



DET KONGELEGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

St.prp. nr. 24

(2001-2002)

Om endringer av løyvingar på
statsbudsjettet for 2001 m.m. under Olje- og
energidepartementet og utbygging, anlegg
og drift av Kristin-feltet

Innhold

1	Innleiing	5	4.2.5	Økonomi for Kristin-prosjektet.....	25
2	Budsjettkonsekvensar knytt til det statlege engasjementet i petroleumsverksemda	6	4.2.6	Helse, miljø og tryggleik	25
2.1	Budsjettkonsekvensar knytt til restruktureringa av det statlege engasjementet i petroleumsverksemda.....	6	4.3	Konsekvensutgreiing.....	26
2.2	Budsjettkonsekvensar for SDØE og informasjon om bruk av fullmakter	6	4.3.1	Samfunnsvisse konsekvensar	26
			4.3.2	Konsekvensar for fiskeria.....	27
			4.3.3	Høyering av konsekvensutgreiinga	27
3	Andre endringsforslag.....	15	4.4	Departementet si vurdering av utbyggingsplanane	33
4	Utbygging, anlegg og drift av Kristin-feltet.....	20	4.4.1	Tryggleik og arbeidsmiljø	34
4.1	Samandrag.....	20	4.4.2	Ressursar.....	34
4.2	Hovudtrekk i utbyggingsplanane..	17	4.4.3	Økonomien i prosjektet.....	35
4.2.1	Funnlokalisering, rettshavarar og ressursar	21	4.4.4	Kraftgenerering og høvet til reinjeksjon av CO ₂	36
4.2.2	Utbyggingsløysing.....	22	4.4.5	Kommersielle avtaler	37
4.2.3	Drift og nedstenging	23	4.5	Budsjettkonsekvensar for SDØE for 2001.....	37
4.2.4	Modifikasjonar på mottaksanlegget på land	24	4.6	Konklusjonar og vilkår	37
				Forslag til vedtak om endringar av løyvingar på statsbudsjettet for 2001 m.m. under Olje- og energidepartementet og utbygging, anlegg og drift av Kristin-feltet	40



DET KONGELEGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

St.prp. nr. 24

(2001-2002)

Om endringar av løyvingar på statsbudsjettet for 2001 m.m. under Olje- og energidepartementet og utbygging, anlegg og drift av Kristin-feltet

*Tilråding frå Olje- og energidepartementet av 16. november 2001,
godkjend i statsråd same dagen.
(Regjeringa Bondevik II)*

1 Innleiing

I kap. 2 i denne proposisjonen legg Olje- og energidepartementet (OED) fram budsjettkonsekvensar knytt til restrukturering av det statlege engasjementet i petroleumsverksemda. I tillegg legg departementet fram budsjettkonsekvensar for Staten sitt direkte økonomiske engasjement i petroleumsverksemda (SDØE) og informasjon knytt til

bruk av fullmakter under SDØE. Kap. 3 omfattar andre forslag til endringar på statsbudsjettet for 2001 under Olje- og energidepartementet. I kap. 4 legg OED fram plan for utbygging, anlegg og drift av Kristin-feltet som er eit gass- og kondensatfelt på Haltenbanken.

2 Budsjettkonsekvensar knytt til det statlege engasjementet i petroleumsverksemda

2.1 Budsjettkonsekvensar knytt til restruktureringa av det statlege engasjementet i petroleumsverksemda

Bakgrunn

15. desember 2000 vart St.prp. nr. 36 (2000-2001) *Eierskap i Statoil og fremtidig forvaltning av SDØE*, lagt fram for Stortinget med tilråding til vidareutvikling av det statlege engasjementet i petroleumsverksemda. Den 26. april 2001 vedtok Stortinget følgjande, jf. Innst. S. nr. 198 (2000-2001):

«Stortinget samtykker i at Olje- og energidepartementet får fullmakt til:

1. å selge SDØE-andeler tilsvarende 21,5 pst. av SDØEs verdi til Den norske stats oljeselskap a.s, Norsk Hydro og andre,
2. at Den norske stats oljeselskap a.s dels skal betale for SDØE-andeler i kontanter, dels vil SDØE-andeler kunne inngå i selskapet som tingsinnskudd, og å ta endelig stilling til den mest hensiktsmessige betalingsform i lys av den best egnede kapitalstruktur for oljeselskapet,
3. å foreta et bytte av SDØE-andeler mellom staten og Den norske stats oljeselskap a.s, slik at staten reduserer sine andeler i Europipe II og utvalgte felt og øker sine andeler i Norpipe og Statpipe og får eierandeler i råoljeterminalen på Mongstad,
4. å åpne for nye eiere i Den norske stats oljeselskap a.s med inntil 1/3 av selskapets verdi. I første omgang vil det tas inn nye eiere tilsvarende 15-25 pst. av selskapets verdi. Dette vil skje ved emisjon og nedsalg av statens aksjer,
5. å opprette et nytt statsaksjeselskap for ivaretagelse av SDØE, og
6. å opprette et nytt statsaksjeselskap for transport av naturgass.»

I St.prp. nr. 40 (2000-2001) som vart lagt fram 19. januar 2001 vart det informert om budsjett-

konsekvensar for 2001 knytt til førebuing av tilrådde tiltak i St.prp. nr. 36 (2000-2001). Stortinget løyvde 135 mill. kroner på kap. 1801 Omstrukturering av statens petroleumsengasjement, post 21 Spesielle driftsutgifter for å dekkje utgifter til førebuing av dei tilrådde tiltaka i St.prp. nr. 36 (2000-2001). Dette skulle dekkje utgifter til Olje- og energidepartementet sine eigne rådgjevarar og utgifter knytt til sal av SDØE-eigardelar, jf. St.prp. nr. 40 og Innst. S. nr. 118 (2000-2001). Staten sine utgifter til førebuing av tiltaka, inkludert departementet sine rådgjevarar var estimert til 75 mill. kroner av løyvinga. Dette skulle mellom anna dekkje norsk og internasjonal juridisk, strategisk, finansiell og revisjonsfaglig ekspertise. Utgifter knytt til førebuing og sal av SDØE-eigardelar var estimert til 60 mill. kroner av løyvinga på 135 mill. kroner. Det skulle dekkje utgifter til geofagleg ekspertise, verdivurderingar og utgifter knytt til sjølve gjennomføringa av salet.

I St.prp. nr. 68 (2000-2001) som vart lagt fram for Stortinget 6. april 2001 vart det informert om budsjettkonsekvensar for 2001 knytt til gjennomføring av tilrådde tiltak i St.prp. nr. 36 (2000-2001). Dette omfatta budsjettkonsekvensar knytt til oppretting av det nye forvaltarselskapet for SDØE, oppretting av det nye transportselskapet for naturgass, inntekter frå sal av SDØE-eigardelar og utgifter og inntekter i samband med aksjesal i og børsnotering av Statoil.

Generelt om status

Olje- og energidepartementet har på vegne av staten selt utvalde SDØE-eigardelar til Statoil samt at staten har kjøpt nokre eigardelar frå Statoil, eit nettosal tilsvarende 15 pst. av verdien av opprinneleg SDØE-portefølje.

Statoil vart delvprivatisert og notert 18. juni 2001 på Oslo Børs og ved New York Stock Exchange. Private aksjonærar kjøpte 18,2 pst. av aksjane i selskapet.

Det nye statsaksjeselskapet som skal forvalte SDØE-porteføljen på vegne av staten vart stifta 9. mai 2001 og fekk namnet Petoro AS. Det nye

operatørselskapet for transport av naturgass vart stifta 14. mai 2001 og fekk namnet Gassco AS.

Olje- og energidepartementet førebur no sal av SDØE-eigardelar tilsvarande 6,5 pst. av verdien av SDØE-porteføljen til Norsk Hydro og andre selskap. Etter planen skal salet gjennomførast første halvår 2002, med verknad frå 1. januar 2002.

Departementet ønskjer no å informere om budsjettkonsekvensar så langt knytt til restrukturering av det statlege engasjementet i petroleumsverksemda.

Utgifter til førebuing og gjennomføring av vedtekne tiltak

Utgifter totalt til førebuing/gjennomføring, inkludert eksterne rådgjevar

Olje- og energidepartementet har fram til og med oktober utgiftsført om lag 67 mill. kroner over kap. 1801, post 21 Omstrukturering av statens petroleumsengasjement i samband med førebuing og gjennomføring av vedtekne tiltak. Dette har dekt departementet sine utgifter, inkludert eksterne rådgjevarar. Dei juridiske, strategiske, finansielle og revisjonsfaglege rådgjevarane har vore nytta til å førebu både sal av SDØE-eigardelar, delprivatisering av Statoil og oppretting av dei to nye selskapa.

Det gjenstår enno ein god del utgifter som vil bli utbetala seinare i år eller tidleg i 2002. Dette gjeld spesielt utgifter knytt til gjennomføringa av SDØE-salet. Departementet sine utgifter vil heldast innafor totalramma på 135 mill. kroner som er avsett for å dekkje denne type utgifter.

Utgifter direkte knytt til gjennomføring av SDØE-salet

Etter gjennomført sal og kjøp av eigardelar mellom staten og Statoil har departementet fram til og med oktober utgiftsført om lag 5,5 mill. kroner knytt til sjølve gjennomføringa av SDØE-salet. Det er ein del uteståande fakturaer knytt til dette salet. Dette gjeld mellom anna utgifter til geofagleg ekspertise og revisor sitt arbeid med å gjennomgå pro et contra-oppgjeret som pågår no.

Olje- og energidepartementet er godt i gang med førebuingane av sal av SDØE-eigardelar til Norsk Hydro og andre selskap. Etter gjeldande plan skal dette slutførast i første halvdel av 2002. Departementet har mellom anna behov for juridisk, finansiell, geofagleg og revisjonsfagleg ekspertise til dette arbeidet. I tillegg må ein ha hjelp og datasystem knytt til innhenting og hand-

tering av informasjon om dei tilbydde eigardelane. Ein legg opp til at ramma på 60 mill. kroner skal dekkje dei fleste av ovannemde utgifter, med unntak av honorar/provisjon til investeringsbankane som skal vere finansielle rådgjevarar/tilretteleggjarar for salet. Investeringsbankane skal dels betalast i forhold til verdien av selde eigardelar. Utbetalinga for desse vil difor først skje i 2002. Fordi det er vanskeleg å gi eit estimat har Olje- og energidepartementet i St.prp. nr. 1 Tillegg nr. 4 for 2002 bedt om ei fullmakt til å utgiftsføre utan løyving utgifter knytt til provisjon/honorar for sal av SDØE-eigardelar til Norsk Hydro og andre selskap.

Det gjenstår ein god del utgifter som vil bli utbetalt mot slutten av året og tidleg i 2002 knytt til sal av SDØE-eigardelar. På denne bakgrunn søker departementet om at løyvinga under kap. 1801, post 21 Omstrukturering av statens petroleumsengasjement vert gjort overførbar til 2002.

Utgifter direkte knytt til aksjesalet i Statoil

I St.prp. nr. 68 (2000-2001) vart det informert om utgiftspostar direkte knytt til aksjesalet i Statoil. Det var ikkje mogleg å estimere kor store utgiftene vart for 2001. Stortinget gav difor fullmakt til å overskride kap. 1801 Omstrukturering av statens petroleumsengasjement, post 21 Spesielle driftsutgifter, med utgifter i samband med aksjesalet.

Nokre av utgiftene knytt til transaksjonen skal staten dekkje åleine, nokre utgifter skal Statoil dekkje åleine, men dei fleste av utgiftene i samband med aksjesalet skal delast mellom partane. Kva utgifter som skal delast mellom staten og Statoil er omfatta av ein eigen avtale om kostnadsfordeling. Fordelinga vil vere i høve til selde aksjar:

	Selde aksjar	Prosent
Statoil emisjon	188 700 000	47,84
Sal av statlege aksjar	205 717 002	52,16
Totalt	394 417 002	100,00

Staten sine utgifter knytt til aksjesalet i Statoil omfattar staten sin del av; provisjon og salskommisjon til tilretteleggjarane, utgifter til marknadsføring og distribusjon etc., utgifter til Statoil sine rådgjevarar (prospektarbeid), utgifter til departementet sine rådgjevarar (prospektarbeid),

kontantrabatt til småinvestorar og departementet sin prosessrevisor.

Totale utgifter for staten direkte knytt til delprivatiseringa av Statoil ASA er rekna til om lag 336,5 mill. kroner. Hovuddelen av desse utgiftene er det tidlegare ikkje bedt om løyving for. Desse utgiftene vil bli utgiftsført på kap. 1801, post 21.

Provisjon til tilretteleggjarane

Det var avtalt ein samla provisjon til tilretteleggjarane som skulle selje aksjar i Statoil på 1,25 pst. I tillegg hadde tilretteleggjarane moglegheit til å oppnå ein stimulansebasert godtgjersle på inntil 0,25 pst. (suksess honorar). Det siste skulle avgjerast av staten og Statoil etter gjennomført transaksjon, i høve til om det vart vurdert å vere ein vellykka transaksjon og godt gjennomført av tilretteleggjarane. Provisjonen vert rekna av salsverdien av aksjane. Utgiftene til provisjonen skal delast mellom staten og Statoil i forhold til kor stor del av transaksjonen som skjedde ved emisjon og kor stor del av transaksjonen som skjedde ved sal av staten sine aksjar.

Det vart i etterkant av transaksjonen vedteke at tilretteleggjarane skulle få 0,25 pst. i godtgjersle i tillegg til garantert provisjon på 1,25 pst.

Staten sin del av samla provisjon og salskommisjon til tilretteleggjarane er om lag 210 mill. kroner.

Utgifter til marknadsføring og distribusjon etc.

I St.prp. nr. 68 (2000-2001) vart utgifter til marknadsføring, distribusjon etc. førebels estimert til om lag 200 mill. kroner. Styringskomiteen for aksjesalet i Statoil vedtok budsjett for desse utgiftene og følgde utviklinga kontinuerleg. Dei fleste av desse utgiftene skal delast mellom staten og Statoil, i forhold til selde aksjar, jf. avtale om kostnadsfordeling mellom staten og Statoil.

Pr. oktober var desse utgiftene om lag 169,5 mill. kroner. Staten sin del av dette er om lag 80 mill. kroner. Det er nokre fakturaer som ennå er uteståande.

Utgifter til Statoil sine rådgjevarar (prospektarbeid)

I følge avtale om kostnadsfordeling skal staten vere med å dekkje delar av Statoil sine rådgjevarutgifter. Dette gjeld utgifter direkte knytt til rådgjevarane sitt arbeid med utarbeiding av prospektet for børsnoteringa av Statoil. Totalt sett

utgjer desse utgiftene 30,13 mill. kroner og staten skal dekkje om lag 15,7 mill. kroner av desse.

Utgifter til Olje- og energidepartementet sine rådgjevarar (prospektarbeid)

Statoil skal på same måten dekkje ein del av departementet sine rådgjevarutgifter, direkte knytt til arbeid med utarbeiding av prospektet. Desse utgiftene utgjer for departementet om lag 9 mill. kroner, om lag 4,7 mill. kroner (52,16 pst.) skal staten dekkje sjølv og om lag 4,3 mill. kroner (47,84 pst.) skal Statoil dekkje. Desse utgiftene er det tidlegare løyvd midlar til.

Rabatt til småinvestorar

Stortinget gav fullmakt til å leggje opp til bruk av stimuleringsiltak overfor småinvestorar i samband med aksjesalet i Statoil. Prisen på aksjane på børstidspunktet var 69 kroner pr. aksje. Småinvestorar fekk tilbod om ein kontantrabatt på 3 kroner, slik at kjøpsprisen for dei vart 66 kroner pr. aksje. I tillegg kan småinvestorar under gitte vilkår få ein bonusaksje for kvar 10. aksje, dersom dei eig aksjane 12 månader etter transaksjonen. Om lag 64 000 småinvestorar teikna aksjar i selskapet.

Inntektene frå salet av aksjar vert ført i forhold til ein pris på 69 kroner pr. aksje. Inntektsreduksjonen som følgje av kontantrabatten til småinvestorar vert difor ført som ei utgift under kap. 1801, post 21 Spesielle driftsutgifter. Tapt proveny som følgje av rabatten utgjer 47,38 mill. kroner. Staten sin del av desse utgiftene er 24,7 mill. kroner.

Utgifter til departementet sin prosessrevisor

Olje- og energidepartementet engasjerte ein eigen revisor til å følgje Statoil-transaksjonen. Dette arbeidet er ikkje slutført. Mellom anna skal revisor gå gjennom både inntekts- og utgiftspostane knytt til transaksjonen for å sikre at alt er skjedd i tråd med avtalar og intensjonar. Desse utgiftene er rekna å utgjere 1,5 mill. kroner. Desse utgiftene er det tidlegare løyvd midlar til.

Oppsummering

På bakgrunn av ovannemnde ber Olje- og energidepartementet om ei tilleggsløyving på 326 mill. kroner, frå 135 til 461 mill. kroner på kap. 1801, post 21 Omstrukturering av statens petroleumsgasement. I tillegg ber ein om at posten tilføres stikkordet «kan overføres».

Inntekter frå aksjesalet i Statoil

Stortinget vedtok 26. april 2001 at det i første omgang kunne takast inn nye eigarar i Statoil tilsvarende 15-25 pst. av verdien i selskapet, ved ein kombinasjon av emisjon og nedsal av staten sine aksjar.

Stortinget gav i samband med handsaming av St.prp. nr. 68 (2000-2001) fullmakt til å inntektsføre utan løyving inntektene frå aksjesalet i Statoil under kap. 4811 Statoil ASA, post 90 Salg av aksjer.

Staten selde totalt 205 717 002 aksjar, inkludert selde aksjar i stabiliseringsperioden. Statoil selde 188 700 000 aksjar gjennom ein emisjon. Dette innebar at private aksjonærar i inn- og utland kjøpte 18,2 pst. av aksjane i selskapet.

Inntektene frå sal av staten sine aksjar utgjør om lag 14 210,6 mill. kroner. I tillegg har staten fått renteinntekter frå sal av aksjar i stabiliseringsperioden på om lag 12,3 mill. kroner. Totale brutto inntekter til staten frå sal av aksjar er dermed om lag 14 223 mill. kroner.

Olje- og energidepartementet foreslår difor ei løyving for 2001 på kr 14 210 600 000 på kap. 4811 Statoil ASA, ny post 90 Salg av aksjer. I tillegg vert det foreslått ei løyving for 2001 på kr 12 325 000 på kap. 5685 Statoil ASA, ny post 82 Renter, salg av aksjer.

Inntekter og utgifter i samband med sal av SDØE-eigardelar

Salsoppgjer mellom staten og Statoil

Sal av SDØE-eigardelar til Statoil og kjøp av nokre eigardelar frå Statoil vart gjennomført ved eit netto oppgjør mellom staten og Statoil. Netto vederlag frå Statoil til staten var 38,6 mrd. kroner. Statoil betalte 25 mrd. kroner i kontantar og 13,6 mrd. kroner skulle dekkjast av eit ansvarleg lån frå staten som skulle betalast tilbake av midlar frå emisjon av aksjar i Statoil. Netto salsoppgjer vert inntektsført på kap. 5440, ny post 31 Salg av SDØE-andeler. På bakgrunn av at transaksjonen vart gjort opp netto, vert det ikkje ført midlar på kap. 2440, post 31 Kjøp av SDØE-andeler. I tillegg vart det innbetalt renter på kontantvederlaget som følgje av at salet hadde økonomisk verknad frå 1. januar 2001, men vert gjort opp 1. juni 2001. Renteinntekter på om lag 1 248 mill. kroner vert ført på kap. 5440, ny post 81 Renter, salg av SDØE-andeler. Staten fekk også ein valutagevinst

på om lag 380 mill. kroner knytt til at kontantvederlaget vart betalt i amerikanske dollar. Valutagevinsten vert inntektsført på kap. 5440, post 31.

Totale nettoinntekter frå sal/kjøp av eigardelar mellom staten og Statoil er dermed 40 228 mill. kroner, 38 980 mill. kroner vert inntektsført på kap. 5440, ny post 31 og 1 248 mill. kroner vert inntektsført på kap. 5440, ny post 81.

Ansvarleg lån til Statoil i samband med sal av SDØE-eigardelar

I samband med handsaminga av St.prp. nr. 68 (2000-2001) gav Stortinget Olje- og energidepartementet fullmakt til å gi Statoil eit ansvarleg lån i samband med overdraging av eigardelar mellom staten og Statoil. Lånet skulle avgrensast opp til vederlag for overdraging av eigardelar etter motrekning i mottekne deltakardelar. Det ansvarlege lånet som vart ytt til Statoil i samband med Statoil sitt kjøp av SDØE-eigardelar utgjorde om lag 14 mrd. kroner (inklusive renter for perioden 1. januar til 1. juni 2001). Dette vart betalt tilbake av Statoil, med tillegg av renter på om lag 66,2 mill. kroner for perioden 1. juni til 21. juni 2001.

Olje- og energidepartementet foreslår difor ei løyving på kr 14 039 700 000 på kap. 1811 Statoil ASA, ny post 90 Ansvarlig lån og ei tilsvarende løyving på kap. 4811 Statoil ASA, ny post 91 Avdrag, ansvarlig lån. I tillegg vert det foreslått ei løyving på 66,2 mill. kroner på kap. 5685, ny post 81 Renter, ansvarlig lån.

Pro et contra-oppgjer

Sal av SDØE-eigardelar til Statoil vart ikkje slutført før i mai 2001, men hadde juridisk og økonomisk verknad frå 1. januar 2001. Rekneskapet for SDØE vart difor ført etter gamal SDØE-portefølje fram til og med mai. Dette inneber at innbetalningar og utbetalningar knytt til SDØE i denne perioden er for høge. Dette vert gjort opp ved eit netto pro et contra-oppgjer direkte mellom staten og Statoil. Staten har netto utbetalt om lag 8,45 mrd. kroner til Statoil for å korrigere innbetalningar og utbetalningar i perioden 1. januar til 31. mai 2001. Dette vert utgiftsført under kap. 2440, ny post 25 Pro et contra-oppgjør, jf. omtale under kap. 2440/5440.

Pro et contra-oppgjeret vert no gjennomgått av ein ekstern revisor. Det kan kome korreksjonar av dette oppgjeret seinare i år og neste år.

2.2 Budsjettkonsekvensar for SDØE og informasjon om bruk av fullmakter

Kap. 2440/5440 Statens direkte økonomiske engasjement i petroleums-virksomheten

Gjeldande løyving for 2001 under kap. 2440 og kap. 5440 er basert på Stortinget sitt budsjettvedtak i desember 2000 (blå bok) og Stortinget sitt vedtak av 15. juni 2001 der kap. 2440, post 22 Fjerningsutgifter vart auka med 10 mill. kroner, post 30 Investeringer vart auka med 3 900 mill. kroner og post 50 Overføring til Statens petroleumsforsikringsfond vart redusert med 8 mill. kroner. Under kap. 5440 vart post 24 Driftsresultat auka med 21 800 mill. kroner, post 30 Avskrivninger vart auka med 1 300 mill. kroner og post 80 Renter vart auka med 100 mill. kroner, jf. St.prp. nr. 84 og Innst. S. nr. 325 (2000-2001). Det vart understreka at løyvingforslaga var basert på SDØE-porteføljen før sal/kjøp av eigardelar mellom staten og Statoil, eit netto sal tilsvarende om lag 15 pst. av verdien av SDØE-porteføljen. Salet til Statoil vart gjennomført i mai, men med effektiv dato 1. januar 2001.

Forslag til ny løyving er mellom anna basert på oppdatert prognose for 2001 frå forretningsfører (Statoil på vegne av Petoro AS) etter tredje kvartal 2001. Prognosa frå forretningsfører er basert på rekneskapsføring pr. 30. september 2001 (etter kontantprinsippet) og estimat for resten av året. Det er viktig å understreke at rekneskapsføringa for perioden 1. januar til 31. mai 2001 er basert på gamal SDØE-portefølje, før sal og kjøp av eigardelar mellom staten og Statoil. Dette inneber at enkeltpostane for investeringar, driftsinntekter og driftsutgifter etc. er for høge for denne perioden. Dette vert korrigert med eit netto pro et contra-oppgjer direkte mellom staten og Statoil, i favør av Statoil, som vert utgiftsført på kap. 2440, ny post 25 Pro et contra-oppgjør. For perioden 1. juni til 30. september 2001 har forretningsfører rekneskapsført etter ny SDØE-portefølje, etter netto salet til Statoil.

Totalt sett gir dette ein ny prognose på netto kontantstraum frå SDØE for 2001.

Det er for SDØE lagt til grunn ein gjennomsnittleg oljepris på om lag 225 kroner pr. fat for 2001 (dette er basert på realisert pris etter tredje kvartal og prognose for fjerde kvartal i forhold til kontantprinsippet).

Overslaget for kap. 2440, post 22 Fjernings-

utgifter er redusert med 80 mill. kroner, frå 80 til 0 mill. kroner. Det er ikkje betalt fjerningsutgifter pr. tredje kvartal og det er heller ikkje forventa at det skal betalast noko i fjerde kvartal 2001. SDØE har ikkje lenger eigardel i felt der det er forventa fjerningsutgifter i 2001.

Det vert foreslått ei løyving på 8 500 mill. kroner for 2001 på kap. 2440, ny post 25 Pro et contra-oppgjør, som knyter seg til netto salet av SDØE-eigardelar til Statoil, jf. omtale tidlegare i proposisjonen.

Overslaget for kap. 2440, post 30 Investeringer er redusert med 2 300 mill. kroner, frå 20 100 til 17 800 mill. kroner. Dette skuldast hovudsakleg reduserte eigardelar i lisensar som følgje av gjennomført sal av eigardelar til Statoil. I tillegg er det lågare investeringar i enkelte felt, hovudsakleg på Grane.

Overslaget for kap. 5440, underpost 24.1 Driftsinntekter er redusert med 20 200 mill. kroner, frå 149 900 til 129 700 mill. kroner. Reduksjon i driftsinntekter skuldast hovudsakleg reduserte eigardelar i lisensar som følgje av salet til Statoil og dermed lågare produksjon. Salsvoluma for olje og våtgass er og justert ned noko i forhold til gjeldande budsjett (basert på lågare realisert sal så langt i år og prognose for resten av året). Forventa oljepris for 2001 er tilnærma lik det som vart lagt inn i gjeldande budsjett. Prisen på våtgass og gass er noko nedjustert. Det er forventa høgare tariffinntekter for SDØE som følgje av kjøpt eigardel i Statpipe.

Overslaget for kap. 5440, underpost 24.2 Driftsutgifter er redusert med 2 600 mill. kroner, frå 20 000 til 17 400 mill. kroner. Dette skuldast reduserte eigardelar i lisensar.

Overslaget for kap. 5440, underpost 24.3 Lete- og feltutviklingsutgifter er redusert med 300 mill. kroner, frå 2 000 til 1 700 mill. kroner. Dette skuldast reduserte eigardelar i lisensar. Utgiftene forventast likevel å vere relativt høge for året under ett på grunn av at ein del kostnader for 2000 får kontanteffekt i SDØE sitt rekneskap i 2001.

Overslaget for kap. 5440, underpost 24.4 og post 30 Avskrivninger er redusert med 2 600 mill. kroner, frå 19 500 til 16 900 mill. kroner. Dette skuldast hovudsakleg reduserte eigardelar i lisensar.

Overslaget for kap. 5440, underpost 24.5 og post 80 Renter er redusert med 800 mill. kroner, frå 8 400 til 7 600 mill. kroner. Dette skuldast lågare kalkulert rente på grunn av lågare fast kapital etter salet av eigardelar til Statoil.

Om endringar av løyvingar på statsbudsjettet for 2001 m.m. under Olje- og energidepartementet og utbygging, anlegg og drift av Kristin-feltet

Tabell 2.1 Endringar på statsbudsjettet 2001 under kap. 2440/5440 Statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomhet (i 1 000 kr).

Kap/post Underpost	Nemning	Gjeldande løyving ¹	Forslag til ny løyving	Endring
2440	22 Fjerningsutgifter	80 000	0	-80 000
	25 Pro et contra-oppgjør, <i>overslagsbevilgning</i>		8 500 000	8 500 000
	30 Investeringer	20 100 000	17 800 000	-2 300 000
	50 Overføringer til Statens petroleumsforsikringsfond	592 000	592 000	0
Sum kap. 2440		20 772 000	26 892 000	6 120 000
5440	24.1 Driftsinntekter	149 900 000	129 700 000	-20 200 000
	24.2 Driftsutgifter	-20 000 000	-17 400 000	2 600 000
	24.3 Lete- og feltutviklingsutgifter	-2 000 000	-1 700 000	300 000
	24.4 Avskrivinger	-19 500 000	-16 900 000	2 600 000
	24.5 Renter	-8 400 000	-7 600 000	800 000
	24 Driftsresultat	100 000 000	86 100 000	-13 900 000
	30 Avskrivinger	19 500 000	16 900 000	-2 600 000
	31 Salg av SDØE-andeler		38 980 000	38 980 000
	50 Overføring fra Statens petro- leumsforsikringsfond	0	500 000	500 000
	80 Renter	8 400 000	7 600 000	-800 000
	81 Renter, salg av SDØE-andeler		1 248 000	1 248 000
	85 Renter på mellomregnskapet	0	-25 000	-25 000
Sum kap. 5440		127 900 000	151 303 000	23 403 000
Kontantstrøm fra SDØE:				
	Innbetalinger ²	149 900 000	170 403 000	20 503 000
	Utbetalinger ³	42 772 000	45 992 000	3 220 000
Nettokontantstrøm fra SDØE		107 128 000	124 411 000	17 283 000

¹ Gjeldende løyving for 2001 er basert på Stortinget sitt budsjettvedtak i desember 2000 (blå bok) og seinare endringar i 2001 (revidert budsjett), jf. St.prp. nr. 84 og Innst. S. nr. 325 (2000-2001).

² Innbetalinger = driftsinntekter + overføring frå Staten sitt petroleumsforsikringsfond + netto vederlag sal av SDØE-eigardelar + renter på sal av SDØE-eigardelar – renter på mellomregnskapen (inntektsreduksjon).

³ Utbetalinger = driftsutgifter + leite- og feltutviklingskostnader + fjerningsutgifter + investeringar + overføring til Staten sitt petroleumsforsikringsfond + netto pro et contra-oppgjer ifm. netto sal av SDØE-eigardelar.

Dei ovannemnde endringane fører til at kap. 5440, post 24 Driftsresultat samla viser ein reduksjon på 13 900 mill. kroner, frå 100 000 til 86 100 mill. kroner i 2001.

Overslaget for kap. 5440, ny post 85 Renter på mellomregnskapet er -25 mill. kroner. Under denne posten vert det inntektsført/utgiftsført renter på uteståande sum mellom staten og forretningsførar for SDØE.

På bakgrunn av oppgjer for skadar som har funne stad og forventa skadeutbetalingar for resten av året, vert det foreslått ei løyving på 500 mill. kroner i 2001 under kap. 5440, ny post 50 Overføring fra Statens petroleumsforsikringsfond.

Ovannemnde endringar medfører samla sett at netto kontantstraumen frå SDØE aukar med 17 283 mill. kroner i forhold til gjeldande budsjett, frå 107 128 til 124 411 mill. kroner. Dette gir isolert sett ein tilsvarende auke i overføringa til Statens petroleumsfond. Endring av kap. 2800 Statens petroleumsfond, vil verte foreslått i Finansdepartementet sin nysalderingsproposisjon.

Forenkla myndighetshandsaming

Stortinget har samtykka i at Kongen under gitte føresetnader kan godkjenne nye prosjekt på kontinentalsokkelen, jf. St.prp. nr. 1 (2000-2001) og Budsjett-innst. S. nr. 9 (2000-2001). Verknader på budsjettet for Statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsverksemda (SDØE) av desse vedtaka er budsjetttert under kap. 2440/5440.

Nedanfor følgjer ei orientering om dei prosjekta som er vedtekne under ordninga etter at St.prp. nr. 19 (2000-2001) *Om endringar av løyvingar på statsbudsjettet for 2000 m.m. under Olje- og energidepartementet*, vart lagt fram.

Fram Vest

Departementet mottok 21. desember 2000 søknad om godkjenning av plan for utbygging og drift av Fram Vest, som i hovudsak er eit oljefelt. Utbygginga omfattar to ramer på havbotnen som skal knytast opp til Troll C-plattform. Rettshavarane i Fram Vest er Norsk Hydro Produksjon AS (operatør), Statoil ASA, Petoro AS og Mobil Development Norway A/S. Petoro AS er forvaltar av SDØE-porteføljen og rettshavar i lisensen på vegne av staten. Eigardelen til SDØE er 30 pst. Dei totale investeringane er i plan for utbygging og drift rekna til om lag 4 mrd. 2001-kroner. Utbygginga av Fram Vest vil for SDØE i 2001 medføre om lag 159 mill. kroner i investeringar,

om lag 7,5 mill. kroner i driftskostnader og om lag 5 mill. kroner i kalkulatoriske renter. Plan for utbygging og drift av Fram Vest vart vedteken ved kronprinsregentens resolusjon 23. mars 2001.

Vale

Departementet mottok 9. november 2000 søknad om godkjenning av plan for utbygging og drift av gass- og kondensatfunnet Vale. Feltet vil verte utbygd som ei undervassutbygging med oppkopling til Heimdalplattform. Rettshavarane er Hydro Produksjon AS, Marathon Petroleum Norge AS, TotalFinaElf Exploration Norge AS og AS Ugland Rederi. Norsk Hydro Produksjon AS er operatør for utbygginga. Valefeltet er planlagt sett i drift i juni 2002. Dei totale investeringane for utbygginga vert i plan for utbygging og drift vurdert til 884 mill. 2001-kroner. Då SDØE ikkje har eigardel i Vale vil ikkje dette ha budsjettkonsekvensar for staten ved SDØE. Plan for utbygging og drift av Vale vart vedteken ved kronprinsregentens resolusjon 23. mars 2001.

Sigyn

Departementet mottok søknad om godkjenning av plan for utbygging og drift av Sigyn den 29. juni 2001. Sigyn inneheld gasskondensat og lettflyktig olje og skal byggjast ut som ein satellitt til Sleipner A plattform. Rettshavarane i Sigyn er Esso Exploration & Production Norway A/S (operatør), Statoil ASA og Norsk Hydro Produksjon AS. Dei totale investeringane er i plan for utbygging og drift rekna til 2 059 mill. 2001-kroner. Då SDØE ikkje har eigardel i Sigyn vil ikkje utbygging og drift av Sigyn ha budsjettkonsekvensar for staten ved SDØE. Plan for utbygging og drift av Sigyn vart vedteken ved kgl.res. 31. august 2001.

Mikkel

Departementet mottok 6. juli 2001 søknad om godkjenning av plan for utbygging og drift av Mikkelfeltet og godkjenning av plan for anlegg og drift av røyrleidning frå Mikkel til Åsgard. Mikkel er eit lite gass- og kondensatfunn i Norskehavet. Feltet er planlagt utbygd som ei undervassutbygging med oppkopling til Åsgard B. Mikkelfeltet er planlagt sett i drift i oktober 2003. Rettshavarane er Statoil ASA (operatør), Mobil Development Norway A/S og Norsk Hydro Produksjon AS. Operatøren vurderer investeringane for Mikkelprosjektet til 2 297 mill. 2001-kroner. Då SDØE ikkje har eigardel i Mikkel vil ikkje dette ha

budsjettkonsekvensar for staten ved SDØE. Planen for utbygging og drift av Mikkel og plan for anlegg og drift av rørleidning frå Mikkel til Åsgard vart vedteken ved kgl.res. 14. september 2001.

Valhall-Flankar

Departementet mottok søknad om godkjenning av plan for utbygging og drift av Valhall-flankar den 10. august 2001. Valhall-flankar skal byggjast ut med to ubemanna plattformer som skal knytast opp mot eksisterande installasjonar som er plasserte sentralt på Valhallfeltet. Rettshavarane i Valhall-unit er BP Amoco Norge AS, Enterprise Oil Norwegian AS, Amerada Hess Norge AS og TotalFinaElf Exploration Norge AS. BP Amoco Norge AS er operatør for utbygginga. Dei totale investeringane er i plan for utbygging og drift utrekna til 4 164 mill. 2001-kroner. Då SDØE ikkje har eigardel i Valhall-unit vil ikkje utbygging og drift av flankane ha budsjettkonsekvensar for staten ved SDØE. Plan for utbygging og drift av Valhall-flankar vart vedteken vart godkjend ved kgl.res. 9. november 2001.

Overføring av eigedomsrett mot bruksrett

Stortinget har samtykka i at Olje- og energidepartementet fullmakt kan godkjenne overføring av eigedomsrett frå ei rettshavargruppe der SDØE har ein eigardel til ei anna rettshavargruppe der SDØE har ein eigardel, jf. St.prp. nr. 1 og Budsjett-innst. S. nr. 9 (2000-2001). Fullmakta gjeld for prosjekt der Kongen har fått fullmakt til å godkjenne plan for utbygging/anlegg og drift, og ved mindre endringar for prosjekt der plan for utbygging/anlegg og drift allereie er godkjende. Fullmakta er gitt under føresetnad om at overføringa av eigedomsrett ikkje har prinsipielle eller samfunnsmessige sider av stor tyding, og at SDØE er sikra tilstrekkeleg bruksrett.

I samband med nysalderinga vil det kvart år bli gitt ei samla orientering til Stortinget om saker der overføring av eigedomsrett er godkjende det siste året. I St.prp. nr. 7 (1994-95) vart det informert om at departementet for framtida ville rapportere om overføringane etter at avtalane er godkjende av departementet.

I perioden etter at St.prp. nr. 19 (2000-2001) vart lagt fram til utgangen av oktober 2001 er det godkjend 11 avtaler om overføring av statleg eigedomsrett. I tillegg blir det orientert om ein avtale mellom rettshavarane i Huldragruppa og

Heimdalgruppa som vart godkjend 25. juni 1999, men som ikkje har vore omtala tidlegare.

Fram Vest og Troll C

I samband med utbygging av Fram Vest godkjende departementet 11. juni 2001 avtale om overføring av eigedomsretten til nytt utstyr på Troll C-plattformen. Rettshavarane i Fram Vest har investert i det nye utstyret som gjer det mogleg å knyte Fram Vest til Troll C. Eigedomsretten til dette utstyret er overført til rettshavarane i Troll. Dei totale investeringane som skal overførast vederlagsfritt frå Fram Vest til Troll er estimert til 1 353 mill. kroner SDØE sin del av investeringane vil vere 406 mill. 2001-kroner. SDØE har i dag ein eigardel på 30 pst. i Fram Vest og 56 pst. i Troll.

Overføring av eigedomsrettar til Heimdalsgruppa

Departementet godkjende 25. juni 1999 avtalen mellom rettshavarane i Huldragruppa og Heimdalgruppa om overføring av eigedomsrett til nytt utstyr på Heimdalplattformen. SDØE har ein eigardel på 31,96 pst. i Huldragruppa og ein eigardel i Heimdal på 20 pst. Dei totale investeringane for utstyret der eigedomsretten skal overførast frå Huldragruppa til Heimdalgruppa er rekna til 297 mill. 2001-kroner. SDØE sin del av investeringane er 95 mill. kroner.

Departementet godkjende 6. november 2000 avtalen om at eigedomsrett til nytt utstyr på Heimdalplattformen skal overførast frå Skirnegruppa og Granegruppa til Heimdalgruppa. Skirnegruppa og Granegruppa har betalt for modifikasjonsarbeidet, men eigedomsretten til det nye utstyret er overført til Heimdalgruppa. SDØE har ein eigardel i Skirnegruppa på 30 pst. Den samla verdien av endringsarbeidet der eigedomsretten vart overført frå Skirnegruppa til Heimdalgruppa er estimert til 236 mill. 2001-kroner. SDØE sin del av investeringane er 71 mill. kroner. I Granegruppa er eigardelen til SDØE på 43,6 pst. Samla verdi på det nye utstyret der eigedomsretten er overført frå Granegruppa til Heimdalgruppa er rekna ut til 172 mill. 2001-kroner. SDØE sin del av denne investeringa er på 75 mill. kroner.

Departementet godkjende 6. november 2000 avtalen om at eigedomsrett til nytt utstyr på Heimdalplattformen skal overførast frå Oseberg gass-transport til Heimdalgruppa. Eigedomsretten til utstyret knytta til oppgraderinga er overført til Heimdalgruppa. SDØE har ein eigardel i Oseberg gasstransport på 50,78 pst. Den samla verdien av utstyret er estimert til 413 mill. 2001-kroner.

SDØE sin del av investeringane er 210 mill. kroner.

I samband med tilknyttinga av Vesterled-rørleidningen til Heimdalplattforma, kom det i stand ein avtale mellom Vesterledgruppa og Heimdalgruppa om at eigedomsrett til det nye utstyret på Heimdalplattforma skal overførast til Heimdalgruppa. Denne avtalen vart godkjend av departementet 28. november 2000. SDØE har ein eigardel i Vesterled på 60 pst. Dei totale investeringane for utstyret der eigedomsretten er overført frå Vesterledgruppa til Heimdalgruppa er rekna ut til 302 mill. 2001-kroner. SDØE sin del av investeringane er 181 mill. kroner.

Heimdal og Oseberg gasstransport

Eigedomsretten til stigerøyrspattformen på Heimdal er overført frå Heimdalgruppa til Oseberg gasstransport. Denne avtalen mellom Oseberg gasstransport og Heimdalgruppa vart godkjend 6. november 2000. Overføringa trådde i kraft samstundes med den ovanfor nemnte overføringa av eigedomsrett frå Oseberg gasstransport til Heimdalgruppa. SDØE har ein eigardel i Heimdal på 20 pst. Dei totale investeringane for stigerøyrspattformen der eigarskapet no er overført frå Heimdalgruppa til Oseberg gasstransport er rekna ut til 1,2 mrd. 2001-kroner. SDØE sin del av denne investeringa er 240 mill. kroner.

Overføring av eigedomsrettar til Statpipe

Avtalane mellom rettshavarane i Åsgard og Statpipe om prosessering på Kårstø og mellom rettshavarane i Åsgard Transport og Statpipe om Åsgard Transport si tilknytting til Kårstø vart godkjende av departementet den 29. juni 2001. Åsgardgruppa og Åsgard Transport-gruppa har investert i utstyr på Kårstø. Eigedomsretten til dette utstyret er overført til Statpipegruppa. SDØE sin del av investeringane er om lag 3 586 mill. kroner. SDØE har i dag ein eigardel på

35,5 pst. i Åsgard, 46,95 pst. i Åsgard Transport og 33,25 pst. i Statpipe.

Departementet godkjende 29. juni 2001 avtalen mellom rettshavarane i Gullfaks og Statpipe om Gullfaks rørleidning si tilknytting til Statpipe rørleidning. Gullfaksgruppa har betalt for tilknyttinga, men eigedomsretten til dette utstyret vil verte overført til Statpipe. SDØE sin del av investeringa er om lag 115 mill. kroner. SDØE har i dag ein eigardel på 30 pst. i Gullfaks.

Overføring av eigedomsrettar til Åsgard Transport

Plan for anlegg og drift av Draugen Gasseksport vart godkjend ved kgl. res. 14. april 2000 og omtala i St. prp. nr. 19 (2000-2001)¹. Departementet godkjende 8. oktober 2001 ein avtale mellom rettshavarane i Draugen Gasseksport og Åsgard Transport om tilknytting av rørleidningen Draugen Gasseksport til rørleidningen Åsgard Transport og overføring av eigedomsrett til ei tilknytningsmanifold frå Draugen Gasseksport til Åsgard Transport. SDØE deltek med 57,88 pst. i Draugen Gasseksport og 46,95 pst. i Åsgard Transport. SDØE sin del av investeringa som vart overført er vurdert til 41 mill. 2001-kroner.

Plan for anlegg og drift av rørleidningane Norne og Heidrun gasseksport vart godkjent ved kgl. res. 14. april 2000 og omtala i St.prp. nr. 19 (2000-2001). Departementet godkjende 8. oktober 2001 ein avtale mellom rettshavarane i Heidrun gasseksport og Norne Gas Transportation System (NGTS) og Åsgard Transport om tilknytting av rørleidningssystemet Heidrun gasseksport og NGTS til rørleidningen Åsgard Transport og overføring av eigedomsrett av endesløyfa i rørleidningssystemet frå Heidrun gasseksport og NGTS til Åsgard Transport. SDØE deltek med 55 pst. i NGTS, 64,16 pst. i Heidrun gasseksport og 46,95 pst. i Åsgard Transport. SDØE sin eigardel av investeringa i røyrsløyfa som vart overført frå NGTS og Heidrun gasseksport er tilsaman 18,93 mill. 2001-kroner.

¹ Under forenkla myndighetshandsaming.

3 Andre endringsforslag

Kap. 1810 Oljedirektoratet (jf. kap. 4810)

Post 21 Spesielle driftsutgifter

Det blir foreslått at løyvinga blir auka med 10,9 mill. kroner i forhold til gjeldande budsjett for 2001. Auken har sambheng med innkjøp av geofagleg ekspertise knytt til sal av SDØE-eigar-delar. Oljedirektoratet koordinerer arbeidet mot dei eksterne konsulentane. Utgiftsauken vil bli motsvara av ei tilsvarande inntektsauke over kap. 4810, post 02.

Kap. 1820 Norges vassdrags- og energidirektorat (jf. kap. 4820)

Post 01 Driftsutgifter

Det norske meteorologiske instituttet (DNMI) og Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har ein samarbeidsavtale for å sikre ei betre utnytting av data og kompetanse hos begge partar for å oppnå ein betre flomvarsel.

NVE betaler DNMI 2,1 mill. kroner pr. år for overføring av data og produkt og dekning av kommunikasjonsutgifter og konsulentutgifter. Som følgje av innføringa av meirverdiavgift på tenester pr. 1. juli 2001 vil NVE få ei årleg meirutgift på 0,5 mill. kroner, og verknaden for 2001 utgjør kr 250 000. Denne meirutgifta blei ikkje omsynteken når ein fastsette verknadene av innføringa av meirverdiavgift på tenester tidlegare i år.

På bakgrunn av ovannemnde blir det foreslått å auke løyvinga under kap. 1820, post 01 med kr 250 000 i forhold til gjeldande budsjett for 2001.

Post 21 Spesielle driftsutgifter, kan overføres

Det blir foreslått at løyvinga blir redusert med 5,5 mill. kroner i forhold til gjeldande budsjett for 2001. Endringa har sambheng med reduksjon i internasjonalt utviklingssamarbeid mellom anna med bakgrunn i utsettingar i oppstart av fleire større prosjekter. Utgiftsreduksjonen vil bli motsvara av ein tilsvarande inntektsreduksjon over kap. 4820, post 02.

Post 22 Forbygningsarbeider og oppryddingstiltak, kan overføres

Det blir foreslått at løyvinga blir auka med 2 mill. kroner i forhold til gjeldande budsjett for 2001. Endringa har sambheng med auka distriktbidrag frå kommunane. Utgiftsauken vil bli motsvara av ei tilsvarande inntektsauke over kap. 4820, post 40.

Post 75 Tilskudd til sikringstiltak, kan overføres

I 1982 blei det oppretta sju beredskapslager med transformatorolje, finansierte med statsstøtte og midlar frå 37 involverte kraftselskap. Endringa i beredskaps- og forsyningssituasjonen dei siste 20 åra har ført til at det ikkje lenger er behov for same nivå på beredskapslager med transformatorolje.

Så langt er fire lager avslutta. I 2001 er eit av dei tre lagra avslutta og det er usikkert om dei resterande lagra vil bli avvikla i løpet av 2001. På bakgrunn av oppnådd pris på tidlegare avslutta lagre, har NVE rekna tilbakebetalingane til å utgjere i storleik 0,1-0,2 mill. kroner.

Ein ønskjer å bruke tilbakeføringa av midlar til å gi tilskott til innkjøp av reservemateriell i kraftforsyninga. Derfor ber vi om Stortinget sitt samtykke til å overskride løyvinga under kap. 1820 Norges vassdrags- og energidirektorat, post 75 Tilskudd til sikringstiltak, mot tilsvarande meirinntekt knytt til avhending av transformatorolje under kap. 4820 Norges vassdrags- og energidirektorat, post 10, jf. Forslag til vedtak II.

Kap. 1860 Statsforetak under Olje- og energidepartementet (jf. kap. 4860)

Post 70 Kompensasjon for avvikling av prosjektene i Beiarn, Bjellåga og Melfjord

Gjennom handsaminga i Stortinget av St.meld. nr. 37 (2000-2001) Om vasskrafta og kraftbalansen, jf. Innst. S. nr. 263 (2000-2001) og brev frå Olje- og energiministeren til energi- og miljøkomiteen av

21. mai 2001 er det lagt til grunn å kompensere Statkraft for dei økonomiske tapa som er påført føretaket som følgje av instruksjonane om å stanse utbyggingsprosjekta i Beiarn, Bjøllåga og Melfjord. Kompensasjonen skal reknast ut på grunnlag av forventet overdi av prosjekta, kostnader knytt til utsetjinga av Beiarn prosjektet, og skrinlegging av alle tre prosjekta. I tillegg kjem det rentekostnader fram til tidspunkt for utbetaling av kompensasjon.

Statkraft SF har lagt fram eit krav om økonomisk kompensasjon, basert på føretaket sine egne føresetnader for prosjekta, og dokumenterte meirutgifter som føretaket har hatt knytt til dei avvikla prosjekta. Med føresetnad om at kompensasjon blir utbetalt ved utgangen av året, tilseier dette ein kompensasjon på 520 mill. kroner.

I utrekninga av kompensasjonsbeløpet legg departementet til grunn egne føresetnader om grunnkraftpris og diskonteringsrente. Desse føresetnadene er dei same som blei lagt til grunn i St.prp. nr. 52 (1998-1999) Om Statkrafts industrikontrakter og leieavtaler.

Dette tilseier ein kompensasjon på 440,6 mill. kroner, med føresetnad om at staten utbetaler kompensasjonen til Statkraft ved utgangen av inneverande år. Av dette utgjør 345,8 mill. kroner overdi av prosjekta pr. 1. juli 2000. Utgifter Statkraft har hatt sidan 1. juli 2000 utgjør 52,6 mill. kroner og 42,2 mill. kroner er renter fram til utgangen av inneverande år.

Det er lagt til grunn at kompensasjon er ei skattepliktig inntekt for Statkraft.

I utrekningane av kompensasjonen omtala ovanfor er det ikkje teke omsyn til eventuelle nye moglege krav om kostnadsdekning eller erstatning. Olje- og energidepartementet legg til grunn at slike eventuelle krav, som må vere rettsleg haldbare, blir handtert av Statkraft. Olje- og energidepartementet legg vidare til grunn at Statkraft sjølv må dekkje slike krav innafor ei samla ramme på 1 mill. kroner. Dersom Statkraft sine kostnader blir høgare enn dette, legg Olje- og energidepartementet til grunn at staten kompenserer Statkraft for dei samla utgiftene.

Erstatning til Nordland fylkeskommune

Departementet viser til brev av 21. mai 2001 frå Olje- og energiministeren til energi- og miljøkomiteen, jf. St.prp. nr. 37 og Innst. S. nr. 263 (2000-2001).

Som det følgjer av kgl.res. av 27. januar 1989 og brev av 8. desember 1989 frå departementet til Statkraftverkene, har Nordland fylkeskommune

ein rett til medeigarskap i prosjekta i Beiarn, Bjøllåga og Melfjord. Medeigarskapet gjeld for inntil 20 pst. og inneber at fylkeskommunen kan velje å ta økonomisk del i kvart av dei tre prosjekta når utbygging blir aktuelt. Dersom fylkeskommunen hadde nytta seg av retten til medeigarskap, måtte fylkeskommunen dekt 20 pst. av alle utgiftene knytt til prosjekta, tillegg renter, mot å få disponere 20 pst. av krafta.

Ordninga med medeigarskap til fylkeskommunar er fastsett av Stortinget i plenum, i motsetning til kompensasjon til utbyggingskommunar som følgjer av lov. Det er av denne grunn Stortinget som må avgjere om ordninga med medeigarskap også skal gjelde når ei utbygging blir skrinlagt.

Olje- og energidepartementet legg til grunn at Nordland fylkeskommune skal ha økonomisk kompensasjon for at fylkeskommunen ikkje får nytta sin rett til medeigarskap i prosjekta i Beiarn, Bjøllåga og Melfjord. Kompensasjonen til Nordland fylkeskommune blir rekna på grunnlag av 20 pst. av overdien av prosjekta pr. 1. juli 2000 tilsvarende 69,2 mill. kroner, trekt frå 20 pst. av Statkraft SF sine utgifter før 1. juli 2000, rentjustert til 1. juli 2000 tilsvarende 12,2 mill. kroner. Til saman utgjør kompensasjonen til Nordland fylkeskommune 62,9 mill. kroner medrekna renter fram til utgangen av inneverande år.

Med føresetnad om at staten utbetaler 440,6 mill. kroner i kompensasjon til Statkraft ved utgangen av inneverande år, må Statkraft difor utbetale 62,9 mill. kroner til Nordland fylkeskommune som kompensasjon for at fylket ikkje kan utøve sin rett til medeigarskap i prosjekta.

I kalkulasjonane av kompensasjonsbeløpet er det lagt til grunn at dette er ei skattepliktig inntekt for Nordland fylkeskommune. Fylkeskommunar er generelt ikkje skattepliktige, men etter skattelova § 2-5 første ledd bokstav a har fylkeskommunar likevel plikt til å svare skatt av «inntekt knyttet til produksjon, omsetning, overføring eller distribusjon av vannkraft». Det kan vere uvisst om ein skal sjå på kompensasjonsbeløpet som ei «inntekt knyttet til produksjon av vannkraft». Omfanget av heimelen for skatteplikt i høve til inntekter som skal kompensere for tap av inntekter knytt til kraft som nemnt, er ikkje særskilt avklåra i lovforarbeida eller i liknings- eller rettspraksis.

Dersom det ved likninga av Nordland fylkeskommune blir lagt til grunn at kompensasjonen ikkje er skattepliktig inntekt, føreset departementet at fylkeskommunen betaler tilbake 28 pst. av kompensasjonsbeløpet til staten, i tillegg til renter frå den datoen skatten ville blitt betalt til den

datoen dette beløpet faktisk blir betalt tilbake til staten.

Rødøy kommune – erstatning etter skrinlegging av Melfjord utbygginga

Rødøy kommune har fremja krav om økonomisk kompensasjon på grunn av at utbygginga i Melfjord blei stogga. Kommunen krev ein kompensasjon på 8-10 mill. kroner årleg i heile konseksjonsperioden.

Kravet om kompensasjon har som grunnlag utrekningar Rødøy har gjort over ytingar som kommunen ville fått ved ei utbygging. Det er Rødøy sitt syn at kommunen må få ein del av verdiskapinga, på same måten som Statkraft og Nordland fylkeskommune er gjevne tilsegn om.

Olje- og energidepartementet vil peike på at Rødøy kommune får behalde næringsfondet på 3 mill. kroner for Melfjordutbygginga.

St.meld. nr. 37 (2000-2001) Om vasskrafta og kraftbalansen fastsett prinsippa for kompensasjon til Statkraft. Statkraft sin økonomiske kompensasjon har sitt grunnlag i eigarrolla. Fylkeskommunen sin kompensasjon byggjer på ordninga med medeigarskap som Stortinget tidlegare har fastsett.

Kravet frå kommunen har eit anna grunnlag. Ordninga med kompensasjon til kommunar for ikkje-utbygging av vassdrag, som har eksistert sidan 1973, er no under nedlegging. Ordninga blir administrert av Kommunal- og regionaldepartementet. Det er berre kommunar som har søkt om kompensasjon i overgangsperioden som blir vurdert. Søknaden frå Rødøy kommune er ikkje mellom desse. Olje- og energidepartementet har difor fått opplyst at det ikkje er grunnlag for å gje kompensasjon til Rødøy kommune basert på denne ordninga.

Departementet kan ikkje sjå at det ligg føre noko anna grunnlag for kravet frå kommunen som kan føre fram. Olje- og energidepartementet kan difor ikkje tilrå nokon kompensasjon i tillegg til næringsfondet på 3 mill. kroner.

Post 71 Kompensasjon for langsiktige avtaler med kraftkrevende industri

Departementet viser til St.prp. nr. 52 (1998-99), jf. Innst. S. nr. 233 (1998-99), kor utvalde industribedrifter blei gjeve tilbod om å inngå langsiktige kraftkontraktar og leigeavtalar med Statkraft på vilkår fastsett av styresmaktene. Vidare blir det vist til St.prp. nr. 1 (2000-2001) der det blei varsla at departementet ville kome tilbake til forslag om kompensasjon til Statkraft når omfanget av nye kontraktar og leigeavtalar er kjent.

Prisvilkåra i St.prp. nr. 52 (1998-99), jf. Innst. S. nr. 233 (1998-99) tok utgangspunkt i eit prisnivå som ein meinte ville vere oppnåeleg ved forhandlingar om langsiktige kontraktar på forretningsmessige vilkår, redusert for verdien av ytingar industrien må stille til disposisjon. Verdien av desse ytingane vil berre delvis tilfalle Statkraft. Statkraft skal difor få kompensasjon for dei elementa i prisreduksjonen som ikkje tilfell føretaket, utrekna som ein noverdi.

På bakgrunn av dette foreslår departementet at Statkraft blir kompensert med 79,6 mill. kroner. Det er lagt til grunn at staten utbetaler kompensasjonen til Statkraft ved utgangen av inneverande år, og at kompensasjonen er ei skattepliktig inntekt for Statkraft.

Kap. 2442 Disponering av innretninger på kontinentalsokkelen

Post 70 Tilskudd, overslagsbevilgning

Tilskott etter fjerningstilskottslova dekkjer staten sin del av fjerningsutgiftene. Fjerningstilskottet blir utbetalt av Olje- og energidepartementet etter krav frå selskapa. For 2001 er det pålaup 236 mill. kroner som staten må betale i fjerningstilskott. Likevel vil selskapa kun krevje 8,1 mill. kroner i tilskott i 2001. Dette er fjerning som vart gjort i 1999.

På basis av oppdaterte estimat over utbetaling av fjerningstilskott i 2001 blir budsjettposten redusert med 231,9 mill. kroner, frå 240 til 8,1 mill. kroner.

Kap. 2490 NVE Anlegg (jf. kap. 5490)

Post 24 Driftsresultat

Overslaget under kap. 2490, underpost 24.01 Driftsinntekter og underpost 24.02 Driftsutgifter blir begge redusert med 6 mill. kroner, frå 42 til 36 mill. kroner. Dei nemnde endringar i underpostar medfører ingen netto endring på post 24 Driftsresultat. Endringane har samband med lågare aktivitet enn tidlegare budsjettert.

Post 45 Større utstyrsanskaffelser og vedlikehald, kan overføres

Det blir foreslått at løyvinga blir auka med 1 mill. kroner i forhold til gjeldande budsjett for 2001. Endringa har samband med større omfang av sal av anleggsmaskiner/-utstyr enn tidlegare budsjettert. Utgiftsauken vil bli motsvara av ei tilsvarende inntektsauke over kap. 5490, post 01.

Kap. 4810 Oljedirektoratet (jf. kap. 1810)*Post 02 Oppdrags- og samarbeidsvirksomhet*

Løyvinga over posten blir foreslått auka med 10,9 mill. kroner i forhold til gjeldande budsjett for 2001, jf. omtale og tilsvarende auke under kap. 1810, post 21.

Post 04 Salg av undersøkelsesmateriale

Inntektene under posten kjem frå sal av seismisk undersøkelsesmateriale til oljeselskapa. Det er stor tvil knytt til desse salsinntektene. Dei fleste aktørane på norsk sokkel har allereie kjøpt dei seismiske datapakane som til no er gjort tilgjengeleg (Norskehavet og Barentshavet sør). Inntektene i framtida vil derfor avhenge av sal av geofysiske og geologiske datapakkar i Barentshavet Nord.

Oljedirektoratet har så langt i år ikkje selt nokon datapakkar, og ein reknar ikkje med at det vil bli selt datapakkar seinare i år heller. Departementet foreslår difor at budsjettoverslaget blir redusert med 10 mill. kroner, til 0 kroner. Dette blei også gjort i budsjettet for 2000, jf. St.prp. nr. 19 (2000-2001).

Post 05 Salg av publikasjoner

Inntektene under posten er knytt til Oljedirektoratet sitt sal av publikasjonar. Inntektene under posten har i dei seinare åra vore redusert som følge av at stadig fleire publikasjonar er blitt tilgjengelege på CD-rom eller Internett. Dette, saman med at fleire publikasjonar er fjerna for sal, gjer at ein ikkje vil klare å oppnå inntekter i samsvar med gjeldande budsjett på posten i 2001. På bakgrunn av dette blir løyvinga foreslått redusert med 1 mill. kroner, frå 2 til 1 mill. kroner.

Kap. 4820 Norges vassdrags- og energidirektorat (jf. kap. 1820)*Post 02 Oppdrags- og samarbeidsvirksomhet*

Løyvinga over posten blir foreslått redusert med 5,5 mill. kroner i forhold til gjeldande budsjett for 2001, jf. omtale og tilsvarende reduksjon under kap. 1820, post 21.

Post 40 Forbygningsvirksomhet

Løyvinga over posten blir foreslått auka med 2 mill. kroner i forhold til gjeldande budsjett for 2001, jf. omtale og tilsvarende auke under kap. 1820, post 22.

Kap. 4860 Statsforetak under Olje- og energidepartementet (jf. kap. 1860)*Post 80 Inntekter fra oppgjørsordningen for utenlandshandelen med kraft*

Oppgjørsordninga for utanlandshandelen med kraft er knytt til utveksling av kraft mot Sverige, Finland og Russland, jf. St.prp. nr. 37 (1994-95). Inntektene frå ordninga (eksklusive renter) går til å dekkje det akkumulerte underskottet knytt til utanlandshandelen, jf. St.prp. nr. 1 (1996-97). Ordninga blir administrert av Statnett SF.

Inntektene i ordninga omfattar flaskehalsinntekter, jf. St.prp. nr. 1 (2000-2001), Kap. 4860, post 80 og Del V.

I løpet av 2000 var inntektene frå denne ordninga på om lag 100 mill. kroner. Ved utgangen av 2000 var nominelt underskott for utanlandshandelen 16,9 mill. kroner. Flaskehalsinntektene for første halvdel av 2001 var større enn saldoen, og Statnett SF har difor innfridd det akkumulerte underskottet i 2001.

Flaskehalsinntektene skal no inngå som inntekter i sentralnettsordninga, jf. St.prp. nr. 37 (1994-95) og St.prp. nr. 81 (1990-91).

Kap. 5490 NVE Anlegg (jf. kap. 2490)*Post 01 Salg av utstyr m.v.*

Løyvinga over posten blir foreslått auka med 1 mill. kroner i forhold til gjeldande budsjett for 2001, jf. omtale og tilsvarende auke under kap. 2490, post 45.

Kap. 5608 Renter av lån til statsforetak under Olje- og energidepartementet*Post 80 Renter, Statnett SF*

I St.prp. nr. 1 (2000-2001) vart det budsjettert med 96 mill. kroner i renteinntekter frå Statnett SF i 2001. Renteinntektene under posten er knytt til Statnetts serielån, som pr. 1. januar 2001 hadde ein saldo på 1,6 mrd. kroner. I samanheng med revidert budsjett 2001 vart budsjetterte inntekter auka med 24 mill. kroner, frå 96 til 120 mill. kroner.

Renteinntektene knytt til lånet er rekna ut med utgangspunkt i renta på ulike statspapir. Lånet er delt opp i fleire transjer/avdrag som kvar for seg er knytt opp mot eit statspapir med ei bestemt bindingstid og kupongrente. Det er opp til Stat-

nett å avgjere kva for eit statspapir den enkelte transjen skal knytast til.

Uvisse rundt Statnett sitt val av statspapir og storleiken på den tilhørande kupongrente, gjer det vanskeleg å gi gode estimat ved budsjetteringstidspunktet.

Pr. i dag reknar ein med renteinntekter for 2001 på 127 mill. kroner, det vil seie 7 mill. kroner høgare enn i revidert budsjett 2001.

På bakgrunn av ovannemnde blir det foreslått å auke løyvinga for 2001 med 7 mill. kroner, frå 120 til 127 mill. kroner.

4 Utbygging, anlegg og drift av Kristin-feltet

4.1 Samandrag

Kristin-feltet er eit gass- og kondensatfelt på Haltenbanken om lag 240 km frå kysten av Midt-Noreg. Feltet vart oppdaga i 1997 og omfattar utvinningsløyva 134B og 199. Rettshavarar er:

Departementet mottok 8. august 2001 søknad om løyve til å byggje ut Kristin-feltet med tilhøyrande røyrleidningar for transport av gass og kondensat.

Departementet legg til grunn at ei avtale om samordning av eigardelane i Kristin-området er godkjend før plan for utbygging og drift av Kristin-feltet og plan for anlegg og drift av tilhøyrande røyrleidningar for transport av gass og kondensat blir godkjend¹.

Dei reservane ein ventar å kunne utvinne på Kristin-feltet er 34,6 mill Sm³ kondensat, 34,9 mrd. Sm³ gass og 8.5 mill. tonn NGL.

Kristin-feltet er planlagt utbygd med eit produksjonsanlegg under vatn med brønnstraum-overføring til ei halvt nedsenkbar flytande produksjonsplattform, ei såkalla semi-plattform. Produksjonsplattforma vil vere bemanna og inkludere

prosessanlegg og bustadkvarter. I prosessanlegget vil rikgassen bli separert til gass og kondensat. Gassen vil bli transportert i eigen ny røyrleidning inn til eit tilkoplingspunkt på røyrleidningen som går frå Åsgard-feltet til Kårstø. På Kårstø vil tyngre komponentar bli skilte ut frå gassen og selde som våtgass (NGL). Tørrgassen vil bli transportert til kontinentet. Kondensat som blir prosessert på Kristin-feltet vil bli overført i ein ny kondensatrøyrleidning til eit lagerskip knytt til eksisterande Åsgard C lastebøye for lagring og utskiping med skytteltankarar. Det vil bli vurdert nærare om Åsgard C eller eit nytt lagerskip skal nyttast.

Driftsorganisasjonen for feltet vil vere i Stjørdal. Forsyningsbasen vil vere i Kristiansund.

Utbygginga er planlagt ferdigstilt slik at gassleveransar frå feltet kan starte frå 1. oktober 2005. Dei tre første produksjonsåra vil gassproduksjonen vere på platå på 5 mrd. Sm³ pr. år. Feltet vart 28. juni 2001 tildelt rett og plikt til leveranse under inngåtte langsiktige gassalskontraktar frå 1. oktober 2005.

Tabell 4.1

	Utvinningsløyve 134B	Utvinningsløyve 199
Statoil ASA (operatør)	48pst.	46pst.
Petoro AS ^{*)}		27pst.
Mobil Development Norway A/S		15pst.
Norsk Hydro Produksjon a.s	12pst.	12pst.
Norsk Agip A/S	30pst.	
TOTAL Norge AS	10pst.	

^{*)} Petoro AS er rettshavar for staten sin eigardel (SDØE).

¹ Samordningsavtala vil og omfatte utvinningsløyve 257 og vil såleis omfatte eit større område - Haltenbanken Vest.

Dei totale investeringane for Kristin-prosjektet er av operatøren vurderte til 15 990 mill. kroner. (Alle økonomiske tal i dette kapitlet er oppgitte i 2001-kroner.) Operatøren sine utrekningar viser at Kristin-utbygginga vil gi ein noverdi før skatt på 8 950 mill. kroner ved 7 pst. kalkulasjonsrente. Ved ei avkastning på 8 pst. etter skatt er noverdien av prosjektet utrekna til 1 530 mill. kroner og prosjektet sin balansepris for olje er utrekna til 13,1 USD/fat. Tilhøyrande balansepris for gass er utrekna til 49 øre/Sm³.

Utbygginga av Kristin-feltet føreset at det blir gjennomført modifikasjonar på mottaksanlegget på Kårstø. Det vil bli gjort eigne konsekvensutgreingar for desse arbeida.

Departementet har innhenta ei vurdering frå Oljedirektoratet av dei ressursvise og tekniske sidene ved utbygging av Kristin-feltet og anlegg og drift av tilhøyrande rørleidningar. Merknadene frå Oljedirektoratet er gitt att under kap. 4.4. På same måte har departementet innhenta ei vurdering frå Arbeids- og administrasjonsdepartementet av dei tilhøva ved prosjektet som har å gjere med tryggleik og arbeidsmiljø. Kristin-prosjektet har vore konsekvensutgreidd, og høyringsuttaler frå relevante høyringsinstansar er mottekne. Det har i høyringsutsegnene ikkje komme fram tilhøve som tilseier at ovannemnde utbyggingsplanar ikkje bør godkjennast.

Departementet peiker ut Statoil ASA som operatør for gassrørleidningen frå Kristin-feltet til Åsgard Transport i utbyggingsfasen. Departementet vil i rimeleg tid før driftsstart peike ut operatør for gassrørleidningen i driftsfasen. Statoil ASA skal vere operatør for kondensatrørleidningen til eksisterande Åsgard C lastebøye.

Departementet gir si tilslutning til utbygging av Kristin-feltet på dei vilkåra som er oppgitte og som er omtalte seinare i teksten. Departementet gir og si tilslutning til anlegg og drift av rørleid-

ningen for transport av rikgass frå Kristin-feltet til Åsgard Transport og for rørleidning for transport av kondensat til lagerskip på dei vilkår som er oppgitt og som er omtalte seinare i teksten.

4.2 Hovudtrekk i utbyggingsplanane

Departementet mottok 8. august 2001 søknad om godkjenning av Plan for utbygging, anlegg og drift av Kristin-feltet. Plan for utbygging og drift (PUD) gjeld utbygging og drift av Kristin-feltet og alle feltinterne røyr og installasjonar på havbotnen. Plan for anlegg og drift (PAD) gjeld rørleidning for transport av rikgass mellom Kristin-feltet og Åsgard Transport og rørleidning for transport av kondensat mellom Kristin-feltet og eit lagerskip (Åsgard C eller eit anna).

4.2.1 Funnlokalisering, rettshavarar og ressursar

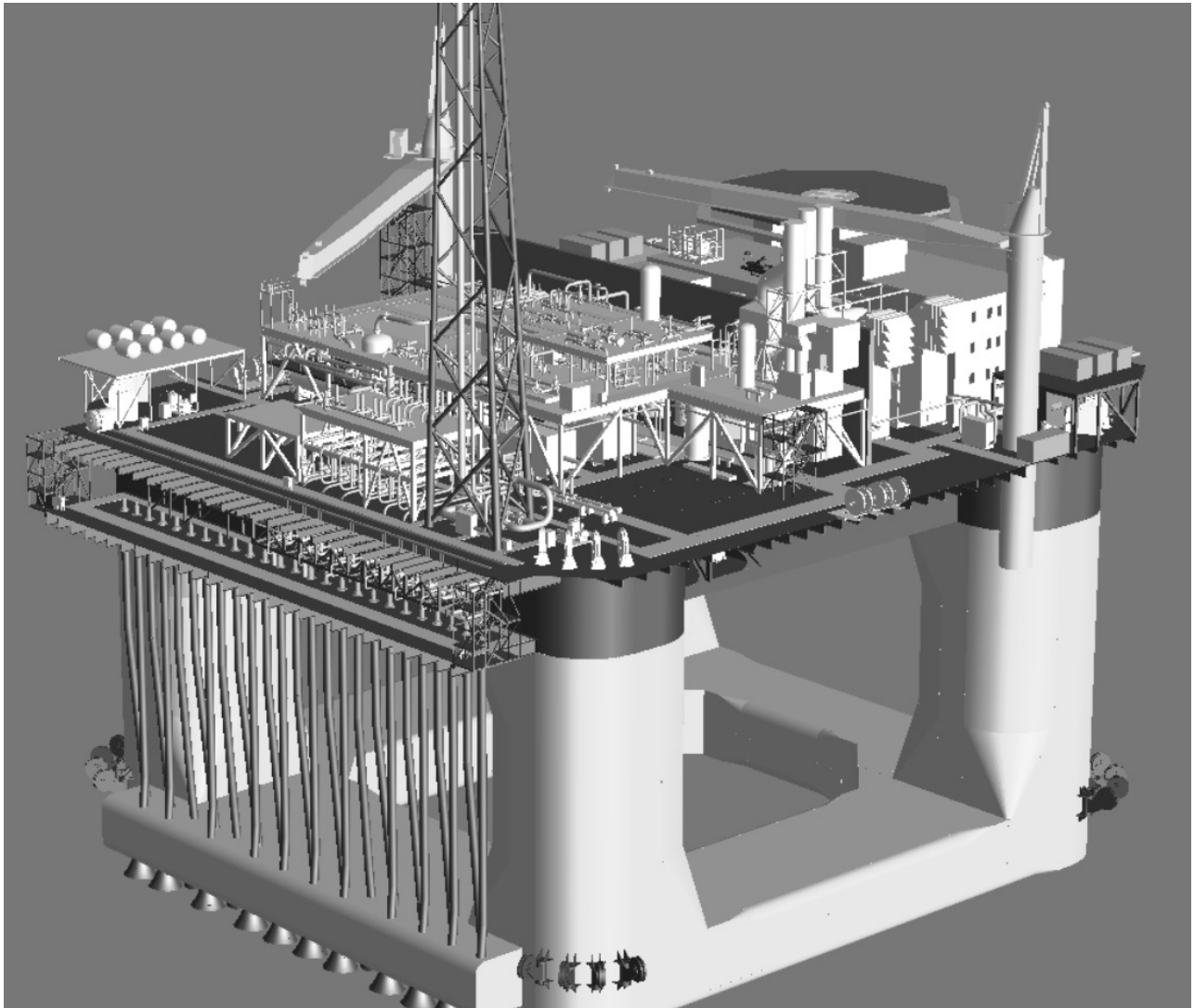
Kristin-feltet er eit gass- og kondensatfelt på Haltenbanken Vest om lag 20 km sørvest for Åsgardinstallasjonane på Smørbukk. Rettshavarane for feltet er Statoil ASA (operatør), Petoro AS (som forvaltar av SDØE), Mobil Development Norway A/S, Norsk Agip A/S, Norsk Hydro Produksjon a.s og TOTAL Norge AS.

Kristin-feltet vart oppdaga i 1997 og ligg i blokkene 6506/11 og 6406/2. Blokk 6506/11 vart tildelt i utvinningsløyve 134 i 1987 med Statoil som operatør, og blokk 6406/2 vart tildelt som utvinningsløyve 199 i 1993 med Saga Petroleum som operatør. Operatørskapet for PL 199 vart i 1999 overført frå Saga til Statoil som eit resultat av Norsk Hydro sitt oppkjøp av Saga. Frå 1. januar 2000 overtok Statoil som operatør for Kristin-feltet.

Tabell 4.2

	Utvinningsløyve 134B	Utvinningsløyve 199
Statoil ASA (operatør)	48pst.	46pst.
Petoro AS ^{*)}		27pst.
Mobil Development Norway A/S		15pst.
Norsk Hydro Produksjon a.s	12pst.	12pst.
Norsk Agip A/S	30pst.	
TOTAL Norge AS	10pst.	

^{*)} Petoro AS er rettshavar for staten sin eigardel (SDØE).



Figur 4.1 Semi- plattformen på Kristin- feltet

Rettskavane i dei to utvinningsløyva som omfattar Kristin-feltet er som følgjer:

Departementet legg til grunn at ei avtale om samordning av eigardelane i Kristin-området er godkjend før plan for utbygging og drift av Kristin-feltet og plan for anlegg og drift av tilhøyrande rørleidningar for transport av gass og kondensat blir godkjende².

Dei reservane ein ventar å kunne utvinne på Kristin-feltet er 34,6 mill. Sm³ kondensat, 34,9 mrd. Sm³ gass og 8,5 mill. tonn NGL. Hydrokarbona ligg mellom 4 500 og 4 857 meter under havnivå. Reservoaret har høgt trykk og høg tem-

peratur. Reservoartrykket er på omlag 900 bar og temperaturen er på 160-170° C.

4.2.2 Utbyggingsløyving

Kristin-feltet er planlagt utbygd med eit produksjonsanlegg under vatn med brønnstraumoverføring til ei halvt nedsenkbar flytande produksjonsplattform, ei såkalla semi-plattform. Produksjonsplattformen vil vere bemanna og inkludere prosessanlegg og bustadkvarter.

Det er planlagt å bore 12 brønner frå 4 brønnrammer på havbotnen. Avstanden frå brønnrammene til produsjonsplattformen vil bli rundt 6-7 km. Brønnrammene på havbotnen vil bli plasserte på ca. 360 meter havdjup.

² Samordningsavtala vil og omfatte utvinningsløyve 257 og vil såleis omfatte eit større område - Haltenbanken Vest.

I prosessanlegget på plattformen vil rikgassen blir separert til kondensat og gass med spesifikasjon som gjer at den kan transporterast i rørleidningen Åsgard Transport. Gassen vil bli transportert i eigen ny rørleidning inn til eit tilkoplingspunkt på Åsgard Transport. Herifrå vil gassen bli ført til landanlegget på Kårstø for vidare prosessering. På Kårstø vil tyngre komponentar bli skilde ut frå gassen og selde som våtgass (NGL). Tørrgassen vil bli transportert til kontinentet.

Fleire felt i det samordna området Haltenbanken Vest kan bli aktuelle å byggje ut og knyte til Kristin-plattformen. Produksjonsplattformen vil derfor bli bygd slik at det vil vere mogleg å kople til andre funn som vil bli bygde ut med rammer på havbotnen. Aktuelle funn å knyte til Kristin-feltet er i første rekkje Erlend, Lavrans og Morvin og eventuelle nye funn i nærområdet til Kristin-feltet.

Kondensat som blir prosessert på Kristin-feltet vil bli stabilisert på Kristin-plattformen og overført i ein ny kondensatrørleidning til eit lagerskip knytt til eksisterande Åsgard C lastebøye for lagring og utskiping med skytteltankar. Det vil bli vurdert nærare om Åsgard C eller eit nytt lagerskip skal nyttast. Dei avvik som Oljedirektoratet har gitt for Åsgard C er berre gitt for den tidsperioden det er søkt om i samband med Åsgard-utbygginga. For eventuell vidare bruk av Åsgard C vil Statoil gjere ei ny vurdering av fleire forhold, blant anna dei avvik som no ligg føre og innverknaden av endra bruk og eventuell levetid. Vedtak vil bli gjort rundt årsskiftet 2001/2002.

Rørleidningar

Utbyggingsplanane for Kristin-feltet inneber rørtransport av gass og kondensat og skipstransport av kondensat. Gassen frå Kristin-feltet vil bli transportert gjennom ein eigen ny 18" rørleidning for rikgass med total lengd på om lag 27-28 km inn til eit tilknytingspunkt på Åsgard Transport. Rørleidningen vil følgje den kortaste traseen mellom plattformen og Åsgard Transport. Gassrørleidningen vil ha ein kapasitet på 18,8 mill. Sm³ rikgass per døgn (inkludert 5 pst. operasjonell fleksibilitet) ved maksimal utnytting av Åsgard Transport.

Rørleidningen mellom Kristin-feltet og Åsgard Transport vil anten bli installert med konvensjonelt S-leggjetøy eller med spolefartøy. S-leggjetøy vil bli posisjonert anten ved bruk av anker eller ved bruk av dynamisk posisjoneringssystem (propellar). Spolefartøy vil bli posisjonert ved hjelp av dynamisk posisjonering. Val av posisjoneringssystem for rørleggingsoperasjonane

vil bli gjort under detaljprosjektering i samråd med relevante styresmakter.

Havbotnen i området er svært ujamn med eit stort tal isskuringsstriper og forseinkingar. Det vil vere nødvendig med relativt stor grad av grøfting og steindumping for å verne rørleidningane. Det er stipulert at det vil bli nødvendig å grøfte leidningane over ei strekning på om lag 7 km. Mengda stein til steindumping er stipulert til 65 000 m³. Gjennomsnittleg grøftedjupn vil bli om lag en meter. Rørleidningane og tilkoplingspunktane vil utanfor tryggingssona bli prosjekterte slik at det kan trålast over dei.

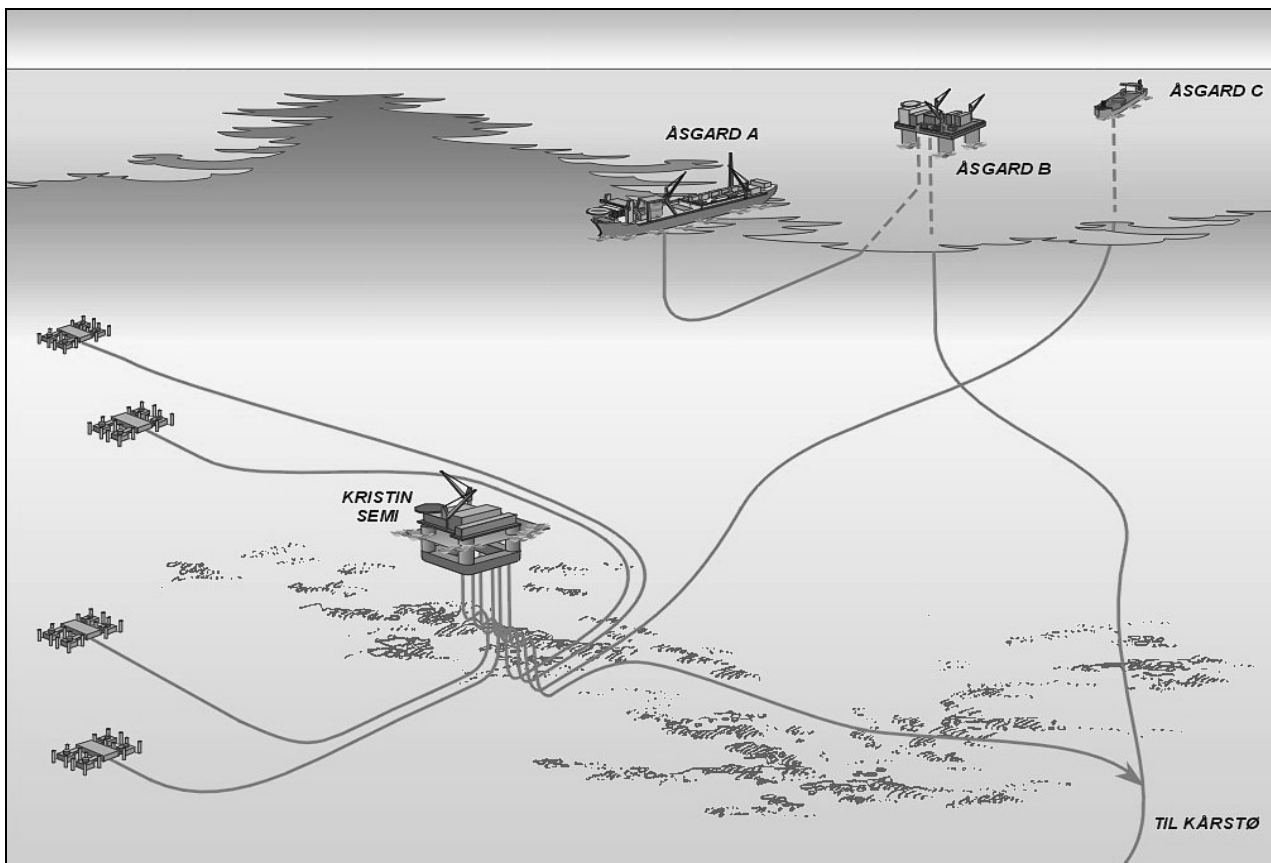
For eksport av kondensat er det planlagt å leggje ein 12" rørleidning med ei lengd på 20-22 km frå Kristin-feltet til eksisterande Åsgard C lastebøye. Rørleidningen vil ha ein kapasitet på 20 000 Sm³ per døgn stabilisert kondensat ved eksporttrykk på omtrent 60 bar. Endeleg lengd og nøyaktig trasé for rørleidningen vil bli bestemt som ein del av detaljprosjekteringa. Omfattande grøfting og understøtting med grus er nødvendig for kondensatrøytet av same grunnar som for gassseksportrøytet. I tillegg kryssar kondensatrøytet ei rekkje eksisterande røyr som vil krevje grusdumping. Eit overslag er at det er nødvendig med 45 000 m³ grusdumping og om lag 7 km med grøfting. Grøftedjupna vil variere mellom 1 og 1,5 meter. Rørleggingskonseptet og posisjonering av leggjetøyet vil bli tilsvarande som for gassrøret.

Statoil vurderer for tida òg alternative logistikkøysingar for olje- og kondensattransport frå Haltenbanken, og har sett i gang ein studie for å vurdere ilandføring gjennom rørleidning og lagring på land. Ei eventuell avgjerd om vidareføring av studien er planlagt tidleg år 2002. Konklusjonen frå denne studien kan endre Kristin-feltet sitt konsept for transport av kondensat, under føresetnad av at dette gir uendra eller betra økonomi for Kristin-prosjektet. Ei slik løysing vil eventuelt bli gjenstand for ei eiga konsekvensutgreiing.

4.2.3 Drift og nedstenging

På basis av voluma i Kristinreservoaret er økonomisk levetid for feltet utrekna til 13 år. Eventuelle volum frå felt i området produsert over Kristin-plattformen kan forlengje Kristin-feltet si levetid.

Plattformene vil etter nedstenginga bli taua til land for opphogging eller ombygging for ny produksjon på andre felt. Forankringssystemet med anker og kjettingar vil bli teke opp og ført til land for resirkulering. Stigerøyra vil bli avstengde, sikra og førte til land.



Figur 4.2 Oversikt over korleis Kristin-feltet skal koblast opp mot eksisterande infrastruktur

Produksjonsrammene på havbotnen vil bli fjerna. Brønnane vil bli permanent plugga og utstyr fjerna i samsvar med forskriftene. Røyrleidningar for transport av kondensat og gass vil anten bli nedgravde eller dekte til med grus.

I god tid før avslutning vil det bli lagt fram ein eigen avslutningsplan med ei tilhøyrande konsekvensutgreiing.

4.2.4 Modifikasjonar på mottaksanlegget på land

Både Kårstø og Kollsnes har blitt vurderte som alternative mottaksanlegg for vidarebehandling av rikgassen frå Kristin-feltet. Etter ei samla teknisk, miljøvis og økonomisk vurdering av alternativa anbefaler rettshavarane for Kristin-feltet ilandføring av rikgassen frå Kristin-feltet til Kårstø. Det vil vere nødvendig å utvide anlegget på Kårstø for å kunne prosessere rikgassen frå Kristin-feltet. Utvidingane kan anten omfatte eit nytt doggpunktsanlegg eller eit nytt ekstraksjonsanlegg. Begge dei nemnde anlegga vil skilje ut tyngre komponentar frå rikgassen. Eventuelle andre løysingar enn eit doggpunkts- eller ekstraksjonsanlegg kan òg vere aktuelle. I det nye gassbehandlings-

anlegget vil det òg bli teke høgd for nye volum ut over volum frå Kristin-feltet.

På Kårstø blir det òg vurdert eit anlegg for auka CO₂- og etan-gjenvinning (CRAIER = CO₂ Removal And Increased Ethane Recovery). Eit slikt anlegg vil splitte etan og CO₂ og føre til auka uttak av etan samtidig som CO₂-innhaldet i salsgassen blir redusert til kravspesifikasjonen. Dersom ein vel å gå vidare med eit slikt anlegg, vil eigarforholda rundt anlegget bli avklart i løpet av første halvdel av 2002.

På grunn av at eit nytt doggpunktsanlegg eller eit nytt ekstraksjonsanlegg aukar behandlingsskapiteten på Kårstø, er det òg nødvendig med ein ny gasseksportkompressor. Det er òg planlagt eit nytt kombinert H₂S- og kvikksølvfjerningsanlegg på Kårstø.

Modifikasjonane på Kårstø-anlegga vil bli underlagde eigne plan- og utgreiingsprosessar. Rettshavarane i Statpipe planlegg å utarbeide eit tillegg til Plan for anlegg og drift av Statpipe som skal beskrive modifikasjonane på Kårstø for tilknytning og prosessering av gassvolum frå Kristin-feltet. Investeringar på Kårstø i samband med nytt doggpunkts- eller ekstraksjonsanlegg skal dekka av rettshavarane i Statpipe. Det er inngått ei førebels avtale om gassbehandlingstenester på

Kårstøterminalen mellom rettshavarane i Statpipe og rettshavarane i Kristin-feltet. Avtale er basert på at rettshavarane i Kristin-feltet skal betale tariffar og delen av driftskostnadene på Kårstø til Statpipe. Det er venta at rettshavarane i Statpipe i slutten av desember 2001 avgjer om det skal byggjast eit doggpunkts- eller eit ekstraksjonsanlegg. Når dette er avklart, vil endeleg avtale med Statpipe om tilknytning og prosessering bli ferdigstilt.

4.2.5 Økonomi for Kristin-prosjektet

Dei totale utbyggingskostnadene for Kristin-feltet og rørleidningar er som vist i tabell 4.3 stipulerte av operatøren til 15 990 mill. kroner. Dette er operatøren sitt forventingsestimat. Utrekna P10- og P90-estimat er respektive 14 321 mill. kroner og 18 758 mill. kroner³.

Gjennomsnittlege årlege driftskostnader for Kristin-feltet er utrekna til 375 mill. kroner for drift av feltinstallasjon, 30 mill. kroner for drift av rørleidning og 120 mill. kroner for brønnvedlikehald. I tillegg kjem tariffar for lagring og lossing av kondensat, transport og behandling av gass på mottaksanlegg og sving- og regularitetsstøttetjenester. Dei totale driftskostnadene eksklusive tariffar over feltet si levetid er stipulerte til 12 051 mill. kroner.

Utrekningane til operatøren viser at det er lønsamt å byggje ut Kristin-feltet. Noverdien av framtidige inntekter og kostnader ved 7 pst. kalkulasjonsrente før skatt ved dei føresetnader som er lagt til grunn i plan for utbygging og drift er av operatøren utrekna til 8 950 mill. kroner. Noverdien etter skatt ved 8 pst. kalkulasjonsrente er utrekna til 1 530 mill. kroner.

Kristin-prosjektet er robust for endringar i investeringskostnadene, men er sensitivt for endringar i dei reservane som kan utvinnast og for produktprisar. Prosjektet sin sensitivitet i høve til produktprisar kan illustrerast ved dei prisane som gjer at noverdien av utbygginga ved dei valde avkastningskrava blir lik null. Prosjektet har ein balansepris på olje på 13,1 USD/fat. Tilsvarende balansepris for gass er på 49 øre/Sm³.

³ Dette inneber at operatøren vurderer det slik at det er 10 pst. sannsyn for at kostnadene blir lågare enn 14 321 mill. kroner og 10 pst. sannsyn for at kostnadene blir høgare enn 18 758 mill. kroner, m.a.o. er det 80 pst. sannsyn for at investeringskostnadene blir mellom 14 321 og 18 758 mill. kroner. P90-estimatet er utrekna etter eit høgare overslag på P90-estimatet for bore- og komplette- ringsaktivitetar (gjort greie for i brev frå Statoil av 19. Oktober 2001) enn estimatet som er lagt til grunn i plan for utbygging og drift.

Når det gjeld endringar i reservar og korleis dette påverkar lønsemda i prosjektet viser ein til omtale under kap. 4.4. under departementet si vurdering av utbyggingsplanane.

Prosjektet kan ha eit oppsidepotensial på reservesida i Kristin-feltet og frå funn i området som kan knytast opp til Kristin-installasjonane.

4.2.6 Helse, miljø og tryggleik

Kristin-feltet er eit felt med høgt trykk og høge temperaturar. Dette gjer at ein står overfor spesielle utfordringar knytte til helse, miljø og tryggleik. Ved utforming av dei tekniske løysingane blir det særleg lagt vekt på tryggleik og miljø. Om synet til tryggleik omfattar vern av liv og helse og av anlegg, produksjon, kunnskap og materielle verdiar. Krav til miljøvern omfattar vern mot forureining og uakseptable inngrep i naturen.

Kjerneteamleiaren for utbygginga av Kristin-feltet har det overordna ansvaret for helse, miljø og tryggleik i prosjektet. Det er etablert eit program som legg til grunn at det skal takast omsyn til helse, miljø og tryggleik i alle tekniske, økonomiske, operative og administrative aktivitetar både i Statoil og hos kontraktørar og leverandørar.

Fleire analysar av tryggleiken er gjennomførte og lagt til grunn i planlegginga av Kristin-prosjektet. Erfaringar er blitt henta inn spesielt frå Åsgard B og andre relevante installasjonar. Vidare blir det arbeidd med å implementere erfaring frå uhell og ulykker. Dei mest vesentlege utfordringane med omsyn til tryggleiken har vore boring og komplettering av brønnane og system for å sikre mot overtrykk i produksjonsrørleidningane og tilhøyrande stigerør. I det vidare arbeidet vil desse punkta bli spesielt lagde vekt på.

Det er nedlagt monaleg arbeid i å redusere utsleppa til luft og vatn frå Kristin-plattformen. For å redusere energibruken er det lagt vekt på ein effektiv prosess på plattformen. Det er planlagt at turbinane for kraftgenerering skal vere med låg-NO_x-teknologi. Det pågår arbeid for å vurdere ei løysing med ein kraftkabel frå Kristin-feltet til Åsgard B for å samkøyre kraftproduksjonen mellom dei to plattformene. Ei slik løysing vil innebere samla reduserte utslepp av CO₂ og NO_x frå dei to plattformene. På den andre sida er løysinga vurdert til å innebere monaleg uvisse med omsyn til drift, regularitet og framtidig kraftbehov i området.

Tabell 4.3 Årlege investeringar

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Totalt
Investeringar i mill. 2001 NOK	177	754	4 385	6 083	3 679	912	15 990

På Kårstø vil H₂S og kvikksølv i gassen bli fjerna. Flytting av H₂S-fjerningsprosessen frå plattformen til landterminalen er vurdert som det viktigaste tiltaket for å redusere mogleg miljøskade frå utslepp av produsert vatn frå Kristin-feltet. Dersom H₂S skulle bli fjerna på plattformen, ville ein vesentleg del av kjemikaliane for fjerning av H₂S ha følgd det produserte vatnet som utslepp til sjø. På Kårstø kan fjerninga skje gjennom ein adsorpsjonsprosess og den vil ikkje medføre utslepp verken til luft eller sjø. Det blir vidare lagt opp til at såkalla C-Tour⁺ teknologi kan installerast på Kristin-plattformen for å kunne reinse produsert vatn ytterlegare.

4.3 Konsekvensutgreiing

I medhald av lov av 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsverksemd § 4-2, jf. forskrift til lov om petroleumsverksemd § 20, har operatøren utarbeidd ei konsekvensutgreiing for Kristin-prosjektet. Konsekvensutgreiinga gjeld både for plan for utbygging og drift av førekomsten (PUD), jf. petroleumslova § 4-2, og plan for anlegg og drift av rørleidning (PAD), jf. petroleumslova § 4-3. Konsekvensutgreiinga gir ei oversikt over kva effektar ei gjennomføring av prosjektet kan få for anna næringsverksemd og allmenne interesser, under dette naturmiljø og fiskeria.

Fram til 1. januar 2000 var Saga operatør for Kristin-feltet, og eit utgreiingsprogram for utbygging av feltet vart fastlagt av Olje- og energidepartementet den 17. juli 1998. Samtidig arbeidde Statoil med planar for oppgradering av Åsgard Transport, og ein eventuell greinrørleidning frå Åsgard Transport til Kollsnes. Endeleg utgreiingsprogram for dette prosjektet vart fastlagt av Olje- og energidepartementet den 27. oktober 1998. Olje- og energidepartementet fastsette 29. august 2000 at ovannemnde utgreiingsprogram skulle leggjast til grunn for ei konsekvensutgreiing for Kristin-feltet.

Ved sida av den feltspesifikke konsekvensutgreiinga for Kristin-feltet har operatørane for olje- og gassfelta i Norskehavet tidlegare utarbeidd ei regional konsekvensutgreiing for området (RKU

Norskehavet). Formålet med denne utgreiinga er å medverke til ei meir heilskapleg forståing og innsikt i dei regionale effektane av petroleumsaktivitetane i Norskehavet. Vidare er målsetjinga at den regionale konsekvensutgreiinga skal effektivisere utgreiingsarbeidet i samband med dei kommande feltspesifikke utgreiingane i området. Den regionale konsekvensutgreiinga utgjer ein del av dokumentasjonen for konsekvensutgreiinga for Kristin-feltet.

Nedanfor er gjengitt hovudverknadene for miljø, naturressursar og samfunn av utbygging av Kristin-feltet ved den anbefalte utbyggingsløyninga.

4.3.1 Samfunnsvisе konsekvensar

Utbygginga av Kristin-feltet medfører økonomiske ringverknader både i utbyggingsfasen og i driftsperioden. Dei totale investeringane til Kristin-prosjektet er utrekna til ca. 16 mrd. kroner og omfattar investeringar i anlegg og produksjonsutstyr, boring og brønnvedlikehald fram til produksjonsstart. Hovudtyngda av investeringane på Kristin-feltet vil komme i perioden 2003 til 2005. Året med høgst aktivitet vil bli 2004. Bygging av produksjonsplattformen er kalkulert til å koste i overkant av 7 mrd. kroner. Dette vil vere den dominerande aktiviteten i 2003 og 2004.

Nasjonale leveransar av varer og tenester i utbyggingsfasen er stipulerte til å kunne utgjere omlag 50 pst. Dei samla nasjonale sysselsettingsverknadene av utbygginga av Kristin-feltet er vurderte til 24 000 årsverk medrekna indirekte verknader på meir enn 8 000 årsverk. Produksjonsverknadene vil utgjere om lag 16 000 årsverk totalt, av dette over 7 000 årsverk innan mekanisk industri og 4 500 årsverk innan forretningsvis tenesteyting. På det meste kan det ventast 2 000 årsverk per år innan industri i 2004 og 2005.

4.3.2 Utslepp og miljømessige konsekvensar

Utbygginga av Kristin-feltet vil i anleggsfasen føre til utslepp til luft i hovudsak knytte til boring og marine operasjonar i samband med feltinstallasjonar og rørlegging. I driftsfasen vil det vere utslepp til luft som følgje av kraftgenerering, fak-

ling, prosessering av gass og kondensat, drift av kompressorar og pumper for å transportere gass og kondensat gjennom rørleidningar og ved lagring, lasting og vidaretransport av kondensat.

Driftsfasen vil stå for det aller meste av dei totale utsleppa av CO₂. Dei viktigaste kjeldene er forbrenning av gass i turbinar ved kraftgenerering og drift av eksportgasskompressor og dieselmotorar, samt fakling. For NO_x vil ein større del av utsleppa skje i boreperioden og vere knytte til forbrenning av diesel i dieselmotorar, fakling, forbrenning av gass i turbinar ved kraftgenerering og drift av eksportgasskompressor og dieselmotorar. Turbinane på Kristin-plattformen er planlagt utstyrte med låg-NO_x-teknologi.

Utslepp av metan vil i hovudsak skje frå Kristin-plattformen i driftsperioden ved fakling og frå lagertankskipet. Utslepp av nmVOC vil hovudsakleg skje frå lagerskipet i driftsperioden, men det blir òg noko utslepp frå Kristin-plattformen knytt til fakling. På lagerskipet vil det bli installert anlegg som vil gjenvinne 78 pst. av avdampa nmVOC.

Utbygginga av Kristin-feltet vil vidare føre til utslepp til sjø. Dei regulære utsleppa til sjø vil bestå av avfall frå boring, kjemikaliar knytte til klargjering av rørleidningar, kjølevatn, hydraulikkvæske og produsert vatn med restar av produksjons- og injeksjonskjemikaliar. Ved boring med vassbasert borevæske vil både kaks og brukt borevæske bli sleppt ut i sjøen. Ved bruk av oljebasert borevæske vil borevæska og borekaks frå boringa bli transportert til land for behandling. Produsert vatn er planlagt sleppt ut til sjø saman med kjølevatn på om lag 14 meters djup. For å redusere mogleg miljøskade frå utslepp av produsert vatn frå Kristin-feltet vil H₂S og kvikksølv i gassen bli fjerna på Kårstø. For å reinse det produserte vatnet frå Kristin-feltet er det vidare lagt opp til at såkalla C-Tour⁺ teknologi kan installerast på Kristin-plattformen. Største mengd utslepp av produsert vatn er venta i år 2009 med eit gjennomsnittleg utslepp på omlag 1 750 m³ per dag. Dette svarar til 3-4 pst. av dei prognoserte utsleppa av produsert vatn i Haltenbanken-området for same år.

4.3.3 Konsekvensar for fiskeria

Kristin-feltet ligg i Egga-kanten i utkanten av Haltenbanken. Havdjupet på Kristin-feltet er omlag 360 meter, mens dei sentrale delane av Haltenbanken har djup på 125-200 meter. Vest for bankane stuper Egga-skråninga bratt ned i Norskehavet, til djup større enn 1 000 meter.

Sør og nord for Kristin-feltet er det viktige gyteområde for blant anna norsk vårgytande sild, sei, torsk og hyse. Gytefeltet vil ikkje komme direkte i kontakt med installasjonar på Kristin-feltet eller dei tilhørande rørleidningane.

Området som blir påverka av den planlagte utbygginga av Kristin-feltet er viktig for linefisket. Dette gjeld særleg områda frå omlag 350 meter og djupare i Egga-kanten. Områda i Egga-kanten er også viktige garnfelt, men det er ikkje registrert garnfiske av noko omfang i det området som er direkte omfatta av utbygginga. Konsumtrålfisket i det aktuelle området er karakterisert som avgrensa.

Utbygginga av Kristin-feltet vil medføre noko større ulemper for fiskeriaktiviteten i anleggsfasen enn i driftsfasen. I anleggsfasen vil i utgangspunktet fiske med alle typar reiskap kunne bli forstyrra mellombels. I driftsperioden vil konsekvensane for fiskeriaktiviteten i hovudsak vere knytte til arealbeslag frå faste installasjonar og tråling over rørleidningar. Rundt Kristin-plattformen vil det bli etablert ei tryggingssone med radius 500 meter. I tillegg har platformen eit ankerbelte med diameter på om lag 2,5 km. Det avgrensa trålfisket i området vil ikkje bli påverka av tryggingssona og ankerbeltet omkring platformen. Vurdert ut frå den avgrensa trålaraktiviteten i det aktuelle området er det venta at den planlagte utbygginga berre vil medføre avgrensa operasjonelle ulemper for trålarflåten.

4.3.4 Høyring av konsekvensutgreiinga

Departementet mottok konsekvensutgreiing for Kristin-prosjektet 23. mai 2001 og sende denne på offentleg høyring same dagen med høyringsfrist 24. august 2001. Høyringsuttalene vart så oversende operatøren og Statoil vart bedt om å gjere greie for korleis ein ville ta omsyn til dei innkomne uttalene. Deretter vart høyringsuttalene gjennomgått på møte mellom departementet og Statoil 5. september 2001.

På bakgrunn av mottekne høyringsuttaler frå Miljøverndepartementet og Statens forureiningstilsyn bad Olje- og energidepartementet Statoil som operatør for Kristin-prosjektet om å leggje fram den informasjonen som vart etterspurt av ovannemnde høyringsinstansar. I brev frå Olje- og energidepartementet av 21. september 2001 vart tilleggsinformasjonen frå Statoil oversend Miljøverndepartementet og Statens forureiningstilsyn. Ein viser òg til brev frå Statens forurei-

ningstilsyn av 3. oktober 2001. Olje- og energidepartementet ser på utredningsplikta som oppfylt.

Nedanfor følgjer ein gjennomgang av merkna-dene frå høyringsinstansane til konsekvensutgrei-inga for Kristin-feltet og departementet sine kom-mentarar til desse.

Miljøverndepartementet

Miljøverndepartementet viser til høyringsuttalen frå Statens forureiningstilsyn og framhevar spesi-elt SFT sin hovudkonklusjon om at konsekvensutgreiinga for Kristin-feltet er mangelfull når det gjeld å presentere dei alternative løysingane som har vore vurderte, og dei miljøkriteria som er lagde til grunn for valde tekniske løysningar.

Miljøverndepartementet ber Olje- og energi-departementet presisere overfor selskapa at det i seinare konsekvensutgreiingar i større grad må gjerast greie for alternative løysingar.

Olje- og energidepartementet sin kommentar

Olje- og energidepartementet er samd med Miljø-verndepartementet i at det er viktig at det blir gjort greie for alternative løysingar i konsekvens-utgreiingane.

Statoil opplyser at selskapet er kjent med at konsekvensutgreiinga skal beskrive dei alterna-tive utbyggingsløysingane som har vore vurderte, grunngi dei val som er gjort og gjere greie for dei kriteria som er lagde til grunn. Ved planlegginga av Kristin-utbygginga har det vore Statoil sitt mål å oppnå best mogleg lønsemd samtidig som ein har lagt til grunn at det skal nyttast den beste til-gjengelege teknologi for å redusere miljøskade-lege utslepp til luft og sjø. Det utbyggings-alternativ og dei miljøteknologiske løysingane som er valde gjennom planleggingsprosessen har blitt lagde til grunn for dei utrekningane av utslepp og dei konsekvensvurderingane som er presenterte i konsekvensutgreiinga. Statoil opp-lyser at selskapet har som mål å presentere dei aktuelle alternativa/løysningane som har vore vurderte i løpet av planleggingsprosessen på ein betre måte i seinare konsekvensutgreiingar, slik at dei behov styresmaktene har for innsyn i denne prosessen blir tekne betre vare på i samsvar med intensjonane i lovverket.

Statens forureiningstilsyn (SFT)

På bakgrunn av mottekne kommentarar frå Stat-ens forureiningstilsyn bad Olje- og energideparte-mentet om at Statoil som operatør for prosjektet la

fram gjennomførte vurderingar og talmaterial i samband med utslepp av produsert vatn, elektrisi-tetsforsyning frå land og injeksjon av CO₂. Nedan-for følgjer SFT sin høyringsuttale til konsekvens-utgreiinga for Kristin-feltet og kommentarar til til-leggsinformasjonen frå Statoil.

Statens forureiningstilsyn uttaler at dei finn konsekvensutgreiinga mangelfull når det gjelder omtale av alternative løysingar for kraftgenere-ring. SFT ber om at elektrifisering frå land fram-leis blir vurdert i den vidare prosjekteringsfasen, til liks med kraftutveksling/samordning mellom Kristin-feltet og andre plattformer/felt på Halten-banken. SFT reknar med at kraftforsyninga på Åsgard B blir basert på låg-NO_x teknologi innan 2007 dersom ikkje kraftforsyninga på plattform-a er basert på denne teknologien i dag. SFT reknar vidare med at eventuelle gassturbinar på Kristin-plattform-a blir installerte med låg-NO_x-teknologi og at eksportgassturbinen som føresett blir utstyrt med teknologi for gjenvinning av varme.

Det blir vidare bede om at separering og reinjeksjon offshore av CO₂ frå Kristin-gassen blir vurdert på nytt i den vidare prosjekteringsfasen og at dei reelle kostnadene ved ulike alternative CO₂-reduserande tiltak blir synleggjorde. Dersom ikkje delar av CO₂-innhaldet blir fjerna eller gas-sen blanda med CO₂-fattig gass offshore, føreset SFT at Statoil nyttar stålqualitetar som effektivt motstår korrosjon i transportrørleidningane for å unngå bruk av korrosjonshemmarar i rørleid-ninga, jf. krav om nullutslepp.

Statens forureiningstilsyn etterlyser vidare ei nærare vurdering av kva slag konsekvensar grøf-ting og steindumping vil ha for marine ressursar. SFT føreset at det ved kartlegginga av trasé òg blir lagt vekt på å registrere andre sårbare ressur-sar som måtte finnast på havbotnen. SFT ser behov for ei vurdering av kva grøfting og dum-ping inneber for artene i området på lang sikt og som tillegg til tidlegare operasjonar i området.

SFT føreset at operatøren har utarbeidd tal for miljøvise og økonomiske kostnader ved reinjek-sjon av produsert vatn og oppsamling av hydrau-likkvæske. SFT meiner det ville ha vore ønskjeleg å få desse kostnadene presenterte.

Statens forureiningstilsyn føreset at ein ved planlegging av boreprogramma vurderer alterna-tive vektstoff til barytt, til dømes ilmenitt.

SFT ventar at Statoil i den vidare prosjekte-ringsfasen vurderer bruk av gassmotorar som alternativ til dieselmotorar på boreriggjar og skyt-teltankarar.

Vidare meiner SFT at konsekvensutgreiinga for Kristin-feltet på fleire område manglar tilstrek-

keleg omtale av moglege alternative løysingar for utbygging og drift med omsyn til utslepp til luft. SFT grunngir dette med at dersom ikkje utslepp og kostnader ved alternative løysingar blir presenterte vil høyringsinstansane ikkje få godt nok grunnlag for å vurdere dei val som er gjort. SFT ventar at det i den vidare prosjekteringsfasen blir vurdert ulike utsleppsreducerande tiltak i samband med boring, brønntesting og oppreinsking.

Statens forureiningstilsyn ventar at dei beste tilgjengelege teknikkar blir nytta ved etablering av gjenvinningsanlegg for nmVOC og ved etablering av fakkelsystem for å redusere utsleppet frå fakling.

SFT ber òg operatøren om å grunngi valet av responstid ved vassøyleovervaking.

Olje- og energidepartementet sin kommentar

Når det gjeld produsert vatn, er det valt ei løysing der dette blir sleppt ut saman med kjølevatn. Ved at H₂S-fjerning frå gassen skal gjerast på Kårstø unngår ein offshore bruk av kjemikaliar for fjerning av H₂S. Dette inneber at miljølempene knytte til utslepp av produsert vatn blir vesentleg reduserte. I planleggingsprosessen for Kristin-prosjektet er det vurdert ei rekkje tiltak for å redusere miljøbelastninga frå utslepp av produsert vatn. Ein viser til at omtale av dei vurderte tiltaka og nærare omtale av forventa bruk av hydraulikkvæske vart oversende SFT 21. september 2001.

Statoil opplyser at det er stilt svært strenge krav til teknisk kvalitet på boreslammet på grunn av høgt trykk og høg temperatur på Kristin-feltet. Ilmenitt som vektstoff er sett på som alternativ til barytt, og vil bli løpande vurdert fram mot borestart. Uttesting av dette vektstoffet har i den seinare tida vist ei svært positiv utvikling. For å minimalisere forbruk og utslepp av vassbasert boreslam vil ein nytte det nye Total Fluid Management-systemet, slik at mest mogleg av boreslammet blir nytta opp att. Spørsmålet om boreslam vil bli endeleg behandla i utsleppssøknaden.

Departementet viser til at utrekningar frå Statoil av kva det ville koste å dekkje kraftbehovet på Kristin-plattformen gjennom ein elektrisitetskabel frå land, og kva dette ville medføre med omsyn til endra utslepp til luft, vart oversende SFT 21. september 2001. Utrekningane viser at elektrifisering av Kristin-plattformen frå land medfører auka investeringar på rundt 1 mrd. kroner i forhold til kraftproduksjon frå gassturbinar.

Når det gjeld kraftutveksling mellom Kristin-feltet og andre felt på Haltenbanken, opplyser

Statoil at ei meir effektiv utnytting av kraftproduksjonen gjennom kraftutveksling mellom ulike felt og installasjonar på sokkelen blir sett på som eit interessant alternativ til elektrisitetsforsyning frå land. Statoil har valt å sjå på ei løysing med kraftutveksling mellom Kristin-feltet og Åsgard B. Åsgard B er i dag utstyrt med to turbinar. Den eine er ein single-fuel turbin med låg-NO_x-teknologi, og den andre er ein dual-fuel turbin utan låg-NO_x-teknologi. Ved ei samordning mellom Kristin-feltet og Åsgard vil ein på Kristin-feltet kanskje kunne klare seg med berre ein single-fuel turbin med låg-NO_x-teknologi. Dette føreset at i periodar med nedstenging av turbinen på Kristin-feltet må ein køyre begge turbinane på Åsgard B. Under føresetnad av at den eine turbinen på Åsgard B er dual-fuel utan låg-NO_x-teknologi, og at det ikkje blir knytt satellittfelt til Åsgard B og Kristin-feltet, er det rekna ut at ei slik samordning mellom Kristin-feltet og Åsgard vil innebere samla reduserte CO₂-utslepp frå Åsgard og Kristin på 160 000 tonn, rekna over Kristin-feltet si levetid. Tilsvarende vil NO_x-utsleppa bli reduserte med 165 tonn. Samordning kan følgjeleg under gitte føresetnader gi reduserte utslepp av CO₂ og NO_x, sjølv i ein situasjon der den eine turbinen på Åsgard B er ein dual-fuel utan låg-NO_x-teknologi.

Statoil opplyser at kraftutveksling mellom Kristin-feltet og Åsgard B er vurdert til å innebere uvisse med omsyn til drift, regularitet og framtidig kraftbehov i området. Operatøren vil i den vidare prosjekteringa halde fram med å utgreie ei løysing med kraftutveksling mellom dei to plattformene.

Når det gjeld kraftgenerering, er det planlagt låg-NO_x-teknologi på begge turbinane på Kristin-plattformen. Vidare planlegging vil avklare kor vidt den eine turbinen må erstattast med ein dual-fuel turbin av tekniske årsaker. På dette stadiet i planlegginga synest det rimeleg avklart at det teknisk sett vil vere mogleg å nytte to single-fuel turbinar med låg-NO_x-teknologi.

Statoil opplyser vidare at det vil bli gjort ei vurdering av turbinane på Statoil sine installasjonar i lys av IPPC-direktivet sine krav om reduserte utslepp. Dette gjeld òg turbinane på Åsgard B. Det er likevel for tidleg å seie noko om konklusjonane på desse vurderingane, eller om kostnadene knytte til eventuelle tiltak for å oppfylle krava i direktivet.

Når det gjeld CO₂-reducerende tiltak, viser ein til at omtale av kostnader knytte til offshore fjerning av CO₂ frå brønnstraumen og reinjeksjon av denne offshore, og omtale av høvet til å skilje ut CO₂ frå turbinar og reinjisere denne offshore,

vart oversende SFT 21. september 2001. Utrekningane viser at ei løysing der ein dekkjer kraftbehovet på Kristin-plattformen gjennom ein elektrisetskabel frå land medfører auka investeringar på rundt 1 mrd. kroner i forhold til kraftproduksjon frå gassturbinar på plattformen. Kostnadene ved å fjerne CO₂ frå brønnstraumen og reinjiserer gassen i reservoaret er høge. Det er vidare ikkje noko godt eigna reservoar for injeksjon av CO₂-gass i Haltenbanken-området. Utrekningane viser at reinjeksjon av CO₂ frå turbinar vil innebere auka investeringskostnader på 2 130 mill. kroner. På grunn av dei høge investeringskostnadene og at det ikkje finst eit eigna reservoar for injeksjon av gassen blir dette ikkje anbefalt gjennomført.

Statoil opplyser at grøfting og steindumping vil bli nødvendig for å stabilisere røyrleidningane, verne dei mot ytre påkjenningar og unngå frie spenn som kan vere til ulempe for fiskeriaktiviteten. I konsekvensutgreiinga er omfanget av steindumpinga, talet på km grøfter og venta mengd stein omtalt. Omfanget av steindumping bli søkt minimalisert gjennom ein kombinasjon med grøfting/nedspyling på dei høgaste partia. Fartøyet som vil bli nytta til steindumping vil vere utstyrt med nedføringsrøyr og kamera for å gjere dumpinga meir treffsikker, og ein fjernstyrt undervassfarkost ombord som kontrollerer utført arbeid. Når det gjeld konsekvensar av steindumping og grøfting for marine ressursar på lang sikt og som tillegg til tidlegare operasjonar i området, vil denne problemstillinga vere meir aktuell å vurdere i samband med Regional konsekvensutgreiing for Norskehavet.

Det er ikkje avdekt korallrev som er høgare enn fem meter i førehandskartleggingar i Kristin-området. Det vil bli gjennomført detaljkartleggingar av havbotnen før plassering av installasjonar på havbotnen og legging av røyrleidningar. Desse vil avdekkje eventuelle førekomstar av korallar lågare enn fem meter. Havforskningsinstituttet vil bli involvert i diskusjonar med omsyn til korleis ein kan unngå å skade eventuelle påviste korallar.

Når det gjeld boreriggar, opplyser Statoil at det per i dag ikkje er tilgjengeleg riggar med gassmotorar. Gassmotorar som alternativ til dieselmotorar ville krevje monalege omleggingar. Dette har samband med at gass frå feltet ikkje er tilgjengeleg som drivstoff før etter at produksjonen frå produksjonsplattformen har starta. Gass måtte eventuelt skaffast gjennom oppankra tankskip, eller gjennom fylling på gasstankar plasserte ombord på boreriggen. Begge delar representerer vesentlege tekniske utfordringar. Ein eventuell vinst i form av reduserte utslepp til luft vil først

kunne reknast ut når den tekniske løysinga er på plass. Statoil ser det ikkje som naturleg å utgreie gassmotordrift av boreriggar som ein del av Kristin-prosjektet. Transport av kondensat frå Kristin-feltet vil skje med leigde skytteltankarar. Det vil ikkje bli dedikert ein eigen skytteltankar til Kristin-prosjektet. Pr. i dag er det heller ikkje tilgjengeleg skytteltankarar med gassmotordrift. For å oppfylle krav frå styresmaktene om reduserte utslepp av nmVOC frå bøyelasting og transport av olje og kondensat blir det vurdert fleire alternative tekniske løysingar på skytteltankarane. Ei av dei løysingane som har vore vurderte er å nytte avdampinga frå oljelasta som drivstoff for skipsmotorane. Pr. i dag synest likevel andre alternativ å framstå som betre. Statoil opplyser at selskapet ikkje ser det som naturleg at spørsmålet om drivstoff på skytteltankarane blir utgreidd som ein del av Kristin-prosjektet.

Når det gjeld tiltak for å redusere utslepp til luft i samband med boring, brønntesting og oppreinsking, opplyser Statoil at omfanget av brønnoppreinsking og klargjering av brønnane vil bli søkt redusert så mykje som mogleg for å redusere utslepp til luft og sjø, for å auke tryggleiken på riggen og for å redusere kostnadene. Samtidig er det viktig at dette ikkje går ut over brønnane sitt produksjonspotensial. Direkte tilbakestrøyming til produksjonsplattformen er vurdert, men det er fare for at dette vil gi plugging av produksjonssystemet og redusert produksjonspotensial i den svært vanskelege og tette geologiske formasjonen på Kristin-feltet. I den vidare planlegginga vil ein på ny vurdere høvet til å gjere ein større del av brønnoppreinskinga direkte mot plattformen. I denne vurderinga vil ein òg sjå på miljøkonsekvensane. Dersom denne løysinga kan gjennomførast, vil det føre til betre tryggleik på boreriggen. Dette spørsmålet vil bli nærare behandla i utsleppssøknaden.

Statoil opplyser at kravet frå styresmaktene til gjenvinning av nmVOC i samband med bøyelasting og frakt av kondensat vil bli oppfylt gjennom at skytteltankarar blir utstyrte med gjenvinningsanlegg som møter designkravet på minst 78 pst. gjenvinning ved 95 pst. regularitet. Statoil opplyser vidare at utslepp frå fakkelsystemet på Kristin-feltet vil bli redusert først og fremst ved at det er planlagt lukka høgtrykksfakkel. Trykket i produsert-vatn-systemet er i tillegg heva slik at dei store kjeldene til fakkel går til høgtrykksfakkelen. Det er vidare valt eit system med open lågtrykksfakkel som ved dei små gassmengdene det er snakk om vil gi reduserte utslepp samanlikna med eit lukka system. Eit alternativ med ein pilot-

flamme som alltid brenn ville medføre større utslepp til luft rekna som CO₂-ekvivalentar.

Når det gjeld valt responstid ved vassøyleovervaking, inngår dette som ein del av det regionale planverk for planlagte produksjonsaktivitetar i Norskehavet i regi av Norsk Oljevernforening for Operatørselskap (NOFO). SFT og NOFO har i samarbeid finansiert ei oppgradering av Det norske meteorologiske institutt sin varslingsmodell til å inkludere spreing i vassmassane av ulike oljetypar. Utrekningane av spreing vil kunne skaffast fram i løpet av en time, og gi grunnlag for vurdering av miljørisiko og eventuell vidare mobilisering av NOFO sine avtalepartnarar for undersøkingar i etterkant. Responstida er her definert som tida frå ein eventuell miljørisiko er identifisert på grunnlag av spreingsutrekningane, til prøvetakingsutstyr er i operasjon på feltet. I NOFO sitt planverk er det lagt til grunn ei responstid på 48 timar. Før boring på Kristin-feltet startar i 2003 skal det sendast inn ein samtykkjesøknad som skal behandlast av styresmaktene. I denne søknaden vil forhold knytte til beredskapen bli behandla, under dette òg responstida for vassøyleovervaking.

Fiskeridepartementet

Fiskeridepartementet støttar uttalene frå Fiskeridirektoratet og Havforskningsinstituttet og ber om at desse blir følgde opp i den vidare planlegginga.

Fiskeridirektoratet

I uttalen frå Fiskeridirektoratet blir det bedt om at eventuelle mellombels tryggingssoner i samband med anleggsarbeidet ikkje blir større enn nødvendig for å få arbeidet utført på ein sikker måte. Fiskeridirektoratet påpeikar vidare at alt arbeid som legg beslag på areal må kunngjerast på ein tilfredsstillande måte og at det må engasjerast vaktbåtar dersom det er fare for skade på ting som ikkje er dekte til.

Fiskeridirektoratet viser til at det ikkje går føre seg vesentleg trålfiske i området, og peiker på at fiske med line må kunne skje inn til tryggingssona 500 meter frå plattform.

Vidare ber Fiskeridirektoratet om at steinfyllingar må utformast på ein gunstig måte i forhold til trålfiske og at på grunn av fare for fastkøyring av trålreiskap må frie spenn på røyrleidninga unngåast.

Fiskeridirektoratet viser vidare til at endelege røyrleidnings-/kabeltrasear må bli klarerte med Havforskningsinstituttet dersom korallrev blir

påvist og ber om at Fiskeridirektoratet får høve til å ha ein observatør ombord i røyrleggings/steindumpingsfartøy på utbyggjaren si rekning.

Fiskeridirektoratet viser òg til at posisjonar på installasjonar, kablar og røyrleidningar må kunngjerast i samsvar med forskriftene.

Olje- og energidepartementet sin kommentar

Departementet legg til grunn at Statoil tek til etterretning merknadene frå Fiskeridirektoratet når det gjeld storleiken på tryggingssoner, behovet for kunngjering av arbeid som legg beslag på areal og behovet for vaktbåtar. Statoil opplyser at det ikkje vil vere noko til hinder for fiske med line utanfor tryggingssona på 500 meter. Departementet legg til grunn at kommentaren som gjeld kunngjering av posisjonar blir teken til etterretning. Departementet legg vidare til grunn at Statoil merkjer seg kommentarane som gjeld steinfyllingar og frie spenn og at ein vil søke å minimalisere ulempene knytte til slike forhold.

Statoil opplyser at selskapet stiller seg positivt til Fiskeridirektoratet sitt ønskje om å ha observatør om bord i steindumpingsfartøyet og røyrleggingsfartøyet. Fiskeridirektoratet vil bli kontakta for nærare avtaler omkring dette. Statoil understrekar i denne samanhengen at det er viktig at alle forhold omkring steindumping og val av trasé for røyrleidningar er avklarte før arbeidet med røyrlegging og steindumping startar. Når arbeidet er sett i gang, vil det ikkje vere mogleg å gjere endringar eller avbrot. Av denne grunnen føreset Statoil at alle nødvendige avklaringar i forhold til fiskeriinteressene skjer gjennom dialogen med Fiskeridirektoratet før røyrleggingsarbeidet startar.

Havforskningsinstituttet

Havforskningsinstituttet har uttalt at konsekvensutgreiinga for Kristin-feltet gjer tilfredsstillande greie for konsekvensane av verksemda på marint miljø.

Havforskningsinstituttet ber om at det ved val av trasé og ved røyrlegging blir teke mest mogleg omsyn til eventuelle unike område med kaldtvas-skorallar og viser til at det vil kunne vere nyttig å få tilgang til den informasjonen som Statoil samlar inn om naturtypene i utbyggingsområdet, då dette vil vere av stor interesse for Havforskningsinstituttet si eiga kartlegging av havbotn og naturtypar på midtnorsk sokkel. Informasjonen vil òg vere svært viktig for framtidig dokumentasjon på miljøverknadene av Kristin-utbygginga.

Havforskningsinstituttet peiker på kunnskapshol når det gjeld verknader av operasjonelle utslepp av borevæske/borekaks og produksjonsvatn, og ber spesielt om at utbyggar må påleggjast å undersøkje korleis boreslam påverkar kaldtvasskorallar.

I uttalen blir det bede om at utbyggar blir pålagt å gjennomføre undersøkingar for å kartlegge om utslepp av vassbasert boreslam negativt påverkar kaldtvasskorallar i regionen.

Havforskningsinstituttet føreset at Miljøvern-departementet ved SFT pålegg Statoil å gjennomføre overvaking for å dokumentere verknadene Kristin-utbygginga får på marint miljø og viser til at informasjonen som blir samla i overvåkingsprogrammet bør nyttast i framtidige konsekvensutgreiingar for utbyggingsområdet og regionen.

Olje- og energidepartementet sin kommentar

Det blir vist til at det i konsekvensutgreiinga blir relativt detaljert omtalt korleis Statoil vil gå fram for å hindre skade på eventuelle område med kaldtvasskorallar. Departementet legg til grunn at Statoil vil halde Havforskningsinstituttet orientert om dette arbeidet.

Som omtalt i konsekvensutgreiinga vil tiltak bli nærare vurderte dersom det blir avdekt korallførekomstar innanfor dei områda som venteleg vil bli sterkt påverka av boreslam. Statoil opplyser at dette i første omgang vil innebære at ein søker å oppnå størst mogleg avstand mellom førekomsten og utsleppsstaden for boreavfall. Dernest kan det innebære at ein set i gang spesielle overvåkingsprogram, og det vil då vere naturleg at dette skjer i dialog med Havforskningsinstituttet. Når det gjeld undersøkingar om korleis boreslam påverkar kaldtvasskorallar viser ein vidare til forslag til utgreiingsprogram for Regional konsekvensutgreiing for Norskehavet som vart sendt på høyring 24. september 2001. I forslaget er det føreslått ein eigen litteraturgjennomgang på korleis boreslam påverkar kaldtvasskorallar. Før den nemnde litteraturgjennomgangen er gjort og før det eventuelt er påvist korallar i Kristin-området, er departementet av den oppfatning at det ikkje vil vere rett å knyte eit pålegg om slike undersøkingar til Kristin-prosjektet.

Møre og Romsdal fylkeskommune

Møre og Romsdal fylkeskommune uttaler at omsynet til samfunnsøkonomi i kommande felt må telje med ved eit eventuell vedtak om ilandføring av kondensat.

Møre og Romsdal fylkeskommune uttaler vidare at den ser positivt på operatøren sitt mål om å ha 50 pst. av dei offshoretilsette frå regionen og at dei årlege regionale leveransane til drift og vedlikehald blir vurderte til om lag 50 pst. Fylkeskommunen oppfordrar til at det blir utarbeidd ein grundig dokumentasjon av arbeidet med å nå desse måla.

Møre og Romsdal fylkeskommune meiner at Statoil bør lokalisere delar av sine drifts- og base-miljø for alle Statoil-opererte felt i Norskehavet i Kristiansund.

Olje- og energidepartementet sin kommentar

Eventuell ilandføring av kondensat gjennom røyrleidning vil måtte bli gjenstand for eigne planprosessar med tilhøyrande konsekvensutgreiingar.

Det blir vidare vist til at regionale leveransar til drifta av Kristin er utrekna på basis av erfaringstal og kjennskap til leverandørindustrien, og Statoil sine erfaringar frå tidlegare utbyggingsprosjekt. Det er derfor ikkje dekkjande å omtale tala for regionale leveransar og regionale verknader for sysselsetjinga som Statoil sine målsetjingar. Tildelingar av kontraktar vil skje etter anbodsprinsippet, og delen av nasjonale og regionale leveransar vil avhenge av kor konkurransedyktige norske og regionale bedrifter viser seg å vere. Det er òg grunn til å understreke at det er stor uvisse knytt til slike prognosar, og tala må oppfattast som eit overslag over kor store leveransane kan bli. Stipulerte leveransar er nytta som ein del av grunnlaget for utrekning av konsekvensane for sysselsetjinga, og det er derfor knytt tilsvarende uvisse til sysselsetjingstala.

Kristiansund kommune

Kristiansund kommune uttaler at den er nøgd med valet av Kristiansund som forsynings- og helikopterbase for utbygging og drift av Kristin-feltet, og oppfordrar Statoil til ei større samordning av drifts- og forsyningsoppgåver i Kristiansund.

Kristiansund kommune oppfordrar Statoil til å ha ambisjonar om større prosentdel for regional industri. Kristiansund kommune ber om ei meir utfyllande omtale av samfunnsøkonomiske verknader, særleg effektar for sysselsetjinga og peiker på at det i konsekvensutgreiinga ikkje er framlagt oversikt som gir høve for å vurdere regionale vs. nasjonale sysselsetjingsverknader fordelt på investerings- og driftsfasen.

Kommunen ser positivt på vurderingane rundt ilandføring av kondensat og ber om at desse vurderingane inkluderer ein analyse av samfunnsøkonomisk lønsemd i forhold til framtidige felt på Haltenbanken.

Olje- og energidepartementet sin kommentar

Når det gjeld ilandføring av kondensat, blir det vist til kommentarane til Møre og Romsdal fylkeskommune.

Dei samla sysselsetjingsverknadene av Kristin-utbygginga er utrekna til 24 000 årsverk i utbyggingsfasen fram til og med år 2006. Av dette er i alt 1 700 årsverk (om lag 7 pst.) rekna å vere regionale sysselsetjingsverknader. For eit «normalt» driftsår er driftskostnadene for Kristin-feltet utrekna til ca. 330 mill. kroner. Av dette er den regionale delen utrekna til 170 mill. kroner. Dette er venta å gi ein regional sysselsetjingsverknad på 390 årsverk i eit normalår. I utbyggingsfasen er det venta at den regionale sysselsetjingsverknaden kan gi 550-600 årsverk per år i den mest intensive perioden. Det er i konsekvensutgreiinga stipulert ei offshore bemanning på om lag 100 årsverk og ei bemanning i landorganisasjonen i Stjørdal på omlag 25 årsverk. For offshorebemanninga er det vurdert at rundt halvparten kan komme frå regionen. Òg når det gjelder landorganisasjonen må ein vente at ein del blir rekruttert utanfor regionen.

Felles oljepolitisk utval for Trøndelag (FOPUT) og Nord-Trøndelag fylkeskommune

Felles oljepolitisk utval for Trøndelag og Nord-Trøndelag fylkeskommune meiner det må leggjast vesentleg vekt på at utbyggar medverkar til størst mogleg ringverknader både i utbyggings- og driftsfasen av Kristin-feltet og andre felt i Norskehavet for næringslivet i Trøndelag, og at utbyggar må talfeste slike ringverknader. Ein støttar at driftsorganisasjonen for Kristin-feltet blir integrert i eksisterande driftsmiljø i Stjørdal og høyringsinstansane meiner Statoil aktivt må medverke til at skroget til Kristin-prosjektet blir bygt i Midt-Noreg.

Høyringsinstansane ser positivt på at Statoil har eit mål om å rekruttere 50 pst. av dei offshoretilsette frå regionen, og at dei årlege regionale leveransane blir vurderte til om lag 50 pst. Dei ønskjer ei utrekning på førehand av kor stor del av varer og tenester som kan ventast frå respektive Nord-Trøndelag og Sør-Trøndelag i driftsperi-

oden, og ei omtale av kva aktive tiltak Statoil vil bruke for å auke prosentdelen av regionale leveransar.

I uttalen frå FOPUT blir det vist til at dei ved fleire høve har peikt på at det ut i frå fleire forhold bør etablerast ein helikopterfunksjon på Værnes. Utvalet ventar at Olje- og energidepartementet tek eit samordningsansvar slik at alle sider ved lokalisering av ein helikopterfunksjon på Værnes blir utgreidde.

Olje- og energidepartementet sin kommentar

Det blir vist til at den utbyggingsløyisinga som er vald inneber lokalisering av driftsorganisasjonen til Stjørdal. Det blir vidare vist til at det er stor uvisse knytt til overslaga over regionale effektar med omsyn til leveransar og sysselsetjing, og dei må oppfattast som eit bilete på kva som kan bli resultatet. I konsekvensutgreiinga er tala presenterte for regionen, som er definert til fylka Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag og Nord-Trøndelag. Ei ytterlegare detaljering ville auke uvissa i tala vesentleg.

Når det gjeld uttalen om tiltak for å auke den regionale delen av varer og tenester frå Trøndelag, blir det vist til at når det gjeld kor stor del av leveransane som vil komme frå Trøndelag så vil det avhenge av kor konkurransedyktige selskapa i fylket viser seg å vere, jf. kommentaren til Møre og Romsdal fylkeskommune.

Departementet viser til at Værnes tidlegare er vurdert som mindre eigna enn både Kristiansund og Brønnøysund som utgangspunkt for helikoptertransport til felta i Norskehavet. Blant anna har Helikopter Service gjennomført ein studie rundt tryggleiken for ein eventuell helikopterbase på Værnes som viser at det vil vere problem knytt til forhold som ising, turbulens og skyer i luftkorridoren. Det blir elles vist til tidlegare kommentarar.

Stjørdal kommune

Stjørdal kommune sluttar seg til vedtaket i Felles oljepolitisk utval for Trøndelag.

Møre og Romsdal fylkeskommune, Kristiansund kommune, FOPUT og Stjørdal kommune

Ovannemnde høyringsinstansar peiker alle på at ei utviding av transportkapasiteten i Åsgard Transport må vurderast opp mot alternative transportveggar og aktuelle industrielle planar i Midt-Noreg.

Olje- og energidepartementet sin kommentar

Kristin-prosjektet vil utnytte ledig transportkapasitet i Åsgard Transport, og prosjektet inkluderer ikkje investeringar for å auke transportkapasiteten. Åsgard Transport har òg kapasitet til å transportere gass frå eventuelle satellittutbyggingar til Kristin-feltet, men kapasiteten vil kunne bli ein flaskehals ved eventuelle innfasingar av nye felt.

4.4 Departementet si vurdering av utbyggingsplanane

I si vurdering av utbygging av gassfelt er departementet oppteke av kva slag løysingar som gir den største samla samfunnsøkonomiske verdiskapinga. Samtidig må miljøaspektet ha særskilt vekt. Departementet har bede Oljedirektoratet vurdere utbyggingsplanane for Kristin-feltet. I brev med vedlegg av 10. september 2001 la Oljedirektoratet overfor departementet fram si vurdering av utbyggingsplanane. I brev av 17. oktober 2001 til Olje- og energidepartementet kom direktoratet med utfyllande vurderingar.

4.4.1 Tryggleik og arbeidsmiljø

Departementet mottok brev av 14. september 2001 frå Arbeids- og administrasjonsdepartementet (AAD) som har ansvaret for å vurdere tryggleiken ved plan for utbygging, anlegg og drift av Kristin-feltet. AAD har lagt fram planane for Oljedirektoratet (OD) som konstaterer at prosjektet kan gjennomførast innan akseptable rammer når det gjeld tryggleik og arbeidsmiljø. I si vurdering har OD spesielt lagt vekt på følgjande forhold:

Sjølv om operatøren for å redusere faren for ukontrollert gass i borehola (brønnsparke) har innført strenge operasjonsprosedyrar, er likevel faren for brønnsparke i brønnar med høgt trykk og høg temperatur større enn i brønnar med lågare trykk og temperatur. Regelverket stiller strenge krav blant anna til kvalitet på innretning, utstyr og operasjonar for å handtere dei utfordringane feltet representerer med omsyn til høgt trykk og høg temperatur. Operatøren må derfor identifisere kva slags krav som må stillast til dei innretningane som skal utføre desse operasjonane og setje i verk tiltak for å få tilgang til nødvendige innretningar

som møter desse krava. OD peiker på at ein av dei klaraste føresetnadene for å kunne normalisere situasjonen etter brønnsparke er å nytte ei boreinnretning med svært høg kapasitet til å liggje i posisjon.

Utforminga av røyrledningssystemet og stigerøyra på Kristin-plattformen er basert på eit trykk lågare enn maksimalt brønntrykk. Det valte systemet for trykkvern har tidlegare vore nytta på plattformer, men dette er første gongen det er planlagt for bruk under vatn. OD peiker på at systemet derfor må kvalifiserast for bruk på Kristin-feltet og at det er viktig at operatøren har sterkt fokus på gjennomføring av det planlagte kvalifiseringsprogrammet og fortløpande evaluering av dei oppnådde resultata. OD nemner vidare at det er viktig at operatøren som ein del av den vidare prosjekteringa vurderer grundig løysinga som blir valt for trykkvern, inkludert plassering av ventilane for trykkavlasting på stigerøyret.

Kristin-feltet har høgt trykk og høg temperatur i reservoaret. Det står att å kvalifisere delar av teknologien som er nødvendig for å kunne bore, halde ved like og produsere brønnar på ein måte som er forsvarleg ut frå omsyn til tryggleiken. Den teknologiutviklinga som er nødvendig for å sikre forsvarleg drift og optimal produksjon må intensiverast. For å ha tilstrekkeleg fleksibilitet til å finne alternative løysingar som ivaretek krava til tryggleik må det gjennomførast ein uavhengig revisjon av teknologikvalifiseringa som må leggjast fram for styresmaktene.

Arbeids- og administrasjonsdepartementet presiserer at det kan vere avgrensa tilgang til innretningar som kan gjennomføre boreoperasjonane på ein forsvarleg måte og føreset at operatøren planlegg for og sikrar seg tilgang til innretningar.

Operatøren har overfor departementet gitt til kjenne at dei sluttar seg til OD sine synspunkt rundt brønnsparke. Ved sida av å gjere bruk av rigginnetning som skal vere kvalifisert til å utføre ein sikker bore- og brønnoperasjon på Kristin-feltet blir det derfor arbeidd parallelt med å få ned faren for brønnsparke ved å redusere geologisk uvisse. Samtidig vil det i løpet av våren 2002 bli gjennomført ei repossessering av seismiske data, noko som vil medføre ein meir nøyaktig posisjon av strukturen. I det nordaustlege segmentet av Kristin-feltet blir det òg vurdert å bruke alternativt foringsrøyrprogram, noko som kan redusere faren for brønnsparke vesentleg.

Tabell 4.4 Utvinnbare ressursar

	P90	Forventingsestimat	P10
Mengd våtgass som kan utvinnast (mrd. Sm ³)	27,3	42,2	55,5
Mengd kondensat som kan utvinnast (mill. Sm ³)	21,7	34,6	46,7

4.4.2 Ressursar

I Oljedirektoratet si vurdering blir det vist til at operatøren har gjennomført ei omfattande vurdering av ressursane i Kristin-reservoaret, under dette sensitivitetsanalysar. Operatøren sine utrekningar viser at det er vesentleg uvisse knytt til kor store ressursar som kan utvinnast frå Kristin-feltet. Tabell 4.4 viser operatøren sine overslag over dei ressursane som kan utvinnast og utrekna P10- og P90-estimat.

Uvisse i ressursane er reflektert i det spennet som er oppgitt for P10- og P90-estimata der operatøren vurderer det slik at det er 10 pst. sannsyn for at mengd våtgass som kan utvinnast er høgare enn 55,5 mrd. Sm³ og 10 pst. sannsyn for at mengd våtgass som kan utvinnast er lågare enn 27,3 mrd. Sm³.

Oljedirektoratet kommenterer i si vurdering den store uvisse rundt storleiken på reservane som kan utvinnast på Kristin-feltet og peiker på at fleire faktorar kan trekkje ned i forhold til operatøren sine overslag. OD kommenterer at høgt trykk og høg temperatur aukar faren for redusert utvinning som følgje av boreproblem og tap av brønningar og at det ikkje vil vere teknisk mogleg å bore nye brønningar i ein lang periode etter at trykket blir redusert i feltet. OD peiker på at operatøren i ressursoverslaget ser ut til å ha undervurdert faren for redusert utvinning som følgje av dette.

På bakgrunn av uvisse rundt ressursmengda i Kristin-reservoaret har operatøren gjennomført vurderingar av kompensierende tiltak dersom det viser seg at ressursmengda i Kristin-reservoaret er lågare enn venta. Det viktigaste kompensierende tiltaket vil vere å utvikle og knyte inn reservar frå området rundt Kristin-feltet mot Kristin-plattformen. Produksjon frå funna i området rundt Kristin-feltet vil medverke til auka utnytting og betre lønsemd av investeringane på Kristin-feltet. Eit anna kompensierende tiltak som blir vurdert vil vere å redusere talet på botnrammer og endre plasseringa deira.

Fleire funn i nærleiken av Kristin-feltet kan seinare bli aktuelle å byggje ut og knyte til Kristin-plattformen. Dette gjeld i første rekkje funna

Erlend, Lavrans og Morvin og eventuelle nye funn og prospekt i nærområdet til Kristin-feltet. Det er per i dag stor uvisse knytt til storleiken på ressursgrunnlaget i desse funna og om storleiken på funna forsvare utvinning. I Oljedirektoratet si vurdering blir det vist til at avgjerd om utbygging av tilleggsressursar i området må takast på eit seinare tidspunkt etter nærare avklaring av blant anna ressursmengda i funna.

4.4.3 Økonomien i prosjektet

Dei totale investeringskostnadene for Kristin-feltet og tilhøyrande røyrleidningar for transport av gass og kondensat er av operatøren vurderte til 15 990 mill. kroner. Operatøren sine utrekningar ved dei føresetnadene som er lagt til grunn i plan for utbygging, anlegg og drift, viser at noverdien av framtidige inntekter og kostnader ved 7 pst. kalkulasjonsrente før skatt er på 8 950 mill. kroner. Noverdien etter skatt ved 8 pst. kalkulasjonsrente er utrekna til 1 530 mill. kroner.

I operatøren sin analyse av økonomien i prosjektet er det gjennomført ei omfattande uvisse-vurdering. Vurdering av uvisse er gjennomført ved uvisseanalysar av alle kostnadsestimata ved bruk av Monte Carlo-simulering (uvissemodell) der ein tek omsyn til innbyrdes påverknad og samvariasjon mellom eventuelle hendingar som kan inntreffe. I uvisseanalysen er spesifikke hendingar som kan gi kostnadsauke blitt identifiserte og det er rekna ut kor truleg det er at desse hendingane skal inntreffe og dei økonomiske konsekvensane av desse hendingane. Blant desse hendingane er kor truleg det er at ein vil lukkast med forskjellige program for teknologikvalifisering.

Tabell 4.5 viser dei investeringskostnader operatøren ventar seg og P10- og P90-estimat utrekna på bakgrunn av ovannemnde uvissemodell.

Uvisse i kostnadstala er reflektert i det spennet som er gitt for P10- og P90-estimata der operatøren vurderer det slik at det er 10 pst. sannsyn for at kostnadene blir lågare enn 14 321 mill. kroner og 10 pst. sannsyn for at kostnadene blir høgare enn 18 758 mill. kroner.

Tabell 4.5 Investeringskostnader

	P90	Forventingsestimater	P10
Investeringar (mill. NOK)	18 758	15 990	14 321

Oljedirektoratet viser i si vurdering av utbyggingsplanane for Kristin-prosjektet til at det er uvisse rundt investeringskostnadene knytte til teknologikvalifisering, boring og drift av feltet. OD peiker på at slik uvisse kan føre til høgare kostnader enn det operatøren har utrekna. Utfordringane gitt av høg temperatur og høgt trykk vil kunne føre til auka borekostnader. Dette fordi det må stillast krav til val av borerigg som kan resultere i høge riggratar og/eller det kan oppstå problem under boring av brønnane som kan resultere i redusert boreframdrift. Operatøren har i utbyggingsplanane for Kristin-feltet gjort greie for korleis dei vurderer uvisse rundt dei estimerte bore- og kompletteringskostnadene. Operatøren har gitt til kjenne overfor departementet at dei vurderer at dei budsjetterte kostnadsoverslaga for bore- og kompletteringsaktivitetar ligg innanfor eit realistisk forventings- estimat, men opplyser at P90-estimatet vil kunne bli høgare enn det som er lagt til grunn for plan for utbygging, anlegg og drift då arbeidet med tekniske krav til borerigg ikkje er slutført enno og at rigg ikkje vil bli kontrahert før våren 2002. Operatøren har rekna ut at ved å auke den føresette riggraten frå eit marknadsnivå ut frå marknaden i dag til ein høg rate, vil prosjektet sin noverdi reduserast med 610 mill. kroner ved 7 pst. kalkulasjonsrente før skatt frå 8 950 til 8 340 mill. kroner.

Felt med så høgt trykk som Kristin-feltet er hittil ikkje blitt bygde ut på norsk sokkel. Oljedirektoratet kommenterer i si vurdering at det i kostnadsestimatet for undervassinstallasjonane er teke omsyn til spesielle utfordringar knytte til høgt trykk og høg temperatur. Operatøren har vidare overfor departementet opplyst at det er iverksett arbeid rundt ulike tiltak i Kristin-prosjektet knytte til utfordringane som høgt trykk og høg temperatur medfører.

Vidare peiker Oljedirektoratet på at erfaring frå andre utbyggingar på norsk sokkel har vist at ein ofte undervurderer faren for kostnadsauke for utbyggingar med omfattande teknologiutvikling slik som Kristin-feltet. Operatøren har overfor departementet opplyst at dei meiner det er stort sannsyn for å lukkast med teknologikvalifiseringa som er aktuell for Kristin og at det er teke høg

for uvisse som dette representerer i investerings-estimatet. Samanlikna med einingskostnader for undervass produksjonsstasjonar, brønnstraumsrøyr og stigerør for Åsgard-prosjektet, er estimatet for Kristin-feltet rundt 70-100 pst. høgare. Dette robuste investeringsestimater for Kristin-feltet skuldast i vesentleg grad uvisse som følgje av kvalifiseringsaktivitetar som står att og forhold rundt høgt trykk og høg temperatur.

I det totale kostnadsestimatet som er lagt til grunn for Kristin-prosjektet er det lagt inn 1 769 mill. kroner for å dekkje ikkje føresette kostnader, under dette problem og konsekvensar i samband med teknologikvalifisering, i forhold til det konseptet og den modellen for gjennomføring som er etablert for prosjektet.

Oljedirektoratet kommenterer i si vurdering den store uvisse rundt storleiken på dei reservane som kan utvinnast på Kristin-feltet. Operatøren sine utrekningar viser at dersom det skulle vise seg at det ikkje er meir ressursar i Kristin-reservoaret enn operatøren sitt P90-estimatet vil prosjektet sin noverdi ved 7 pst. kalkulasjonsrente før skatt framleis vere positiv på 30 mill. kroner ved dei føresetnadene som gjeld olje- og gasspris (oljepris på 16 USD/fat) som er lagt til grunn i plan for utbygging, anlegg og drift. Men den kalkulerte noverdien ved 8 pst. kalkulasjonsrente etter skatt blir då negativ på -580 mill. kroner. Når ein legg til grunn dei endra føresetnadene for gass- og NGL⁴-pris som kjem fram i brev av 19. oktober 2001 frå operatøren viser operatøren sine utrekningar at prosjektet sin noverdi ved P90-estimatet på volum ved 7 pst. kalkulasjonsrente før skatt vil vere lik 1 370 mill. kroner. Prosjektet sin noverdi ved 8 pst. etter skatt vil vere på -350 mill. kroner.

4.4.4 Kraftgenerering og høvet til reinjeksjon av CO₂

Det er vurdert alternative løysingar for kraftgenerering på Kristin-feltet. Vurderingane viser at enkelte av alternativa ville gitt ein positiv miljøgevinst, men at forholda rundt avgrensingar av vekt på plattformar, auka kostnader og teknisk uvisse fører til at dei løysingane som er valde er

⁴ Vätgass

meir lønsame. Oljedirektoratet har vurdert det arbeidet som er gjennomført og ser ikkje at vidare arbeid kan endre dei konklusjonar som operatøren har trekt.

Departementet har fått framlagt av operatøren eit oversyn over kostnadene ved å elektrifisere installasjonane på Kristin-feltet framfor å bruke gassturbinar. Utrekningane viser at ei løysing der ein dekkjer kraftbehovet på Kristin-plattformen gjennom ein elektrisitetskabel frå land medfører auka investeringar på rundt 1 mrd. kroner i forhold til kraftproduksjon frå gassturbinar på plattformen⁵. Departementet har vidare fått framlagt ei vurdering av kostnadene ved å fjerne CO₂ frå brønnstraumen og reinjisere gassen i reservoaret. Ei slik løysing vil medføre høge kostnader. Det er vidare ikkje noko godt eigna reservoar for injeksjon av CO₂-gass i Haltenbanken-området. Kristin-feltet har ikkje behov for injeksjon av verken gass eller vatn som trykkstøtte. Den anbefalte utbyggingsløysinga for Kristin-feltet inneber at CO₂-innhaldet i rikgassen blir vurdert redusert på Kårstø. Utrekningar viser at det er meir kostnadseffektivt å ta ut CO₂ på land enn offshore. For tida blir det arbeidd med ei løysing der CO₂-gassen blir nytta til kommersielle formål.

Det er òg gjennomført vurderingar av høvet til og kostnader ved reinjeksjon av CO₂ frå turbinar. Utrekningane viser at dette vil innebere auka investeringskostnader på 2 130 mill. kroner. Med bakgrunn i dei høge investeringskostnadene og at det ikkje finst eit eigna reservoar for injeksjon av gassen anbefaler ein ikkje at dette blir gjennomført.

Departementet legg til grunn at turbinane for kraftgenerering på Kristin-plattformen vil vere med låg-NO_x-teknologi under dei føresetnadene som framgår av plan for utbygging, anlegg og drift av Kristin-feltet.

4.4.5 Kommersielle avtaler

Departementet har merkt seg at det ikkje ligg føre endelege kommersielle avtaler med respektive rettshavarane i Åsgard Transport om rett til transport av rikgass frå Kristin-feltet til Kårstø-terminalen i røyrleidninga Åsgard Transport, eller med rettshavarane i Statpipe om prosessering av rikgass på Kårstø-terminalen. Departementet legg til grunn at nødvendige kommersielle avtaler blir lagt fram for departementet for godkjenning innan rimeleg tid og at slike avtaler er

inngått på vilkår som departementet finn å kunne godkjenne.

4.5 Budsjettkonsekvensar for SDØE for 2001

Kostnader knytt til utbygging av Kristin-feltet og tilhøyrande røyrleidningar skal dekkast av eigarane i PL 199, PLI 34B og PL 257. SDØE sin eigardel etter samordning er 18,9 pst. Prosjektet vil i 2001 medføre om lag 34 mill. kroner i investeringar, om lag 2 mill. kroner i driftskostnader og om lag 1 mill. kroner i kalkulatoriske renter for SDØE. Dette inngår i gjeldande budsjett under kap. 2440, post 30 Investeringar og kap. 5440, post 24 Driftsresultat og post 80 Renter.

4.6 Konklusjonar og vilkår

Olje- og energidepartementet gir si tilslutning til at Kristin-feltet blir bygd ut i samsvar med dei planar for utbygging og drift som rettshavarane har framlagt med dei merknader og på dei vilkåra som kjem fram i denne proposisjonen.

1. Det blir elles stilt følgjande vilkår for godkjenninga av plan for utbygging og drift, jf. petroleumsløva § 10-18 andre ledd:
 - a) Det gjenstår å kvalifisere delar av teknologien som er nødvendig for å kunne bore, halde ved like og produsere brønnar på ein måte som er forsvarleg ut frå omsyn til tryggleiken. Den teknologiutvikling som er nødvendig for å sikre forsvarleg drift og optimal produksjon må intensiverast. Det må gjennomførast ein uavhengig revisjon av teknologikvalifiseringa for å vurdere denne opp mot dei krav styresmaktene stiller. Rapporten skal sendast over til styresmaktene seinast 30. juni 2002.
 - b) Rettshavarane skal leggje fram ein studie for mogleg auka væskeutvinning seinast 4 år etter produksjonsstart.
 - c) Ein plan for reservoarstyring skal leverast seinast 31. desember 2002.
2. Olje- og energidepartementet gir òg si tilslutning til anlegg og drift av ein røyrleidning for transport av rikgass frå Kristin-feltet til Åsgard Transport og for ein røyrleidning for transport av kondensat til lagerskip i samsvar med fram-

⁵ I utrekninga er det inkludert innsparingar i CO₂-avgift som følgje av reduserte CO₂-utslipp.

lagde planar, med dei merknader og på dei vilkåra som kjem fram i denne proposisjonen.

- a) Departementet fastsett storleiken på eigardelane i gassrørleidningen frå Kristin-feltet til Åsgard Transport, og i kondensatrørleidningen frå Kristin-feltet til eksisterande Åsgard C lastebøye som den same som for det samordna Kristin-feltet (Haltenbanken Vest).

Endringar i interessentskapen eller i storleiken på eigardelane i dei to rørleidningane skal leggjast fram for departementet for godkjenning.

Dersom det oppstår langvarige endringar i gjennomstrøyminga i rørleidningane, kan departementet når departementet meiner at det ligg føre grunnar som gjeld ressursforvaltninga, krevje at dette avspeglar seg i fordelinga av eigardelane i rørleidningane, ved at eksisterande rettshavarar kan påleggjast å redusere sin eigardel. Dette kan òg tilseie at nye selskap kan bli rettshavarar i gassrørleidningen og i kondensatrørleidningen.

Dersom partane ikkje innan rimeleg tid blir samde om ei slik endra fordeling av eigardelane, kan departementet justere eigardelane i gassrørleidningen og i kondensatrørleidningen, og fastsetje vilkåra for overdraginga.

Departementet vil ikkje påleggje vilkår for overdraginga som gir lågare avkastning på investeringar som er gjort, enn den avkastninga som etter departementet si vurdering følgjer av den innteninga eigardelane kan ventast å gi på bakgrunn av inngåtte avtaler og framtidige forretningstilhøve.

Dersom det blir gjennomført ei samordning av eigarskapen i gasstransport-systema på norsk sokkel (jf. Olje- og energidepartementet sitt brev av 25. juni 2001), kan departementet krevje at eigarane i gassrørleidningen frå Kristin-feltet til Åsgard Transport samordnar eigarskapen med det samordna gasstransportssystemet elles for å oppnå ein felles eigarskap. Departementet vil kunne fastsetje vilkår for ei slik samordning. Departementet vil ikkje påleggje vilkår for ei slik samordning som gir lågare avkastning på investeringar som er gjort enn den avkastninga som etter departementet si vurdering følgjer av den innteninga eigardelen kan ventast å gi på bakgrunn av inngåtte avtaler og framtidige forretningstilhøve.

- b) Statoil ASA skal vere operatør for kondensatrørleidningen til eksisterande Åsgard C lastebøye.

For gassrørleidningen frå Kristin-feltet til Åsgard Transport skal Statoil ASA vere operatør i utbyggingsfasen. Departementet vil i rimeleg tid før driftsstart peike ut operatør for gassrørleidningen i driftsfasen.

Når særlege grunnar tilseier det, kan departementet gjennomføre skifte av operatør. Departementet skal varsle om overføring av operatøroppgåvene i rimeleg tid, og kan fastsetje vilkår for gjennomføringa og iverksetjinga av operatøroverføringa.

Skifte av operatør skal leggjast fram for departementet for godkjenning.

- c) Løyvet for dei to rørleidningane skal gjelde til og med 31. desember 2020. Departementet kan forlenge den perioden løyvet skal gjelde for etter søknad frå rettshavarane. Vilråa for ei slik forlenging blir fastsette av departementet. Når løyvet går ut, blir oppgitt eller kalla tilbake, kan departementet krevje at eigedomsretten til gassrørleidningen frå Kristin-feltet til Åsgard Transport og kondensatrørleidningen frå Kristin-feltet til eksisterande Åsgard C lastebøye skal tilfalle den norske staten vederlagsfritt.

- d) Departementet kan gi pålegg om at dei to rørleidningane skal knytast til andre rørleidningar, at nye felt skal fasast inn og at kapasiteten skal aukast dersom omsynet til rasjonell drift eller samfunnomsyn tilseier det.

- e) Avtaler om kjøp og transport av gass og avtaler om leveransar, behandling, transport og terminalytingar for kondensat skal leggjast fram for departementet for godkjenning. Tillegg til, endringar av eller unntak frå slike avtaler skal leggjast fram for departementet for godkjenning.

Dersom framlegg til avtaler eller endring av avtaler om transport av gass og kondensat eller om tilknytning av felt til rørleidningane, ikkje ligg føre eller ikkje blir godkjende av departementet, kan departementet fatte vedtak om slik transport eller tilknytning og vilråa for dette.

Dersom departementet finn at viktige omsyn til ressursforvaltning eller særlege grunnar tilseier det, kan departementet krevje at avtaler skal reforhandlast og leggjast fram for departementet for godkjenning. Dersom endringar i avtalene som

Om endringar av løyvingar på statsbudsjettet for 2001 m.m. under Olje- og energidepartementet og utbygging, anlegg og drift av Kristin-feltet

følgje av slik reforhandling ikkje ligg føre eller ikkje blir godkjende av departementet, kan departementet fastsetje organisering, tariffar og vilkår elles for verksemda.

Olje- og energidepartementet

tilrår:

At Dykkar Majestet godkjenner og skriv under eit framlagt forslag til proposisjon til Stortinget om endringar av løyvingar på statsbudsjettet for 2001 m.m. under Olje- og energidepartementet og utbygging, anlegg og drift av Kristin-feltet.

Vi **HARALD**, Noregs Konge,

stadfester:

Stortinget blir bedt om å gjere vedtak om endringar av løyvingar på statsbudsjettet for 2001 m.m. under Olje- og energidepartementet og utbygging, anlegg og drift av Kristin-feltet i samsvar med eit vedlagt forslag.

Om endringer av løyvingar på statsbudsjettet for 2001 m.m. under Olje- og energidepartementet
og utbygging, anlegg og drift av Kristin-feltet

Inntekter:

Kap.	Post	Formål	Kroner
4810		Oljedirektoratet (jf. kap. 1810)	
	02	Oppdrags- og samarbeidsvirksomhet, blir auka med frå kr 31 200 000 til kr 42 100 000	10 900 000
	04	Salg av undersøkelsesmateriale, blir redusert med frå kr 10 000 000 til kr 0	10 000 000
	05	Salg av publikasjoner, blir redusert med. frå kr 2 000 000 til kr 1 000 000	1 000 000
4811		Statoil ASA (jf. kap. 1811)	
	90(ny)	Salg av aksjer, blir løyvd med	14 210 600 000
	91(ny)	Avdrag, ansvarlig lån, blir løyvd med	14 039 700 000
4820		Norges vassdrags- og energidirektorat (jf. kap. 1820)	
	02	Oppdrags- og samarbeidsvirksomhet, blir redusert med frå kr 45 500 000 til kr 40 000 000	5 500 000
	40	Forbygningsvirksomhet, blir auka med frå kr 8 000 000 til kr 10 000 000	2 000 000
4860		Statsforetak under Olje- og energidepartementet (jf. kap. 1860)	
	80	Inntekter fra oppgjørsordningen for utenlandshandelen med kraft, blir auka med frå 103 000 000 til 119 900 000	16 900 000
5440		Statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten (jf. kap. 2440)	
	24	Driftsresultat, blir redusert med frå 100 000 000 000 til 86 100 000 000	13 900 000 000
		Spesifikasjon:	
		Driftsinntekter	129 700 000 000
		Driftsutgifter	-17 400 000 000
		Lete- og feltutviklingsutgifter	-1 700 000 000
		Avskrivninger	-16 900 000 000
		Renter	-7 600 000 000
			<u>86 100 000 000</u>
	30	Avskrivninger, blir redusert med frå 19 500 000 000 til 16 900 000 000	2 600 000 000
	31(ny)	Salg av SDØE-andeler, blir løyvd med	38 980 000 000
	50(ny)	Overføring fra Statens petroleumsforsikringsfond, blir løyvd med	500 000 000
	80	Renter, blir redusert med frå 8 400 000 000 til 7 600 000 000	800 000 000
	81(ny)	Renter, salg av SDØE-andeler, blir løyvd med	1 248 000 000
	85(ny)	Renter på mellomregnskapet, blir løyvd med	-25 000 000
5490		NVE Anlegg (jf. kap. 2490)	
	01	Salg av utstyr m.v., blir auka med frå 200 000 til 1 200 000	1 000 000
5608		Renter av lån til statsforetak under Olje- og energidepartementet	
	80	Renter, Statnett SF, blir auka med frå 120 000 000 til 127 000 000	7 000 000
5685		Aksjer i Statoil ASA (jf. kap. 4811)	
	81(ny)	Renter, ansvarlig lån, blir løyvd med	66 200 000
	82(ny)	Renter m.m. salg av aksjer, blir løyvd med	12 325 000

Om endringar av løyvingar på statsbudsjettet for 2001 m.m. under Olje- og energidepartementet
og utbygging, anlegg og drift av Kristin-feltet

II

Stortinget samtykkjer i at løyvinga under kap.
1820 Norges vassdrags- og energidirektorat, post

75 Tilskudd til sikringstiltak, kan overskridast
mot tilsvarende meirinntekt under kap. 4820 Nor-
ges vassdrags- og energidirektorat, post 10 Refu-
sjoner.
