortingsproposisjon nr. 50 (1995-96). Dette utredningsprogrammet planlegges slutført i år 2000. Avgjørelser om endelig disponering av norske rørledninger vil bli utsatt i påvente av dette utredningsprogrammet.

C.1 Utredningsaktiviteter - miljø

Utslipp til luft

I den grad det er mulig vil utslipp til luft fra leggefartøyer og maskinelt utstyr, samt utslipp til luft knyttet til klargjøring av ledningene, bli estimert. For andre felt enn Haltenbanken Sør som leverer gass til Åsgard Transport skal det redegjøres for eventuelle økninger i utslipp til luft som følge av en mulig trykkoppgradering av Åsgard Transport.

Utslipp til sjø

Kjemikalieutslipp til sjø i forbindelse med klargjøring av rørledningene vil bli utredet, og de miljømessige virkningene vil bli vurdert.

Avfall

Utredningen vil redegjøre for avfallsplanene for virksomheten. Konsekvensutredningen skal inneholde generelle vurderinger mht. avvikling av virksomheten.

Støy

Konsekvensutredningen vil gi en vurdering av eventuelle konsekvenser av støy fra anleggsfartøyer under selve rørleggingen.

Landskap og naturmiljø

Konsekvensutredningen vil belyse virkninger utbygging og tilstedeværelse av rørledningene vil ha for bunnflora og -fauna, herunder konsekvensene for korallrevforekomster på Haltenbanken. Konsekvensutredningen skal presentere planer for kartlegging av aktuelle forekomster, samt gi en oversikt over hvilke tiltak som vil iverksettes i forhold til disse.

C.2 Utredningsaktiviteter - naturressurser

Fiskeriressurser og fiskeriene

Konsekvensutredningen vil inneholde en beskrivelse av fiskeressursene og fiskeriaktiviteten i de berørte områdene. Konsekvenser for fiskeriene av legging og drift av rørledningene vil bli utredet, herunder omfanget av eventuelle begrensningssoner i anleggsfasen. Overtråling av rørledninger med trålutstyr brukt i området, problemstillinger knyttet til eventuelle ankermerker og problemstillinger knyttet til grus vil bli behandlet spesielt.

C.3 Utredningsaktiviteter - samfunn

Leveranser og sysselsetting

Konsekvensutredningen skal belyse hvordan utbyggingen vil virke inn på norsk økonomi ved å bidra til ytterligere økning av det totale investerings- og aktivitetsnivå. Videre skal utredningen inneholde beregninger og analyser av forventet leveranseomfang for utbygging og drift av rørledningene. Det vil gis beskrivelse av Statoils kontraksstrategi, leveranseomfang til utbygging og drift fordelt på mulige nasjonale og regionale leveranser, samt sysselsettingseffekter (direkte og indirekte). Konsekvensutredningen skal gi anslag for den kommunale eiendomsskatt som følge av prosjektet.

Marin infrastruktur

Konsekvensutredningen skal inneholde en redegjørelse for mulige konsekvenser for marin infrastruktur (skipstrafikk) i anleggs- og driftsfasen.

Sikkerhet

Hovedkonklusjonene fra utførte risiko- og sikkerhetsanalyser vil bli gjengitt i konsekvensutredningen, og det vil bli gjort rede for den metodikk som benyttes i analysene.

Vedlegg D Myndighetenes styringssignaler for miljøarbeid

For å motvirke miljøproblemer knyttet til olje- og energisektoren legger regjeringen opp til en energipolitikk som underbygger miljøpolitikken. I det følgende er referert sentrale punkter fra styrende dokumenter som inneholder statusbeskrivelser, målsettinger, tiltak og virkemidler i arbeidet med å redusere miljøulemper:

St. meld. nr. 58 (1996-97) Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling

Stortingsmeldingen gir klare føringer for utslipp til sjø fra petroleumssektoren:

For nye funn med selvstendige utbyggingsløsninger skal det som hovedregel ikke tillates miljøfarlige utslipp. For eksisterende felt skal det gjennomføres en grundig gjennomgang av utslippene til sjø, med sikte på å etablere løsninger som ikke medfører utslipp til sjø av olje og miljøfarlige kjemikalier. For satelittutbygginger vil løsningen for hovedfeltet ofte bli avgjørende for hvilke utslippsreduksjoner som kan oppnås. For letevirsomhet og forboringer vil hovedregelen om forbud mot utslipp av mulige miljøfarlige kjemikalier antakelig ikke kunne legges til grunn.

CO₂-avgiften vil fortsatt være hovedvirkemiddelet for å redusere utslipp av CO₂, og det blir også pekt på at det kan være aktuelt å iverksette virkemidler for å redusere utslipp av CO₂ fra deler av sokkelen som ikke er ilagt CO₂-avgift. For NO_x er hovedstrategien innføring av turbiner med lav-NO_x brennere. For VOC blir det vist til pågående arbeid, og avtaler mellom myndigheter og industri blir vurdert som et virkemiddel for å oppnå utslippsreduksjoner.

St. meld. nr. 8 (1999-2000) Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand

Meldingen presenterer utviklingen i miljøet og hovedpunktene i regjeringens miljøpolitikk. For resultatområdet "Oljeforurensing og akutt forurensing" er følgende målsetting formulert:

"Operasjonelle utslipp av olje skal ikke medføre uakseptabel helse- eller miljøskade. Risikoen for miljøskade og andre ulemper som følge av akutt forurensing skal ligge på et akseptabelt nivå."

Nasjonale utslipp av NO_x skal reduseres til maksimalt 156.000 tonn i år 2010 (28% reduksjon i forhold til 1990). Nasjonale utslipp av VOC (fra hele fastlandet og norsk økonomisk sone sør for 62 °N) skal reduseres til maksimalt 195.000 tonn i år 2010 (37 % reduksjon i forhold til 1990).

Det legges til grunn at det skal benyttes lav-NO_x brennere ved installering av nye gassturbiner. Der slik teknologi ikke er tilgjengelig, skal det tilrettelegges slik at en evt. ettermontering blir mindre kostbar. Sammen med tre andre vurderte tiltak vil en kunne oppnå 11 % reduksjon av de nasjonale utslipp, i forhold til nivået i 1990.

For VOC fokuseres det på utprøving av teknologi som skal redusere utslipp ved bøyelasting av tankskip, og ved lagring av råolje på flytende innretninger. Innføring av slik teknologi ventes å redusere VOC-utslippene med opptil 100.000 tonn årlig.

Meldingen fastsetter resultatmål for redusert påvirkning av helse- og miljøfarlige kjemikalier, med angitte tidspunkter for stans eller vesentlig reduksjon av navngitte kjemikalier. Utslipp og bruk av kjemikalier som utgjør en alvorlig trussel mot helse og miljø skal kontinuerlig reduseres i den hensikt å stanse utslippene innen en generasjon (dvs. innen 2020). Risiko for at utslipp og bruk av kjemikalier forårsaker skade på helse eller miljø skal reduseres vesentlig.

Olje- og energidepartementet: Miljøhandlingsplan for olje- og energisektoren 1999

Handlingsplanen tar utgangspunkt i St. meld. 58 og St. meld. 8 (se ovenfor), og fastsetter sektormål for olje- og energisektoren innenfor hvert enkelt av de 8 resultatområdene i St. meld. 58.

For resultatområdet "Overgjødning og oljeforurensing" er det fastsatt sektormål som innebærer at:

Nye felt skal som hovedregel ha løsninger som innebærer 0-utslipp. Eksisterende felt skal innen 2005 ha løsninger for 0-utslipp eller minimale operasjonelle utslipp av miljøskadelige forbindelser. Innholdet av olje i produsert vann skal ikke overstige 40 mg olje pr. liter. Olje- og energisektoren skal bidra til at risikoen for miljøskade og andre miljøulemper knyttet til akuttutslipp skal ligge på et akseptabelt nivå.

I tillegg er det for resultatområdet "Helse- og miljøfarlige kjemikalier" fastsatt sektormål som innebærer:

Å begrense bruk og utslipp av alle miljøfarlige kjemikalier, og ansvarliggjøre bransjen og brukerne slik at miljø- og ressurstankegangen integreres i alle deler av energiforsyningen.

Innenfor resultatområdet "Avfall og gjenvinning" er det fastsatt sektormål som innebærer:

Størst mulig grad av gjenbruk eller resirkulering av materiale i utrangerte offshore-installasjoner som tas til land, slik at avfallsmengden blir minst mulig. Reduksjon av avfallsmengden som oppstår, tilrettelegging for rasjonell gjenbruk, materialgjenvinning og energimessig utnyttelse av avfallet, og best mulig sluttbehandling av restavfallet.

Innenfor resultatområde "Klima, luftforurensinger og støy" er det fastsatt følgende sektormål:

Bidra til at Norges Kyoto-forpliktelser blir oppfylt på en kostnadseffektiv måte.

