

Planer for Utbygging og Drift Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet Konsekvensutredning



Innhold

Sammendrag og konklusjon	3	6 Samfunnsmessige konsekvenser	22
1 Innledning	5	6.1 Investeringer og driftskostnader	22
1.1 Lovverkets krav til konsekvensutredning ..	5	6.2 Samfunnsmessig verdi av oljeproduksjon.....	22
1.2 Formålet med konsekvensutredningen	5	6.2.1 <i>Inntekter</i>	22
1.3 Prosess, saksbehandling, tidsplan.....	6	6.2.2 <i>Kostnader</i>	22
1.4 Annet lovverk.....	6	6.2.3 <i>Samfunnsmessig lønnsomhet</i>	22
2 Sammendrag av planer for utbygging og drift	7	6.3 Leveranser av varer og tjenester til utbygging og drift	23
2.1 Lisensforhold.....	7	6.3.1 <i>Utbyggingsnivået på investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel</i>	23
2.2 Letehistorie.....	7	6.3.2 <i>Varer og tjenesteleveranser til Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet</i>	23
2.3 Feltutvikling og reserver	7	6.4 Sysselsettingsmessige virkninger av utbygging og drift.....	24
2.4 Anbefalt utbyggingsløsning	8	6.4.1 <i>Beregningsmetodikk</i>	24
2.5 Drift og vedlikehold	8	6.4.2 <i>Sysselsettingsmessige virkninger av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet</i>	25
2.6 Helse, miljø og sikkerhet (HMS)	8	7 Oppfølgende tiltak og undersøkelser	27
2.7 Organisering og gjennomføring	8	7.1 Oppfølging av tiltak i konsekvensutredningen.....	27
2.8 Nedstengning og fjerning av installasjonene	8	7.2 Gullfaks Sør-oljens egenskaper	27
2.9 Økonomisk analyse	8	7.3 Planer for miljøovervåkning på Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet.....	27
3 Sammenfatning av innkomne uttalelser ...10		Referanser	29
4 Miljømessige konsekvenser	13		
4.1 Virkninger for miljø i utbyggingsfasen.....	13		
4.1.1 <i>Installasjonsarbeidene på feltet</i>	13		
4.1.2 <i>Utslipp fra boring</i>	13		
4.2 Utslipp til luft ved ordinær drift	14		
4.3 Utslipp til sjø ved ordinær drift	15		
4.4 Akutte utslipp.....	17		
4.5 Miljømessige virkninger	18		
5 Konsekvenser for fiskeri	19		
5.1 Arealtap ved utbygging og drift av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet.....	19		
5.2 Virkninger for fiskeriene	20		

Sammendrag og konklusjon

I henhold til Petroleumlovens bestemmelser er det utarbeidet en konsekvensutredning for feltene Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet. I konsekvensutredningsammenheng er de tre feltene sett i sammenheng. Det leveres imidlertid separat plan for utbygging og drift (PUD) for hvert av feltene.

Forslag til utredningsprogram for konsekvensutredningen ble utarbeidet av Statoil og sendt på høring av Nærings- og energidepartementet (NOE) den 10.9.1995. Høringsfrist var satt til 10.11.1995. Utredningsprogrammet og innkomne merknader fra høringsinstansene danner grunnlaget for denne konsekvensutredningen.

I henhold til utredningsprogrammet og høringsinstansenes merknader er det i denne utredningen lagt vesentlig mer vekt på regionale betraktninger i konsekvensutredningsarbeidet enn det som har vært vanlig til nå. Det er som grunnlag for bl.a. denne konsekvensutredningen utarbeidet en Regional konsekvensutredning for Tampenområdet som diskuterer konsekvensene av den samlede petroleumsvirksomheten i nordre Nordsjøen (Gullfaks, Statfjord, Snorre m.v.). Utredningen er utarbeidet av Hydro, Saga og Statoil i samarbeid på initiativ fra Nærings- og energidepartementet.

Konsekvensutredningen for Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet bygger på, og utgjøres i meget stor grad av Regional konsekvensutredning for Tampenområdet. Den regionale utredningen følger denne utredningen som fast vedlegg. Det er i tillegg utført prosjektspesifikke underlagsutredninger på områder som ikke dekkes av den regionale utredningen

Feltutbyggingsplaner

Gullfaks Sør og Rimfaks er olje- og gassfelt som ligger henholdsvis 8 km sør og 16 km sørvest for Gullfaks A plattformen på Gullfaks hovedfelt. Deltafunnet er et lite oljefelt, og ligger omlag 7 km nord for Rimfaks. Utviklingen av feltene skjer i to faser. Fase 1 omfatter væskeproduksjon, mens Fase 2 omfatter produksjon av tilstedeværende gass og resterende væskemengder i Gullfaks Sør og Rimfaks. Produksjonen fra Deltafunnet avsluttes etter Fase 1.

En realisering av Fase 2 er avhengig av at det finner sted et gassalg med basis i gassressursene i Gullfaks Sør. Planene som nå legges frem gjelder kun Fase 1 - væskeproduksjon.

Økonomisk utvinnbare oljemengder er beregnet til 41 mill Sm³ basert på trykkvedlikehold ved gassinjeksjon i Gullfaks Sør og Rimfaks og trykkavlastning i Deltafunnet.

Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet vil bli bygget ut med undervanns produksjonssystemer (brønner) med overføring av brønn-

strømmen til Gullfaks A plattformen på Gullfaks hovedfelt for prosessering, stabilisering, lagring og lasting av olje. All produsert gass vil bli benyttet, hovedsakelig til reinjeksjon i reservoarene på Gullfaks Sør og Rimfaks.

Produksjonsstart er planlagt til 1. oktober 1998.

Miljømessige virkninger

Utslipp til luft

Med unntak av utslipp fra boreoperasjonene, vil alle utslipp til luft skje fra Gullfaks A plattformen.

Maksimalt årlige utslipp av klimagassene CO₂, CH₄ og N₂O fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet anslås til 0,67 % av de totale nasjonale utslippene (1993-tall), målt i CO₂-ekvivalenter.

Utslipet av NO_x fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet i platåproduksjon vil være i overkant av 700 tonn/år. Dette utgjør en omlag 45 % økning av NO_x-utslippet fra Gullfaks A plattformen. Sammenlignet med de samlede NO_x-utslipp i Tampenområdet utgjør utslippet omlag 3,5 %.

VOC-utslippene fra prosjektene er hovedsakelig knyttet til avdamping av lette komponenter i forbindelse med lasting av oljen. Utslippene vil derfor være proporsjonale med lastet oljemengde. Det maksimale årlige utslipp av VOC vil være i overkant av 9000 tonn i 1999. Sammenlignet med de samlede VOC-utslipp i Tampenområdet, vil utslippene fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet ligge på rundt 10 % gjennom hele produksjonsperioden.

Det vil også være utslipp til luft fra kraftgenerering på borerigger i perioden februar 1997 og ut 1999. Det vil bli boret ialt 23 brønner knyttet til prosjektene i perioden.

Utslippene av NO_x og VOC kan føre til forsureningsvirkninger og dannelse av bakkenært ozon. Dette er diskutert i Regional konsekvensutredning for Tampenområdet, og det vises til eget sammendrag i denne (vedlegg A).

Utslipp til sjø

Omtalte og dokumenterte utslipp til sjø fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet omfatter produsert vann og utslipp fra boreoperasjonene. Produsert vann slippes ut fra Gullfaks A plattformen. Utslipp fra boreoperasjonene skjer lokalt på feltene.

Prosjektene vil i teorien også stå for en forholdsmessig andel av utslipp av ballastvann, kjølevann, sanitærvann og avløpsvann m.v. fra Gullfaks A plattformen. Dette er ikke nærmere dokumentert da det ikke vil skje noen økning i disse utslippene pga. tilknytning av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet.

Mengdene produsert vann fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet vil på sitt høyeste utgjøre en 15-20 % økning av utslippet av produsert vann fra Gullfaks A plattformen. Sammenlignet med samlet utslipp av produsert vann fra felt i Tampenområdet vil prosjektene utgjøre kun 1-2 %.

Boreoperasjonene vil medføre utslipp av borekaks og boreslam. Det vil bli benyttet vannbasert boreslam til boring av de øvre brønnseksjonene. I de nedre delene av brønnene vil det bli benyttet oljebaserte slamsystemer.

Borekaks og boreslam fra vannbaserte boringer har små giftvirkninger og slippes ut til sjøen. Det er estimert at det vil slippes ut totalt 13000 m³ borekaks og omlag 90000 tonn boreslam. Når det benyttes oljebasert boreslam vil hverken borekaks eller boreslam bli sluppet ut. Avfallet vil bli reinjisert i brønnene. Dersom det skulle oppstå tekniske vanskeligheter med reinjiseringsen, vil avfallet alternativt bli tatt til land som spesialavfall.

Konsekvensene av utslipp til sjø fra boreaktivitetene og utslippene av produsert vann er diskutert nærmere i Regional konsekvensutredning for Tampenområdet (vedlegg A). Det vises til eget sammendrag i denne .

Akutt utslipp av olje

Frekvensen for oljeutblåsninger fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet tilsammen er beregnet til omlag én gang pr. 400 år, og utgjør en liten andel av den samlede miljørisikoen som feltene i Tampenområdet representerer.

I tilfelle et større akutt oljeutslipp skulle inntreffe, kan konsekvensene for miljø, fiskeri og andre næringer i verste fall bli omfattende. Influensområdet for en større oljeutblåsning strekker seg fra Nord-Hordaland til Fosen i Trøndelag, mens de mest utsatte områdene vil være rundt Stad.

Sjøfugl vil være den mest utsatte ressursen ved et eventuelt oljesøl. Det viktigste fuglefjellet i området er Runde. Minste drivtid til Runde er imidlertid 4-5 dager, mens det mest sannsynlig vil ta 10-15 dager før oljen når frem. Oljen vil da ha mistet mye av sitt skadepotensiale, men vil trolig fortsatt gjøre betydelig skade.

Et oljesøl vil kunne påføre strandsoner forbigående skade, og vil kunne ha negativ effekt på friluftsliv og turisme. Akvakulturnæringen er utsatt for skader på utstyr og produksjon. Erfaring viser at markedsreaksjoner mot fiskeprodukter fra forurensede områder kan være betydelige.

Disse forhold er nærmere diskutert i Regional konsekvensutredning for Tampenområdet (vedlegg A). Det vises til eget sammendrag i denne.

Virkninger for fiskeri

Alle undervannsinnetningene på Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet vil utformes slik at de er

overtrålbare. Det vil ikke bli søkt om permanente sikkerhetssoner eller begrensingsområder rundt brønnrammer eller langs rørledninger i driftsfasen. Feltene vil følgelig ikke medføre vesentlige konsekvenser for fiskeriene i driftsfasen.

I anleggsfasen kan vesentlige arealer bli utilgjengelige for konsumtrålerne i kortere eller lengre perioder i fiskerisesongene 1997/98 og 1998/99. Pga. en meget svak konsumfiskbestand (hovedsakelig sei) er fiskeriintensiteten (konsumtrålere) i området for tiden meget lav. Det regnes derfor med begrensede konsekvenser av arealbeslaget selv om dette kan komme opp i over 100 km² avhengig av hvilket rørledningskonsept som blir besluttet.

Øvrige virkninger for fiskeressursene og fiskerieringen er diskutert i Regional konsekvensutredning for Tampenområdet (vedlegg A), se også eget sammendrag i denne.

Samfunnsmessige konsekvenser

Utbyggingen av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet vil gi viktige oppdrag til norsk næringsliv og vil bidra til å motvirke nedgangen i aktivitetsomfanget innen norsk offshorerett næringsliv i siste halvpart 1990 åra. Den norske andelen av varer og tjenester er anslått til omlag 4 mrd. 1995-kroner. Utbyggingen vil nasjonalt gi nær 9000 årsverk i form av direkte og indirekte sysselsetting. I tillegg er estimert omlag 4000 årsverk som konsumvirkning av den direkte og indirekte sysselsetting.

I driftsfasen vil norske leveranser av varer og tjenester utgjøre ca. 120 mill. kroner pr. år. Direkte sysselsettingseffekt av dette vil være i størrelsesorden 150 årsverk.

De statlige inntektene av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet er betydelige, og understreker den samfunnsmessige betydningen av prosjektet. Netto kontantstrøm fordeler seg med 1 mrd. 1995-kr i CO₂-avgift til staten, nær 12 mrd. 1995-kr i selskapsskatt og særskatt til staten, vel 3 mrd 1995-kr til Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) og relativt beskjedne 1,2 mrd 1995-kr til selskapene i lisensen.

Konklusjon

De mest vesentlige konsekvensene av utbygging og drift av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet er positive i form av at prosjektene gir oppdrag for norsk næringsliv, betydelig sysselsettingseffekt og store statlige skatte- og avgiftsinntekter. Det er ikke påvist enkeltkonsekvenser eller sum av konsekvenser som har så stort negativt omfang at det reiser spørsmålet om Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet bør utbygges eller ikke.

1 Innledning

Den foreliggende konsekvensutredning oppsummerer de viktigste konsekvensene for miljø, naturressurser og samfunn ved utbygging av feltene Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet. Konsekvensutredningen er basert på den utbyggingsløsning som Statoil legger frem i Planer for utbygging og drift (PUD) av feltene, og er å betrakte som et vedlegg til PUD.

Det legges frem 3 separate Planer for utbygging og drift av feltene. I konsekvensutredningen vil likevel feltene i de fleste sammenhenger bli vurdert under ett. Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet samlet vil i enkelte sammenhenger bli omtalt som Gullfaks Satellitter i denne utredningen.

Utviklingen og produksjon av Gullfaks Sør og Rimfaks vil foregå i to faser. Fase 1 omfatter produksjon av olje- og kondensatreserver. Fase 2 innebærer utvinning av gassreservene og resterende væskemengder. En realisering av Fase 2 er avhengig av om det finner sted et gassalg med basis i gassressursene i Gullfaks Sør. Planene som nå legges frem gjelder kun utvikling av Fase 1. Produksjonen av Deltafunnet avsluttes etter Fase 1.

Foreliggende konsekvensutredning dekker væskeproduksjon fra reservoarene på Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet med planlagt produksjonsstart i oktober 1998 og en forventet avslutning av produksjonen i 2010.

1.1 Lovverkets krav til konsekvensutredning

Planer for utbygging og drift (PUD) av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet er utarbeidet i henhold til petroleumslovens § 23 og § 24. Dette lovverket krever bl.a. at det skal utarbeides en konsekvensutredning før prosjektet igangsettes. Konsekvensutredningen er utarbeidet i samsvar med eksisterende lover og retningslinjer.

1.2 Formålet med konsekvensutredningen

Formålet med konsekvensutredningen for Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet er å gi en beskrivelse av utbyggingen med forventede virkninger for miljø, naturressurser og samfunn.

Konsekvensutredningen er en integrert del av planleggingen av større prosjekt, og skal sikre at forhold knyttet til samfunn, miljø og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på linje med teknisk/økonomiske og sikkerhetsmessige forhold.

Konsekvensutredningen skal være med på å etablere et grunnlag for å belyse og analysere de spørsmål som er relevante både for den interne og eksterne beslutningsprosess.

Konsekvensutredningen skal også dekke

prosjektets informasjonsbehov og gi omgivelsene adgang til å påvirke utformingen av prosjektet.

Feltene Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet ligger i nordlige Nordsjøen (Tampenområdet) nær opptil de store feltene Statfjord, Gullfaks og Snorre. En meget stor andel av norsk olje- og gassproduksjon foregår her innenfor et begrenset geografisk område.

Konsekvensene av olje- og gassproduksjon fra dette området er godt kjent. Sentrale myndigheter har gjennom tillatelser til leteboring og tildeling av utvinningstillatelser allerede foretatt en avveining av de viktigste fordeler og ulemper som oljevirksomheten i dette området vil kunne medføre. Det er videre utarbeidet grundige konsekvensutredninger for de nærliggende feltene Snorre, Statfjord Satellitter, Tordis, Vigdis og Visund.

Konsekvensutredninger for utbygging av petroleumsforekomster har tradisjonelt vært knyttet til de konkrete effektene som hver enkelt utbygging vil kunne medføre. Denne angrepsmåten har blitt kritisert fordi man ofte ender opp med bit-for-bit betraktninger i områder hvor den samlede belastningen av mange utbygginger kanskje nærmer seg en kritisk grense. I denne utredningen er dette søkt ivaretatt ved at områdebetraktninger er sterkt fokusert.

Nærings- og energidepartementet tok i desember 1994 initiativ til å få utarbeidet en regional konsekvensutredning for Tampenområdet. Dette området ble valgt fordi

- det står for en meget stor andel av norsk olje- og gassproduksjon innenfor et begrenset geografisk område;
- det planlegges en rekke nye utbygginger i området;
- området er fortsatt prospektivt;
- de tre norske selskapene Saga Petroleum, Norsk Hydro og Statoil er de viktigste operatørene i dette området.

Disse selskapene ble derfor bedt om å utføre utredningsarbeidet.

En slik studie er ikke hjemlet i noen lov, men basert på frivillighet. De tre selskapene sa seg villige til å gjennomføre utredningen på følgende forutsetninger:

- Utredningen skulle bygge på allerede tilgjengelig materiale, dvs. ingen ny innsamling av grunnlagsdata.
- Når utredning foreligger, må den kunne tjene som grunnlag for å forenkle konsekvensutredningene for nye utbygginger.

Det var enighet med Nærings- og energidepartementet, Miljøverndepartementet og Fiskeridepartementet om å legge disse forutsetningene til grunn.

Den Regionale konsekvensutredning for Tampenområdet er nå ferdigstilt, og følger denne rapporten som fast vedlegg. Utredningen omfatter konsekvenser for miljø og fiskeri. Samfunnsmessige konsekvenser eller problemstillinger av global karakter (drivhuseffekt) er ikke behandlet i den regionale utredningen.

Konsekvensutredningen for Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet bygger på den regionale utredningen. Dette innebærer at konsekvensområder som er behandlet i den regionale utredningen kun blir omtalt kort i denne utredningen med henvisning til førstnevnte. På konsekvensområder som ikke omfattes av den regionale utredningen er problemstillingen utfyllende diskutert i hovedrapporten.

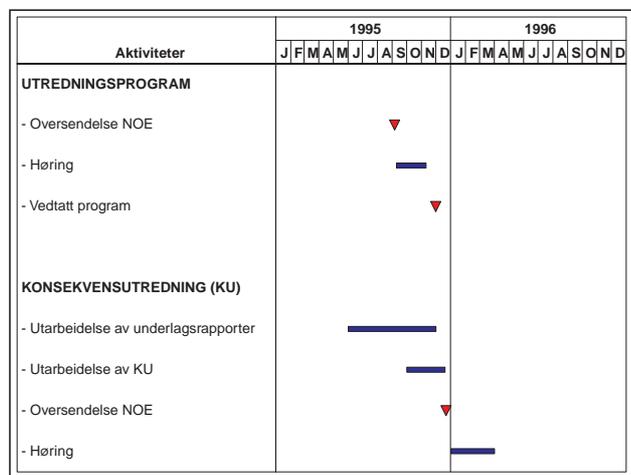
1.3 Prosess, saksbehandling, tidsplan

Forslag til utredningsprogram for Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet ble oversendt Nærings- og energidepartementet (NOE) i september 1995. Departementet sendte deretter utredningsprogrammet til de berørte høringsinstanser. Høringsfrist ble satt til 10. november 1995.

Nærings- og energidepartementet har koordinert høringsrunden. Oppfølging av innkomne høringsuttalelser ble diskutert i et møte mellom Statoil og NOE den 23. november 1995. På grunnlag av forslag til utredningsprogram, innkomne høringsuttalelser og det nevnte møtet, er foreliggende konsekvensutredning utarbeidet.

Konsekvensutredningen sendes til Nærings- og energidepartementet ultimo 1995 som vedlegg til PUD for hver av feltene Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet. Departementet sender deretter rapporten videre på en ny høringsrunde. Etter planen skal Planer for utbygging og drift (PUD) av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet godkjennes av myndighetene våren 1996.

Figur 1.1 viser tidsplan for konsekvensutredningsprosessen.



Figur 1.1 Tidsplan for konsekvensutredningsprosessen.

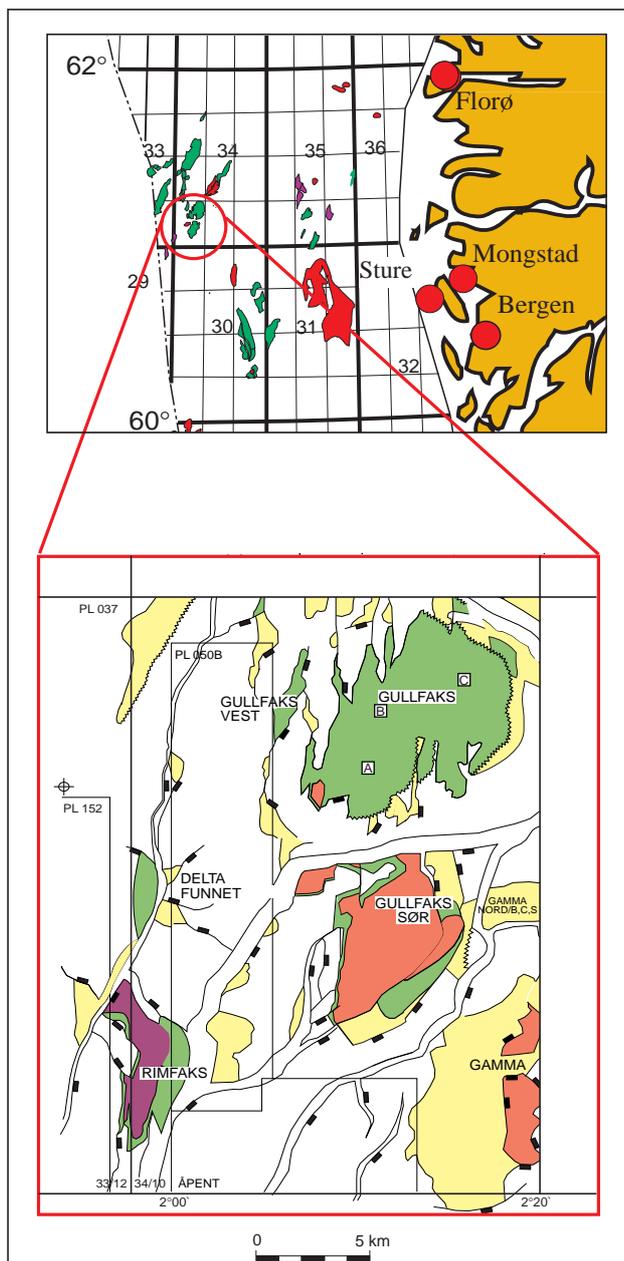
1.4 Annet lovverk

Nedenfor er gitt en oversikt over noen av de viktigste tillatelser som må innhentes fra myndighetene i løpet av planprosessen. Behovet for å innhente eventuelle andre tillatelser enn de som er nevnt, må avklares så tidlig som mulig i planprosessen og gjennom behandling av utredningsprogram og konsekvensutredning.

- Fullføring av konsekvensutredning etter petroleumsloven. Myndighet er Nærings- og energidepartementet.
- Søknad om utslippstillatelse etter forurensningsloven. Myndighet er Statens forurensnings-tilsyn. Utredningsprogram og konsekvensutredning for Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet forutsettes også å dekke kravene til melding om konsekvensutredning etter forurensningsloven §13.
- Søknad om sikkerhetssone/begrensningsområde etter forskrift om sikkerhetssoner m.v. Myndighet er Kommunal- og arbeidsdepartementet.
- Vurdering mht. brann- og eksplosjonssikkerhet. Hjemmel er lov om brannfarlige varer. Myndighet er Oljedirektoratet.
- Forhåndsmelding etter arbeidsmiljøloven. Myndighet er Oljedirektoratet.

2 SAMMENDRAG AV PLANER FOR UTBYGGING OG DRIFT

Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet er tre olje- og gassfelt som ligger i blokk 34/10 sørvest for Gullfaks hovedfelt. Blokken ligger ca. 150 km vest av Sognefjorden. En mindre del av Rimfaks strekker seg inn i blokk 33/12. Denne delen er kjøpt opp av eierne av blokk 34/10. Vanddyptet i de områdene der det skal foretas installasjoner varierer lite og er ca. 135 m.



Figur 2.1 Beliggenhet av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet

2.1 Lisensforhold

Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet tilhører Utvinningstillatelse 050 som omfatter blokk 34/10.

Rettighetshaverne i Utvinningstillatelse 050 er:

Den norske stats oljeselskap a.s (operatør)*	85%
Norsk Hydro Produksjon A/S	9%
Saga Petroleum a.s.	6%

*Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) er 73%

2.2 Letehistorie

Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet er kartlagt og avgrenset ved i alt 11 brønner fra 1979 til 1995.

Gullfaks Sør ble påvist i 1979 og består av 2 reservoarer; Statfjord og Brent. Feltet beskrives som komplekst og inneholder olje, assosiert kondensat og gass.

Rimfaks ble påvist ved boringer i 1983 og 1995 og består av 2 reservoarer; Statfjord og Brent. Feltet inneholder olje, assosiert kondensat og gass.

Deltafunnet ble påvist tidlig i 1995 og består av 1 reservoar i Brentgruppen. Feltet inneholder olje og noe assosiert gass.

2.3 Feltutvikling og reserver

Utvikling av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet vil foregå i 2 faser. Fase 1 omfatter produksjon av de olje- og kondensatreserver som ikke er avhengige av gassallokering. Økonomisk utvinnbare olje- og kondensatreserver i Fase 1 er beregnet til 41 MSm³.

Fase 2 er avhengig av at gassalg finner sted, med basis i gassressursene i Gullfaks Sør. Økonomisk utvinnbare mengder er ca. 76 GSm³ salgbar gass og ca. 20 MSm³ væske, hovedsaklig kondensat.

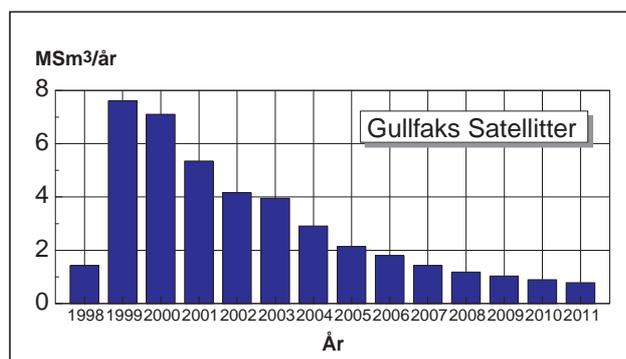
Disse Planene for utbygging og drift gjelder for utvikling av Fase 1.

Feltutviklingsarbeidet har pågått siden Gullfaks Sør ble påvist i 1979. I løpet av 1994 og 1995 ble feltutviklingsarbeidet på Gullfaks Sør slått sammen med feltutvikling på Rimfaks og Deltafunnet.

Utvinning av ressursene i Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet er basert på gassinjeksjon for Rimfaks og Gullfaks Sør reservoarene og trykkavlastning for Deltafunnet. Gassinjeksjon kunne gi en marginalt bedre utvinning for Deltafunnet, men forekomsten er for liten til å forsvare injeksjonsbrønn og -ledning.

Utvinningsgrad for væske i Fase 1 ligger mellom 40 og 45%, med unntak av Gullfaks Sør Brent reservoaret der det på grunn av kompliserte reservoarforhold utvinnes 22% av tilstedeværende olje.

Produksjonsprofil for feltene samlet er vist i figur 2.2.



Figur 2.2 Produksjonsprofil for Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet

2.4 Anbefalt utbyggingsløsning

Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet Fase 1 vil bli bygget ut med undervanns produksjonssystemer med brønnstrømsoverføring til Gullfaks A for prosessering, stabilisering, lagring og lasting av olje/kondensat. All produsert gass vil bli benyttet, vesentlig til reinjeksjon for trykkvedlikehold. De enkelte felt vil bli bygget ut som følger:

Gullfaks Sør

Det vil bli installert 3 brønnrammer, 2 brønnrammer for Gullfaks Sør Statfjord og 1 for Gullfaks Sør Brent. De 2 brønnrammene for Gullfaks Sør Statfjord er utstyrt med 6 produksjonsbrønner, 1 injeksjonsbrønn samt 1 konvertérbart injeksjons-/produksjonsbrønn. Brønnrammen for Gullfaks Sør Brent er utstyrt for 3 produksjonsbrønner og 1 injeksjonsbrønn. Produksjons- og injeksjonsbrønnene er forbundet med Gullfaks A gjennom 3 produksjonsrør og 1 injeksjonsrør.

Rimfaks

Det vil bli installert 3 brønnrammer. 2 av brønnrammene vil hver ha 3 produksjonsbrønner i henholdsvis Brent og Statfjord. Den tredje brønnrammen vil ha 3 injeksjonsbrønner i Brent og 1 i Statfjord. Produksjons- og injeksjonsbrønnene er forbundet med Gullfaks A gjennom 2 produksjonsrør og 1 injeksjonsrør.

Deltafunnet

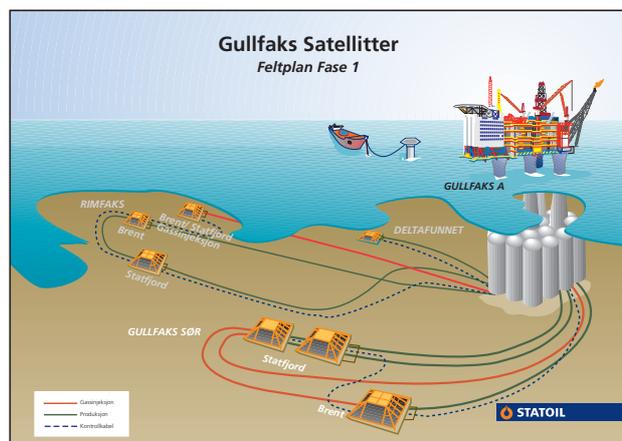
Det vil bli installert 1 brønnramme med 2 brønnsliker, hvor kun én brønnslike benyttes. Overføring av brønnstrømmen til Gullfaks A går i 1 isolert produksjonsrør.

Gullfaks A

All brønnstrøm fra de tre feltene ledes i rørledninger til Gullfaks A, hvor prosessering blir gjort. All produsert gass blir reinjisert med unntak av noe forbruk til brenngass. Det må gjøres betydelige modifikasjonsarbeider på Gullfaks A i denne forbindelse, spesielt for å øke gassbehandlingskapasiteten og gass reinjeksjonskapasiteten. Modifikasjonene på Gullfaks A vil bestå av 3 nye moduler samt integrert installasjon i eksisterende

områder. Det må videre foretas noe rivningsarbeid. Den totale netto vektøkningen på Gullfaks A er estimert til 3115 tonn.

Utbyggingsløsningen er vist i figur 2.3.



Figur 2.3 Utbyggingsløsning for Feltene Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet.

2.5 Drift og vedlikehold

Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet skal drives som en integrert del av den øvrige Gullfaks A installasjonen. Eksisterende driftsorganisasjon i Bergen ventes å kunne ivareta driften av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet uten å øke den faste bemanning på grunn av stordriftsfordeler og det kontinuerlige forbedringsprogrammet på Gullfaks A.

Driftspersonell vil delta i planlegging, utforming, fabrikkasjon, installasjon og igangkjøring av de nye anleggene.

2.6 Helse, miljø og sikkerhet (HMS)

Hensynet til HMS har stått sentralt ved utformingen av de tekniske løsningene for Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet og vil være et viktig element i utbyggings- og driftsfasen. Det er etablert HMS-mål for planleggingen og gjennomføringen av prosjektet.

Det er utført en konseptrisikoanalyse som viser akseptabel risiko for personell på Gullfaks A ved tilknytning av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet.

Det er utført en miljørisikoanalyse som viser akseptable verdier på risiko ved akutt oljeutslipp.

Planlagt utslipp til luft vil i hovedsak være i forbindelse med kraftgenerering og lasting av olje.

Planlagt utslipp til sjø vil være produsert vann som i tillegg til oljerester inneholder emulsjonsbryter, avleiringshemmer, metanol og vokshemmer. Ca. 90000 tonn vannbasert boreslam vil gå til utslipp hvor hovedbestanddelen er sjøvann/borevann.

Det vil bli utarbeidet beredskapsplaner for Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet. Statoils etablerte beredskapsorganisasjon vil bli benyttet, supplert med en ressursgruppe fra prosjektet i forbindelse med risikofylte operasjoner.

2.7 Organisering og gjennomføring

Utøvelsen av Statoils operatøransvar for planlegging og utbygging av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet blir ivaretatt av en dedikert organisasjonsenhet, Gullfaks Satellitt prosjektet.

Prosjektet er sammensatt av personell fra selskapets fag-, utbyggings- og driftsmiljøer.

Prosjektering, bygging, installasjon og uttesting utføres av leverandører der Statoil plasserer eget personell i integrerte team sammen med leverandørenes personell.

Det er lagt vekt på at erfarent driftspersonell skal delta i alle faser av prosjektet.

Forsynings- og basetjenester og beredskap vil bli samordnet med andre organisasjonsenheter i Statoil.

Produksjonsstart er planlagt til 1. oktober 1998.

2.8 Nedstengning og fjerning av installasjonene

Avslutning av produksjonen og disponering av innretningene vil skje i henhold til gjeldende lov og retningslinjer på det tidspunkt dette blir

aktuelt. Dette vil bl.a. innebære at brønnene sikres med to testede barrierer i henhold til myndighetenes og Statoils krav, samt at brønnerammene fjernes ved løfting. Det henvises forøvrig til pågående revisjon av petroleumsloven på dette punkt, samt forslag i NOU nr. 25, 1993, om at det skal lages en avslutningsplan for feltene 2-5 år før produksjonen opphører. En slik avslutningsplan vil inneholde en utfyllende diskusjon av konsekvensutredningsmessige problemstillinger for aktuelle disponeringsalternativer.

2.9 Økonomisk analyse

De totale investeringer i Fase 1 er estimert til 2644 mill 1995-kr for Gullfaks Sør, 3323 mill 1995-kr for Rimfaks og 528 mill 1995-kr for Deltafunnet. Samlede årlige driftskostnader for feltene inkludert CO₂-avgift vil være 261 mill 1995-kr i plåtåproduksjon.

Totale driftsinntekter er beregnet til omkring 28 mrd 1995-kr. Dette gir en nåverdi på 9,9 mrd 1995-kr ved 7% kalkulasjonsrente før skatt og 2,1 mrd 1995-kr ved 8% kalkulasjonsrente etter skatt. Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet er robust mot svingninger i utvinnbare mengder, investeringer og oljepris.

3 Sammenfatning av innkomne uttalelser

Dette kapittelet sammenfatter de viktigste uttalelsene som kom inn i høringsrunden på utredningsprogrammet. Det er gitt en kapittelhenvisning (evt. en kort vurdering) til hvor

hvert enkelt tema er behandlet. I opplistingen nedenfor er Regional konsekvensutredning for Tampenområdet (vedlegg A) forkortet til Reg. KU.

Kommentar:	Vurdering/henvisning:
<p>MILJØVERNDEPARTEMENTET (inkl. SFT)</p> <p>Beskrivelser av virkninger må følges opp på "tiltakssiden".</p> <p>Regional tilnærming er positivt</p> <p>Planlagt miljøovervåking må beskrives.</p> <p>Utslipp til luft fra skyttel- og supplytrafikk bør kvantifiseres.</p> <p>Omtalen av risiko for og konsekvenser av akutte utslipp bør omfatte bøyelasting og rørledningsbrudd.</p> <p>Bruk av testskip for oppsamling av olje ved brønntesting må vurderes i forhold til avbrenning.</p> <p>Reinjeksjon av produsert vann må vurderes/omtales og disponering av boreavfallet må beskrives.</p> <p>Hvordan endrer prosjektene energibehovet og utslippsbildet på Gullfaks A plattformen.</p> <p>Det forutsettes utarbeidet miljøregnskaper for prosjektene.</p> <p>Influensområdet for akutte utslipp bør som minimum omfatte områder hvor sannsynligheten for påvirkning overstiger 5 %.</p> <p>Miljørisiko langs seilingsleder for skytteltankere bør utredes.</p> <p>Mulig fjerning av rørledninger etter avsluttet produksjon må diskuteres i KU.</p> <p>Mulige akutte effekter og langtidseffekter av evt. akutte utslipp og driftsutslipp fra Gullfaks Sør/Rimfaks/Deltafunnet/Gullfaks A må utredes.</p> <p>Effektene på det marine miljø av utbygging og drift av de aktuelle feltene bør vurderes opp mot mulige effekter av akuttutslipp og eksisterende driftsutslipp fra Gullfaks A.</p> <p>Utredning av virkninger av akutte utslipp må sees i sammenheng med beskrivelsen av oljeverntiltakene. Oljens egenskaper må så langt det er mulig tas hensyn til.</p>	<p>Tiltaksbeskrivelse er inkludert i kap. 4 og kap. 5 . Tiltak er også diskutert i Reg. KU</p> <p>Kap. 7</p> <p>Kap 4.2 og Reg. KU</p> <p>Kap. 4.4 og Reg. KU</p> <p>Kap. 4.1.2</p> <p>Kap. 4.3 og Kap. 4.1.2</p> <p>Kap. 4.2</p> <p>Kap. 4 er utformet som et utslippsbudsjett for prosjektene. Vil følges opp ved miljøregnskap.</p> <p>Influensområdet er definert i Reg. KU, kap 7.2, som denne KU bygger på. Dette er basert på 10 % sannsynlighet for påvirkning.</p> <p>Det vises til tidligere utredninger av denne problemstilling, bl.a. i Konsekvensutredning for Troll - Mongstad oljerørledning (Ref.3).</p> <p>Kap. 2.8. Mht. rørledninger vises til avslutningsplan som skal lages 2-5 år før nedstengning.</p> <p>Kap. 4.3 Reg. KU, kap. 6</p> <p>Kap. 4.3 Reg. KU, kap. 6</p> <p>Kap. 4.4 og 7.2 Reg. KU, kap. 7</p>

Kommentar:	Vurdering/henvisning:
<p>NORGES FISKARLAG</p> <p>Problemstillinger knyttet til bioakkumulering og mulige langtidseffekter på det marine miljø må belyses.</p> <p>Det må etableres rutiner, spesielt i anleggsfasen, som minimaliserer de fiskerimessige ulemper for de redskapsgrupper som benytter området. Det tenkes da spesielt på tidfesting av anleggsaktivitetene, at de berørte fiskerne i god tid må få nødvendig informasjon om grusfyllingspunkter og at rørledningstraséene legges utenom fiskeriområder.</p>	<p>Kap 4.3 Reg. KU, kap. 6</p> <p>Kap. 5</p>
<p>OLJEDIREKTORATET</p> <p>Hvor mye øker CO₂- og NO_x-utslipp fra Gullfaks A som følge av økt kraftbehov når Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet kommer i drift?</p> <p>Hvor mye øker VOC-utslippet som følge av prosjektene?</p> <p>Hvilke tiltak gjennomføres for å redusere miljøutslippene?</p>	<p>Kap. 4.2</p> <p>Kap. 4.2</p> <p>Kap. 4</p>
<p>FISKERIDEPARTEMENTET</p> <p>Arealtap for fiskeriene må fokuseres</p> <p>Det må utføres en akseptabel analyse av fiskeriaktiviteten/fiskeriintensiteten, fangstpotensiale etc. for området.</p> <p>Konsekvensutredningen må redegjøre for eventuelle ulemper for fiskeriaktiviteten som følge av rørledningene og grusfylling over disse.</p> <p>Konsekvenser for akvakulturnæringen må beskrives.</p> <p>Det forutsettes at undervannsinnretningene er overtrålbare.</p> <p>Kjemikalieforbruket må detaljeres</p> <p>Oljevernberedskapen må belyses.</p> <p>Prosjektens påvirkning på det maritime trafikkbildet må belyses.</p> <p>Konsekvensutredningen bør redegjøre for hvilke disponeringsalternativ operatøren planlegger å velge etter at feltene er satt ut av drift.</p>	<p>Kap. 5</p> <p>Reg. KU, kap. 8 Jfr. også rapporten "Utbygging av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet - Virkninger for Fiskeri, Akvakultur og Samfunn" (Ref. 1)</p> <p>Kap 5.1 og 5.2</p> <p>Reg. KU, kap. 7 Jfr. også rapporten "Utbygging av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet - Virkninger for Fiskeri, Akvakultur og Samfunn" (Ref. 1)</p> <p>Alle undervannsinnretninger er overtrålbare, jfr. kap. 5</p> <p>Kap. 4.3</p> <p>Reg. KU</p> <p>Behandles ikke spesifikt fordi skipstrafikken ikke vil øke pga. Gullfaks Satellitter. Trafikken i Tampenområdet vil være avtakende i perioden Gullfaks Satellitter produserer.</p> <p>Kap. 2.8</p>

Kommentar:	Vurdering/henvisning:
<p>SOGN OG FJORDANE FYLKESKOMMUNE</p> <p>Bruken av Fjord Base i Florø i forbindelse med prosjektene må belyses i KU.</p> <p>Det bør tas inn et eget utredningspunkt som belyser hvilken effekt utviklingen mot få og store leverandører har for små virksomheter og sysselsettingen i distriktet.</p> <p>Utredningene må legge vekt på minimalisering av utslippsmengder og miljøpåvirkning, samt analyse av oljevernberedskapen.</p> <p>Fylkeskommunen ber operatøren og Nærings- og energidepartementet vurdere stasjonering av oljevernutstyr på Fjord Base.</p>	<p>Fjord Base vil være sentral i forbindelse med forsyninger til boreoperasjonene.</p> <p>Ved utbyggingen av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet vil Statoil gå bredt ut med informasjon om leveransemuligheter til norsk og internasjonalt næringsliv. Erfaring har vist at norsk næringsliv er konkurransedyktig og har den nødvendige kompetanse til å ta på seg betydelige deler av en offshore-utbygging.</p> <p>Kap. 4 Reg. KU, kap. 7</p> <p>Det er antatt at dette eventuelt må vurderes av NOFO som rette instans. Diskuteres ikke nærmere i denne utredningen.</p>

4 Miljømessige konsekvenser

Dette kapitlet oppsummerer forventede utslippsmengder fra utbygging og regulær drift av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet. Utslippenes størrelse i forhold til utslippene fra øvrige felt i Tampenområdet er dokumentert. Konsekvensene av utslipp fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet er bare kort omtalt i dette kapitlet, og det henvises til bred omtale i Regional konsekvensutredning for Tampenområdet (vedlegg A).

Sannsynligheten for et akutt oljeutslipp fra Gullfaks Sør, Rimfaks eller Deltafunnet er også beskrevet, og blir vurdert som en del av den totale miljørisikoen knyttet til evt. akutte utslipp i Tampenområdet (jfr. vedlegg A).

4.1 Virkninger for miljø i utbyggingsfasen

4.1.1 Installasjonsarbeidene på feltet

Installasjonsarbeidene på feltet vil påvirke bunn-dyrfaunaen fordi utplassering av brønnrammer og legging/grusing av rørledninger vil medføre lokal opphvirvling og tildekking av bunnsedimentene. Virkningene vil være svært lokale og det forventes ikke effekter for andre deler av næringskjeden.

4.1.2 Utslipp fra boring

Utbyggingen av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet planlegges med totalt 23 brønner, hvorav 17 er oljeproducenter og 6 er gassinjektorer. Alle brønnene bores fra brønnrammer på havbunnen ved bruk av en halvt nedsenkbar borerigg til selve boringen og det planlagte kompletterings- og intervensjonsfartøyet SWATH til å gjennomføre kompletteringsoperasjonene.

Boreaktiviteten vil foregå over 3 år i perioden 1997-1999. Det bores 6 brønner i 1997, 9 brønner i 1998 og 8 brønner i 1999

Øvre del av brønnene vil bli boret med vannbaserte borevæsker mens det i de nedre delene vil bli benyttet oljebaserte slamsystemer.

Alle oljeproducentene på Gullfaks Satelitter vil bores horisontalt gjennom reservoaret. Generelt medfører dette en reduksjon i antall brønner, og dermed i mengde forurenset borekaks.

Lokalt vil utslippene av borekaks og borevæske påvirke bunnfaunaen i nærheten av utslippspunktene. Innenfor ca. 100 meter fra hver enkelt brønn vil sedimentoppbyggingen være vesentlig. Dette antas å ha effekt på bunndyr som er tilpasset å leve i sedimenter med en viss kornstørrelsesfordeling. Bunnundersøkelser i Nordsjøen viser imidlertid at disse effektene er av relativt kort varighet (2-3 år).

Med hensyn til en mer utførlig diskusjon av utslippene til sjø og til luft fra boreoperasjonene, vises det til Regional konsekvensutredning for Tampenområdet, kap. 6.14 (vedlegg A), hvor også konsekvensene av disse utslippene er diskutert i detalj.

Utslipp til sjø fra boreoperasjonene

Utslipp til sjø fra boreoperasjonene er vist i tabell 4.1.

År	1997	1998	1999	Totalt
Vannbasert boreslam (tonn)	24000	33000	33000	90000
Kaks (m ³)	3300	4675	4675	12650

Tabell 4.1 Utslipp til sjø fra boreoperasjonene

Av den vannbaserte borevæskens utgjør sjøvann omlag 70 vektprosent, resten er borekjemikalier. Av kjemikaliene utgjør barytt omlag 80 %, hvorav mesteparten er bariumsulfat. Forøvrig inneholder borevæskens polymerer, uorganiske salter og glykol.

Ved boring av de nedre brønnseksjonene vil oljebasert boreslam bli brukt. Når oljebasert slam benyttes vil hverken kaks eller slam bli sluppet ut. Det planlegges å reinjisere kaks og slam i brønnen. Dersom det skulle oppstå problemer med å deponere avfallet i brønnen på denne måten, vil avfallet bli tatt til land og levert til godkjent mottak for spesialavfall. Reinjeksjon av avfallet er miljømessig å foretrekke og er prioritert av prosjektet.

Utslipp til luft i forbindelse med bore- og kompletteringsarbeidene

Boreriggene dekker sitt kraftbehov under operasjonene fra dieselmotorer. Utslippene til luft fra boreoperasjonene er vist i tabell 4.2. Tallene er basert på erfaringstall for en gjennomsnitts borerigg og baseres på kontinuerlig boreaktivitet fra februar/mars 1997 og ut 1999.

År	1997	1998	1999
CO ₂ (1000 tonn)	20	28	28
CO (tonn)	35	50	50
NO _x (tonn)	320	456	456
NMVOG (tonn)	25	36	36
SO ₂ (tonn)	14	20	20

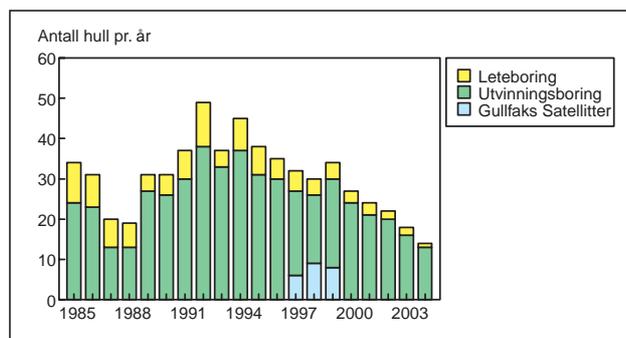
Tabell 4.2 Utslipp til luft fra boreoperasjonene i årene 1997-99.

Det planlegges oppsamling av testproduksjonen i forbindelse med brønntesting. Det vil derfor normalt ikke være utslipp til luft fra disse operasjonene. Det kan imidlertid ikke på dette tids-

punkt med sikkerhet sies om nødvendig spesialfartøy vil være tilgjengelig ved alle planlagte brønntesting. Det kan derfor ikke utelukkes at det i enkelte tilfeller kan bli aktuelt å brenne av testproduksjonen fra brennerbom på boreriggen.

Regional vurdering

Omfanget av boreaktiviteten på Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet vil utgjøre omlag 20-30 % av den totale boreaktiviteten i Tampenområdet i årene 1997-99. Dette fremgår av figur 4.1 som også illustrerer total boreaktivitet i perioden 1985-2004.



Figur 4.1 Boreaktivitet i Tampen-området

Tiltak

Prosjektet planlegger for følgende utslippsreducerende tiltak:

- Reinjisering av alt oljebasert boreslam/kaks i brønnene.
- Kjemikalier med minst mulig miljøskadelig potensiale vil bli valgt. Alle kjemikalier som benyttes er testet mht. giftighet, nedbrytbarhet og bioakkumulering.
- Brønntesting uten utslipp til sjø og uten avbrenning av væsker fra brennerbom. Det vil i den videre planleggingen bli lagt vekt på å sikre at spesialfartøy er tilgjengelig ved behov.

4.2 Utslipp til luft ved ordinær drift

Produksjonen av olje/kondensat fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet vil medføre utslipp til luft av CO₂, NO_x, CO, CH₄, VOC og N₂O.

Brønnstrømmen fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet overføres til Gullfaks A plattformen for prosessering. Produsert gass vil rekomprimeres og injiseres tilbake i reservoarene på Gullfaks Sør og Rimfaks som trykkstøtte for væskeproduksjonen. All kraftgenerering i disse sammenhenger skjer på Gullfaks A, og alle utslipp til luft skjer følgelig fra denne plattformen.

Tabell 4.3 viser årlige utslipp fra kraftgenerering/prosess og fakling gjennom feltenes levetid. Utslippene er sammenlignet med utslippene fra kraftgenerering på Gullfaks A i 1994.

Brenngassforbruket til kraftgenerering på Gullfaks A var i 1994 omlag 180 mill Sm³. Det er ikke ventet vesentlig reduksjon i kraftbehovet frem til forventet produksjonsavslutning i 2006. Gullfaks Satellitter vil utgjøre et betydelig tillegg i kraftbehovet på Gullfaks A med et estimert brenngassforbruk på 110 mill Sm³/år.

Det er ikke kontinuerlig fakling av gass fra Gullfaks A. Fakling skjer kun i forbindelse med nødvendig trykkavlastning (1-4 ganger pr. år) og utgjør en meget liten andel av utslippstallene fra Gullfaks Satellitter.

I tillegg til utslipp fra prosess/kraftgenerering vil det være utslipp av flyktige hydrokarboner i forbindelse med bøyelasting av oljen til skytteltankere. Utslippene vil være omlag proporsjonale med lastet oljemengde og er vist i tabell 4.4.

Komponent	Gullfaks Satellitter Utslipp fra Gullfaks A				Gullfaks A plattformen (kun kraftgenerering)
	1998	1999	Årene 2000 - 2007	Årene 2008 - 2010	
CO ₂ (1000 tonn)	62	241	259	210	417
NO _x (tonn)	169	653	707	569	1600
N ₂ O (tonn)	0,5	1,8	2,1	2	3,4
CO (tonn)	43	173	188	151	303
CH ₄ (tonn)	23	92	100	80	162
NM VOC (tonn)	6	24	26	21	43

Tabell 4.3 Årlige utslipp til luft ved regulær drift av Gullfaks Satellitter og fra Gullfaks A plattformen i 1994.

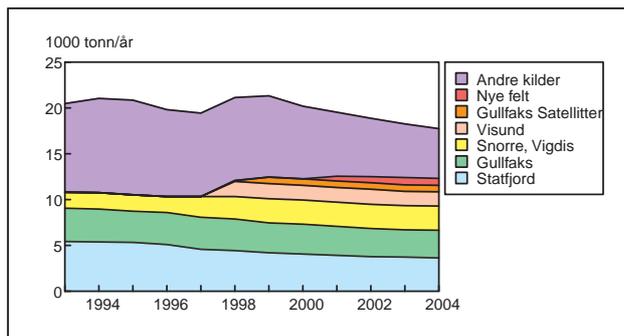
Komponent	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005-2010
NM VOC (tonn)	1980	9206	8781	6448	4702	4800	3700	avtakende
Metan (tonn)	105	484	462	339	248	avtakende		

Tabell 4.4 Årlige utslipp av VOC og metan ved bøyelasting av olje

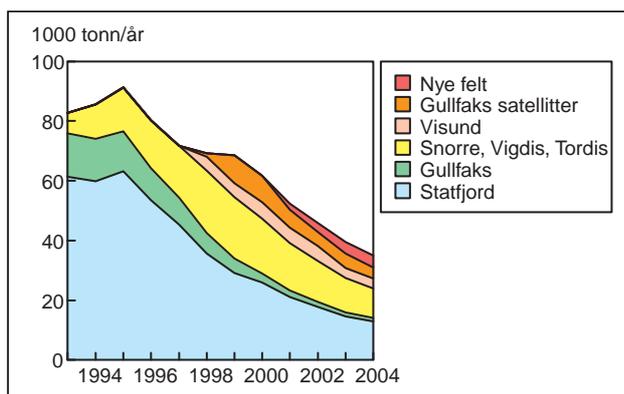
Regional vurdering

Utslippene av NO_x og NMVOC er de viktigste i en regional konsekvenssammenheng. NO_x kan bidra til forsurening og dannelse av bakkenært ozon mens VOC kan bidra til dannelse av bakkenært ozon. Det vises til analyse av virkningene av disse utslippene i Regional konsekvensutredning for Tampenområdet, kap. 5 (vedlegg A).

Utslippene fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet blir beskjedne sammenliknet med de totale utslippene fra feltene i Tampenområdet. De samlede utslippene i regionen og utslippene fra Gullfaks Satellitter er vist i figur 4.2 og figur 4.3.



Figur 4.2 NO_x utslipp i Tampenområdet.



Figur 4.3 VOC utslipp i Tampenområdet

Drivhusgassutslipp

Utslippene av drivhusgasser er ikke vurdert i Regional konsekvensutredning for Tampenområdet da dette rent konsekvensmessig er en global problemstilling uten regional relevans. Drivhusgassutslipp fra driften av Gullfaks Sør,

Rimfaks og Deltafunnet er derfor utfyllende diskutert her.

Gassene karbondioksid (CO₂), metan (CH₄) og lystgass (N₂O) bidrar til "drivhuseffekt" ved at de absorberer den langbølgete varmestrålingen fra jorden. Alle disse gassene forekommer naturlig i atmosfæren, men det er antatt at den konsentrasjonsøkningen som er blitt observert i dette århundret for en stor del skyldes menneskeskapte utslipp. I følge FN's klimapanel vil en fortsatt økning kunne føre til en heving av jordens middeltemperatur.

Gassenes relative påvirkning bestemmes bl.a. ut fra deres evne til å absorbere langbølget stråling og deres oppholdstid i atmosfæren. Det er vanlig å oppgi dette som "CO₂-ekvivalenter". Tabell 4.5 viser maksimale årlige utslippene av klimagasser fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet. Tabellen viser også hvor stor andel av de totale nasjonale utslipp prosjektene representerer.

Tiltak

Prosjektet inkluderer følgende utslippsreducerende tiltak:

- Lav-NO_x brenner på turbin for gass reinjeksjonskompressor
- Fakkelt gassen resirkuleres på Gullfaks A. Ingen kontinuerlig pilotflamme.
- Det arbeides med å redusere utslippene ytterligere gjennom utbygging og drift. ENØK tiltak vil bl.a. bli fokusert.

4.3 Utslipp til sjø ved ordinær drift

Utslipp til sjø i driftsfasen vil omfatte produsert vann, ballastvann, drenasjevann, sanitærvløpsvann og kjølevann. Av disse er det kun produsert vann som omtales spesifikt i denne sammenheng. Gullfaks Satellitters andel av de andre utslippene vil grovt sett være en funksjon av prosesserte oljemengder på Gullfaks A, og kan teoretisk betraktes som en forholdsmessig andel av totale utslipp. Dette er ikke kvantifisert i detalj, men siden oljeproduksjonen på Gullfaks A passerer det historiske toppnivået i 1994/95 vil utslippene av ballastvann, drenasjevann, sanitærvløpsvann og kjølevann fra Gullfaks A plattformen være likt eller lavere enn dagens nivå under hele produksjonsfasen for Gullfaks Satellitter.

Produsert vann

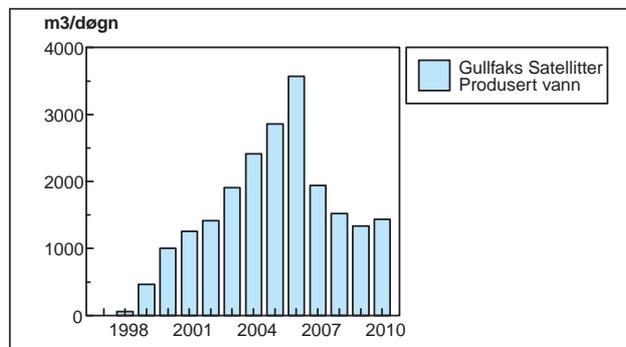
Produsert vann er i all hovedsak formasjonsvann

Komponent	CO ₂ -faktor	Utslipp fra Gullfaks Satellitter (Tonn/år)	Gullfaks Satellitter (Tonn CO ₂ ekvivalenter/år)	Nasjonale utslipp (Tonn CO ₂ ekv./år)	Gullfaks Satellitters andel av nasjonale utsl.
CO ₂	1	259000	259000	33000000	0,78 %
CH ₄	24,5	562	13770	3920000	0,35 %
N ₂ O	320	2,1	672	3900000	0,02 %
Sum			273440	40820000	0,67 %

Tabell 4.5 Bidrag til drivhusgassutslipp fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet

fra reservoarene det produseres fra. Det produserte vannet skilles ut fra oljen og gassen i prosessen på Gullfaks A plattformen og slippes ut i havet etter rensing. Det produserte vannet vil inneholde små mengder oljehydrokarboner og rester av produksjonskjemikalier.

Utslippene av produsert vann slik de fordeler seg over produksjonsperioden, er vist i figur 4.4.

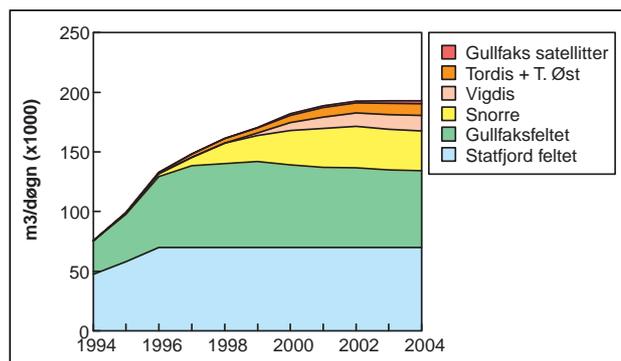


Figur 4.4 Utslipp av produsert vann fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet

Det produserte vannet renses i hydroykloner før utslipp. Innholdet av oljehydrokarboner i utslippsvannet vil være lavere enn 40 mg/liter, som er gjeldende myndighetskrav til slike utslipp. I tillegg vil det produserte vannet fra Gullfaks Satellitter inneholde rester av kjemikalier (emulsjonsbryter, avleiringshemmer, metanol og voks-inhibitor). Tabell 4.6 viser forventet utslipp av produsert vann gjennom produksjonsperioden sammen med tilhørende utslipp av oljekomponenter og kjemikalier. Det er betydelig usikkerhet knyttet til tallene. Det understrekes at kjemikaliene som slippes ut vil være av en type som er godkjent av miljøvernmyndighetene og som ikke innebærer fare for akutte eller langtidsskadevirkninger på miljøet.

Regional vurdering

Samlede produsert vann utslipp fra feltene i Tampenområdet er vist i figur 4.5. Utslippene fra Gullfaks Satellitter blir i denne sammenheng meget beskjedne, i størrelsesorden 1-2 %.



Figur 4.5 Utslipp av produsert vann i Tampenområdet

Det fremgår av dette at ensidige tiltak for Gullfaks Satellitter, med sin marginale andel av utslippene, vanskelig kan gi registrerbare endringer i miljøbelastningen i Tampenområdet. Området må betraktes under ett i konsekvens- og tiltakssammenheng, jfr. Regional konsekvensutredning for Tampenområdet, kap. 6 (vedlegg A).

Tiltak

Følgende tiltak for å redusere utslippene til sjø er inkludert i utbyggingsplanene for Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet:

- Rørkvalitet gjør bruk av korrosjonshemmer unødvendig (ikke endelig besluttet)
- Mulighet for oppvarming av rørene fra Gullfaks Sør reduserer forbruket av hydrathemmer (metanol)
- Tiltak for å redusere forbruk av emulsjonsbryter. Flexibilitet i prosess på Gullfaks A.

År	Produsert vann m ³ /døgn	Oljekomponenter Tonn/år	Emulsjonsbryter m ³ /år	Avleiringshemmer m ³ /år	Metanol m ³ /år	Voks-inhibitor m ³ /år
1998	58	0,8	62,2	0,6	15	
1999	462	6,1	76,3	4,6	116	
2000	1000	13,2	75,3	9,9	252	
2001	1255	16,6	57,5	12,4	316	
2002	1415	18,7	44	14	356	
2003	1908	25,2	44,5	18,9	481	
2004	2410	31,8	36,8	23,9	607	
2005	2858	37,7	32,1	28,3	720	1,6
2006	3571	47,1	30	35,4	900	1,5
2007	1943	25,6	20,1	19,2	490	1
2008	1520	20,1	16,2	15,1	383	0,8
2009	1333	17,6	14,3	13,2	336	0,7
2010	1437	19	13,4	14,2	362	0,7

Tabell 4.6 Forventet utslipp av oljekomponenter og kjemikalier i det produserte vannet i utvalgte år

I tillegg vil mulighetene for reinjeksjon av produsert vann bli vurdert.

4.4 Akutte utslipp

Ved den tekniske planleggingen av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet er det lagt stor vekt på å finne tekniske løsninger og tilrettelegge drifts- og vedlikeholdsrutiner slik at utilsiktede hendelser forebygges. Det vil likevel være en viss sannsynlighet for at slike hendelser kan inntreffe.

I tabell 4.7 er vist sannsynligheten for henholdsvis oljeutblåsning, rørledningsbrudd/-lekkasje og ulykke med en skytteltanker for Gullfaks Satellitter sammenlignet med den totale aktiviteten i Tampenområdet. Tabellen bygger på Miljørisikoanalyse for Gullfaks Satellitter (Ref. 4) og Regional konsekvensutredning for Tampenområdet (vedlegg A) med visse forutsetninger og tilpasninger. Det er bl.a. forutsatt at av totalt ca. 250 skytteltankere som trafikkerer Gullfaksfeltet årlig, vil 50 være knyttet til lasting av olje fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet.

I tilfelle et større akutt oljeutslipp fra Gullfaks Sør, Rimfaks eller Deltafunnet skulle inntreffe, kan konsekvensene for miljø, fiskeri og andre næringer i verste fall bli omfattende. Sannsynligheten for at en slik hendelse skal inntreffe er imidlertid svært liten. Tabellen 4.7 viser at et større oljesøl (utblåsning) fra de tre feltene samlet sett, må forventes å kunne inntreffe med en frekvens av omlag én gang pr. 400 år.

Det er utført en miljørisikoanalyse som belyser risikoen for miljøet ved utbygging og drift av feltene. Miljørisikoanalysen er et redskap for prosjektet for å identifisere tiltak som kan redusere miljørisikoen i prosjektet, samt å vurdere om miljørisikoen er akseptabel i forhold til Statoil's akseptkriterier.

Resultatet av analysen er vist i tabell 4.8. Den estimerte miljørisikoen er akseptabel i forhold til Statoil's akseptkriterier og det er ikke identifisert spesielle behov for risikoreduserende tiltak. I forbindelse med analysen ble sjøfuglressursene identifisert som den mest sårbare ressursen i influensområdet. Det vises til nærmere omtale av sjøfuglressursene og konsekvenser for disse ved større oljesøl i Regional konsekvensutredning for Tampenområdet, kap. 4.6 og kap. 7.3.2 (vedlegg A).

Regional vurdering

I forbindelse med Regional konsekvensutredning for Tampenområdet er det gjort en vurdering av den samlede sannsynlighet for oljesøl fra feltene i regionen. Resultatene er oppsummert sammen med tallene for Gullfaks Satellitter i tabell 4.7.

Resultatene viser at den samlede aktiviteten i Tampenområdet kan medføre utblåsning med en frekvens på omlag hvert 11. år. Det påpekes at det er størst sannsynlighet for små utblåsninger. Den samlede aktiviteten i Tampenområdet utgjøres i denne sammenheng av feltene Statfjord, Gullfaks, Statfjord Nord, Statfjord Øst, Gullfaks Satellitter, Vigdis, Tordis og Visund. Selv om det er grunn til å anta at beregningene er svært konservative, må resultatet betraktes som en forholdsvis stor samlet risiko. Det vises til bred diskusjon av konsekvensene av akutte utslipp fra Tampenområdet i Regional konsekvensutredning for Tampenområdet, kap. 7 og kap. 8 (vedlegg A). Det legges i denne sammenheng stor vekt på risikoreduserende tiltak, og særlig oljevernberedskapen er fylldig beskrevet.

Gullfaks Satellitter står for en liten del av den samlede miljørisikoen som aktiviteten i regionen utgjør. Oljen fra Gullfaks Sør har imidlertid et såkalt maksimalt stivnepunkt som ligger betydelig over sjøvannstemperaturen. Dette kan medføre at oljen vil "stivne" og oppføre seg anderledes på sjøen enn andre råoljer på norsk sokkel. Det er

Type hendelse	Gullfaks Satellitter	Totalt for Tampen-områder
	Sannsynlighet	Sannsynlighet
Utblåsning	27,8 (Driftsfasen) 23,1 (Borefasen)	887,6
Rørledningsbrudd/-lekkasje	149	1900
Ulykker med skytteltanker	1,4	16,5

Tabell 4.7 Oljesølfrekvenser for Gullfaks Satellitter og totalt for aktiviteten i Tampen-området (antall hendelser pr. 10 000 år)

Miljøskadekategori	Beregnet risiko for gjennomsnittsåret		Akseptkriterier (risiko pr. år)
	Borefasen	Driftsfasen	
Mindre	$0,12 \times 10^{-2}$	$0,12 \times 10^{-2}$	1×10^{-2}
Moderat	$0,40 \times 10^{-3}$	$0,52 \times 10^{-3}$	$2,5 \times 10^{-3}$
Betydelig	$0,26 \times 10^{-3}$	$0,35 \times 10^{-3}$	1×10^{-3}
Alvorlig	$1,4 \times 10^{-4}$	$1,5 \times 10^{-4}$	5×10^{-4}

Tabell 4.8 Estimert miljørisiko for Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet sammenstilt med Statoil's installasjonsspesifikke akseptkriterier.

mulig at forutsetningene i utførte oljedriftsberegninger og i vurderinger av oljevernberedskapen ikke vil være gyldige for Gullfaks Sør oljen. Det er også usikkert i hvilken grad en mulig "stivnet" olje vil skade sjøfugl.

Olje fra Norne-feltet utenfor Sandnessjøen i Nordland har tilsvarende egenskaper mht. stivnepunkt som Gullfaks Sør oljen. For å øke kunnskapen mht. hvordan disse oljene vil oppføre seg ved utslipp til sjøen har Statoil igangsatt prosjektet "*Oljevernfunksjonalitet og forvitringsegenskaper ved akutte utslipp av Norne- og Gullfaks Satellitt-olje*". Resultatene fra prosjektet vil bli implementert i utbyggingsplanene for Gullfaks Satellitter.

Det er grunn til å anta at de negative konsekvensene av en "stivnet" olje på miljøet vil være av samme størrelsesorden eller noe reduserte sammenlignet med en "normal" råolje. Dersom resultatet av ovennevnte prosjekt gir grunn til å konkludere vesentlig anderledes, forplikter Statoil seg til å informere relevante parter om dette, samt foreta nødvendig oppdatering av konsekvensutredningen.

Tiltak

Erfaring viser at drifts- og vedlikeholdsrutiner samt driftspersonellets kompetanse og holdninger er viktig for å unngå uønskede hendelser. Prosjektene vil vektlegge disse forhold spesielt.

Oljevernberedskapen i området og langs kysten er utfyllende omtalt i Regional konsekvensutredning for Tampenområdet (vedlegg A).

4.5 Miljømessige virkninger

Dette kapitlet viser at utslippene fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet utgjør en liten del av de samlede utslipp i Tampenområdet. Miljømessige virkninger av de totale utslippene fra feltene i Tampenområdet er diskutert i vedlegg A.

Til tross for at de samlede utslippene fra regionen må betegnes som store, er det ikke påvist vesentlige skadevirkninger på miljøet utover de påvirkninger på bunndyr og sedimenter som var forventet i nærheten av plattformene pga. utslipp av borekaks (spesielt tidligere utslipp av oljeholdig borekaks). Det er imidlertid ikke grunnlag for kategorisk å utelukke at utslippene også kan ha andre skadevirkninger på miljøet. For flere av utslippskomponentene vil utslippene fra Tampenområdet uomtvistelig utgjøre en forholdsmessig andel av den totale forurensningsbelastning, f.eks. som bidrag til forsurening.

Utbygging og drift av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet vil ikke signifikant endre miljøkonsekvensbildet for olje- og gassproduksjonen fra Tampenområdet.

driver konsumtrålfiske i området. Det er imidlertid tale om midlertidige arealbeslag omkring hver brønn.

Arealbeslag ved installering av rørledninger

Rørledningene fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet til Gullfaks A planlegges installert innenfor en periode på vel ett år fra sommeren 1997 til sommeren 1998. Det er foreløpig ikke tatt stilling til om rørledningene fra det enkelte felt skal legges som en felles rørbunt i en rørledning med ytre diameter ca. 36-42", eller om det skal legges mindre separate rørledninger med dimensjoner fra 6" til 12" fra feltene. I praksis kan begge løsningene være aktuelle for alle feltene. For å sikre stabiliteten på de mindre rørledningene vil disse måtte tildekkes med grus/stein. Evt. grusdumping av ledningene kan foregå helt frem til sommeren 1999.

I de tilfeller det velges en løsning basert på mindre rørledninger, vil det for perioden fra rørledningene er ferdig lagt til kontrollkabler installeres, og ledninger og kabler kan tildekkes med stein, bli søkt om midlertidige begrensingsområder med forbud mot fiske med bunntrål ut til 500 meter på hver side av de aktuelle rørledningene. I praksis må det beslaglagte arealet vurderes som større enn arealet av selve begrensingsområdene fordi fiskerne må foreta unnvikende manøvrering før de når frem til selve området, og dessuten neppe vil gå inn i "blindveier" mellom to begrensingsområder. Dersom det velges separate rørledninger for alle tre feltene kan i praksis et område i størrelsesorden inntil 130 km² bli beslaglagt i deler av perioden fra sommeren 1997 til sommeren 1999. Dette arealet fremkommer som et trapes der Gullfaks A, Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet utgjør hjørnene. Dersom separate rørledninger velges for to av feltene reduseres arealbeslaget til inntil 75 km². For å illustrere at variasjonsmulighetene er store nevnes at dersom kun rørbunt-teknologi benyttes vil arealbeslaget være omlag 30 km² i kort tid (1-2 uker) rundt hver av de inntil 8 km lange rørbunt-lengdene mens de installeres.

Rørledningene går gjennom områder der det drives konsumtrålfiske og i noen grad også industritrålfiske i randsonen av trålfeltene i eggaskråningen. Konsumtråleraktiviteten er størst i perioden september - mars. Samlet sett er det i første rekke konsumtrålfisket i fangstsesongene 1997/98 og 1998/99 som kan bli berørt.

Arealtap i driftsfasen

Alle undervannsinnretninger på Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet er overtrålbare (se figur 2.3). Dette betyr i praksis at fiskerne ikke trenger å ta hensyn til installasjonens tilstedeværelse ved utøvelsen av fisket, og at installasjonene derfor ikke utgjør et arealbeslag.

Det viser seg likevel at fiskerne ofte oppfatter installasjonene som hefter eller obstruksjoner, og at de kan velge å tråle utenom. Nedenfor diskuteres hvor stort arealtap undervannsinstalla-

sjonene kan utgjøre med utgangspunkt i en slik forutsetning.

Gullfaks Sør

Gullfaks Sør ligger omlag 8 kilometer sør for Gullfaks A plattformen. Feltet planlegges bygget ut med tre brønnrammer. To av brønnrammene ligger tett opptil hverandre, med en avstand på rundt 3 kilometer til den tredje rammen. Det søkes ikke om etablering av begrensingsområder omkring installasjonene. Feltet ligger på 130 - 140 meters dyp vest for eggaskråningen.

Arealbeslag

Den østligste brønnrammen ligger i randsonen av industritrålfeltene i eggaskråningen, og medfører et arealbeslag på mindre enn 1/2 km² dersom det foretas unnvikende manøvrering med en klaring på 100 meter til rammen.

Ved konsumtråling vil hver brønnramme medføre et arealbeslag på mindre enn 1/4 km² selv om det holdes en avstand på vel 100 meter fra installasjonene. Samlet arealbeslag er mindre enn 1/2 km².

Rimfaks

Feltet ligger 16 km sørvest for Gullfaks A. Feltet planlegges utbygget med tre brønnrammer med en innbyrdes avstand på rundt 2 kilometer. Det søkes ikke om etablering av begrensingsområder omkring installasjonene. Feltet ligger på 130 - 140 meters dyp vest for eggaskråningen.

Arealbeslag

Brønnrammene ligger i et område der det drives konsumtråling. For fartøyer som velger å tråle utenom installasjonene vil arealbeslag avhenge av tråretning. Tråles det nord-syd er dette tre mindre hindringer som hver for seg innebærer et arealbeslag på mindre enn 1/4 km². Samlet arealbeslag er mindre enn 1 km².

Ved tråling øst-vest kan noen fartøyer velge å tråle utenom alle tre installasjonene. Det vil i så fall ikke være tale om et reelt arealtap i og med at det området som da ikke utnyttes kan tråles i en annen retning.

Deltafunnet

Feltet ligger 7 km nord for Rimfaks. Feltet planlegges utbygget med en brønnramme. Det søkes ikke om etablering av begrensingsområde omkring installasjonen. Feltet ligger på 130 - 140 meters dyp vest for eggaskråningen.

Arealbeslag

Brønnrammen ligger i et område der det drives konsumtråling. For fartøyer som velger å tråle utenom installasjonen vil brønnrammen innebære et arealbeslag på mindre enn 1/4 km².

5.2 Virkninger for fiskeriene

Virkninger av arealbeslag i anleggsfasen

For konsumtrålerne kan et område på 20-130 km² bli beslaglagt i hele eller deler av en periode fra

sommeren 1997 til sommeren 1999. Dette vil avhenge av hvilket rørledningskonsept som velges. Hvor stort areal som faktisk beslaglegges til enhver tid vil avhenge av hvor lang tid det går mellom legging og steindumping av de enkelte ledningene. Uansett hvor stort arealbeslaget vil bli, vil det kontinuerlig reduseres i perioden grusdumping pågår. I praksis er det fangst-sesongene som strekker seg fra høsten 1997 til våren 1998 og fra høsten 1998 til våren 1999 som kan bli berørt.

Gjennomsnittlig konsumtrålfangst i den berørte lokasjonen var omlag 1.600 tonn for årene 1986, 1990 og 1993, jfr. Regional konsekvensutredning for Tampenområdet, kap. 8 (vedlegg A). Vurdert ut fra den svake bestandssituasjonen for sei er det ikke grunn til å vente noen vesentlige endringer de nærmeste årene. Det midlertidige arealbeslaget kan medføre en fangstreduksjon i de to fangst-sesongene som berøres. Størrelsen av en slik midlertidig fangstreduksjon vil avhenge av det faktiske arealbeslaget i de sesongene som berøres. Forutsatt jevn fangstfordeling, uendret bestandsnivå, fullt arealbeslag hele sesongen og ingen bruk av alternative fangstfelt kan fangsttapet meget grovt beregnes til 300-400 tonn sei pr. sesong (Ref. 1).

Virkinger av arealbeslag i driftsfasen

Brønnrammene
Utbyggingen av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet medfører både hver for seg og samlet bare et uvesentlig arealbeslag. Installering av nye undervannsinstallasjoner uten begrensingsområder omkring kan medføre mindre operasjonelle ulemper for trålerflåten. Dette skyldes at installasjonene i utgangspunktet vil oppfattes som nye obstruksjoner på havbunnen som mange fiskere kan velge å tråle utenom. Installasjonene på disse tre feltene ventes imidlertid ikke å medføre et arealbeslag som kan medføre merkbare fangstreduksjoner.
Rørledningene

De planlagte rørledningene planlegges installert i områder vestover fra eggaskråningen der det foregår en del konsumtrålfiske. I 1986 ble omlag 10% av de norske konsumtrålfangstene i Nordsjøen fisket i dette området. Tilsvarende andeler i 1990 og 1993 var hhv 21% og 20%.

Vurdert ut fra erfaringene fra utførte overtrålingsforsøk på store rørledninger i 1993 (Ref. 5), vil en rørbunt med diameter på rundt 40" ikke medføre operasjonelle ulemper av noe omfang. Det er ikke ventet at rørledningen vil medføre reduserte fangster i området.

Dersom rørledningene legges som mindre separate rør vil disse evt. måtte tildekkes med stein/grus. Fra Fiskeridirektoratet er det påpekt at steinfyllinger langs rørledningstraseer for å redusere frie spenn eller for å stabilisere rørledningen, kan skape problemer under fiske. Fiskerne er skeptiske til å tråle over steinfyllinger fordi det kan komme stein i trålposen, noe som medfører at trålposen presses mot bunnen og utsettes for stor slitasje. Stein som følger med lasten om bord kan også forårsake skade på fiskepumpene ved lossing av fartøyene. Det er vurdert som lite sannsynlig at steinfyllinger langs rørledningene vil utgjøre operasjonelle problemer av et omfang som vil kunne registreres i form av reduserte fangster i området.

Avbøtende tiltak

Statoil ønsker gjennom en dialog med fiskerimyndighetene å finne frem til eventuelle tiltak som kan redusere konsekvensene for fiskeriene. Dette inkluderer følgende:

- Drøfte med fiskerimyndighetene hvilke traséer eller strekninger som betyr mest for fisket, slik at en kan vurdere å prioritere disse når overgrusingsarbeidet starter.
- Vurdere å tilpasse grus-/steinstørrelse til evt. preferanser fra fiskerimyndighetenes side innenfor aktuelle tekniske rammer.
- Optimalisering mht. dumpede steinmengder.

6 Samfunnsmessige konsekvenser

Dette kapittel er basert på rapporten: "Utbygging av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet - virkninger for fiskeri, akvakultur og samfunn" (Ref. 1).

6.1 Investeringer og driftskostnader

Samlede investeringer i utbygging av de tre satelittfeltene er anslått til rundt 6,5 milliarder 1995-kr, fordelt med i overkant av 2,5 milliarder kr på Gullfaks Sør, i underkant av 3,5 milliarder kr på Rimfaks og rundt 0,5 milliarder på Deltafunnet. Investeringene fordeler seg over tid som vist i tabell 6.1.

	1995	1996	1997	1998	1999	Sum
Investering	26	1 175	2 802	1 924	567	6 494

Tabell 6.1: Investeringer i Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet, fordelt over tid. (Mill 1995-kr)

Investeringene i de tre satelittfeltene fordeler seg over fem år i perioden 1995 - 1999, med hovedtyngden fordelt på årene 1996 - 1998. Oljeproduksjonen starter opp i slutten av 1998, og pågår fram til feltene er uttømt rundt år 2010.

Driftskostnader for Gullfaks sør, Rimfaks og Deltafunnet er i et normalår kalkulert til rundt 170 millioner 1995 kr. (eks. CO₂-avgift).

6.2 Samfunnsmessig verdi av olje-produksjon

6.2.1 Inntekter

De totale utvinnbare olje- og kondensatressursene på de tre satelittfeltene er anslått til rundt 41 millioner Sm³ olje og kondensat. For det norske samfunn representerer disse petroleumsressursene betydelige verdier.

De samlede forventede salgsinntekter fra de tre satelittfeltene i perioden 1998 - 2010, summerer seg til vel 27 milliarder 1995-kr. *Selv om dette er små satelittfelte, er det likevel store verdier som utløses gjennom utbyggingene.* Forventede salgsinntekter fordeler seg med omlag 13,4 mrd 1995-kr for Gullfaks Sør, vel 12 mrd kr på Rimfaks, og nær 1,6 mrd 1995-kr på Deltafunnet.

Salgsinntektene fra de tre feltene fordeler seg over perioden 1998 - 2010. Diskonteres salgsinntektene til nåverdi, med en samfunnsmessig kalkulasjonsrente på 7%, får man en verdi av inntektsstrømmen i dag på vel 17 mrd 1995-kr, fordelt med omlag 8,3 mrd kr på Gullfaks Sør, vel omlag 7,7 mrd. kr på Rimfaks og nær 1 mrd 1995-kr på Deltafunnet.

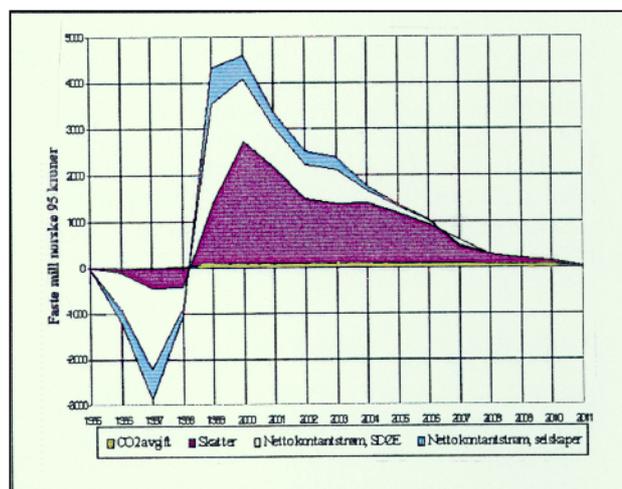
6.2.2 Kostnader

Samlede kostnader til Gullfaks-satelittene i tidsrommet 1995 - 2010, er beregnet til rundt 11

mrd 1995-kr, fordelt med 6,5 mrd 1995-kr på investeringer og 4,5 mrd 1995-kr på drift.

6.2.3 Samfunnsmessig lønnsomhet

Figur 6.1 viser netto kontantstrøm fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet år for år i perioden 1995 - 2010. En ser også oppdelingen av denne kontantstrøm på henholdsvis CO₂-avgift, skatter til staten, Statens firekte økonomiske engasjement (SDØE), og oljeselskapenes eierandel.



Figur 6.1: Netto kontantstrøm

Det framgår av figur 6.1 at netto kontantstrøm fra Gullfaks-satelittene er negativ i størsteparten av investeringsfasen. Fra år 1999 snus dette til en positiv kontantstrøm, som når en planlagt topp på nær 4,6 mrd 1995-kr år 2000, og deretter faller langsomt ned mot null fram mot planlagt nedstenging av feltene i år 2010.

Samlet gir dette en netto kontantstrøm fra Gullfaks-satelittene på vel 17,2 mrd 1995-kr, inkl. CO₂-avgift, i perioden 1995 - 2010. Også etter at kostnadene er trukket fra er det dermed betydelige inntekter for det norske samfunn av å bygge ut Gullfaks-satelittene. Netto kontantstrøm fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet fordeler seg med vel 1 mrd 1995-kr i CO₂-avgift til staten, nær 12 mrd 1995-kr i selskapsskatt og særskatt til staten, vel 3 mrd 1995-kr til statens direkte eierandel (73%) og beskjedne 1,2 mrd 1995-kr til oljeselskapenes eierandel i prosjektet.

Den samfunnsmessige lønnsomhet av et investeringsprosjekt, uttrykkes gjerne i form av en nåverdi betraktning, der framtidige inntekter og utgifter ved prosjektet, neddiskonteres til beslutningstidspunktet og sammenliknes. For beregning av nåverdien i dag av framtidige inntekter og kostnader, benyttes en samfunnsmessig kalkulasjonsrente som i prinsippet skal være lik for alle investeringsprosjekter samfunnet engasjerer seg i. Den samfunnsmessige kalkulasjonsrenten er av Finansdepartementet fastsatt til 7%, og er ment å skulle uttrykke det real-avkastningskrav samfunnet har for framtidige inntekter av de økono-

miske ressurser man i dag benytter som investeringer i prosjektet. Beslutningskriteriet for å investere i prosjektet blir da i prinsippet enkelt: Dersom nåverdien av framtidige inntekter og kostnader ved 7% kalkulasjonsrente er positiv, bør samfunnet bruke økonomiske ressurser på å investere i prosjektet. Dersom nåverdien er negativ, bør man la det være.

Når det gjelder Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet, er nåverdien i dag av framtidige inntekter og kostnader (netto kontantstrøm) beregnet til 9,8 mrd 1995-kr inklusive CO₂-avgift. *Etter vanlige beregningskriterier er dermed utbygging av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet klart samfunnmessig lønnsomt.* En samfunnmessig nåverdi på 9,8 mrd 1995-kr ligger langt over normal avkastning på samfunnets investeringsprosjekter, og viser klart hvilken grunnrente, eller ekstraavkastning, det norske samfunn har av utbygging av disse petroleumressursene på kontinentalsokkelen.

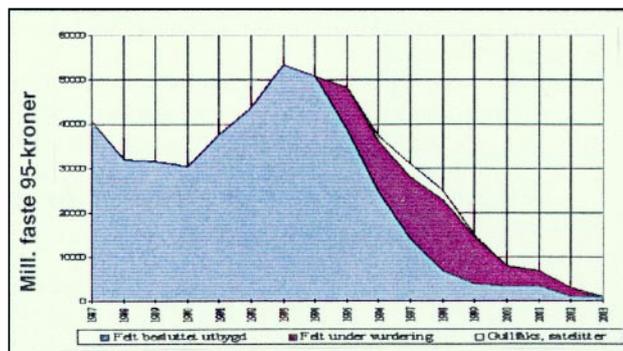
Beregningene av samfunnmessig nåverdi av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet er gjort under bestemte forutsetninger om investerings- og driftskostnader, petroleumpriser og produksjonsvolum. Særlig vurderingen av framtidige petroleumpriser vil her være en usikkerhetsfaktor. Den samfunnmessige nåverdi ved prosjektet er imidlertid så høy, at petroleumprisene i gjennomsnitt må halveres for at prosjektet ikke lenger skal være samfunnmessig lønnsomt. Det viser at utbygging av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet er temmelig robust overfor endringer i petroleumprisene i årene framover.

6.3 Leveranser av varer og tjenester til utbygging og drift

6.3.1 Utbyggingens innvirkning på investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel

Investeringer i feltinstallasjoner og rørledninger på norsk kontinentalsokkel har tradisjonelt ligget på et nivå i overkant av 30 milliarder 1995-kr pr år. De siste årene, og især i 1993 og 1994 har det imidlertid skjedd en betydelig opptrapping i offshoreinvesteringene, med samlede investeringer helt opp i 50 milliarder kr. I årene framover ventes investeringsnivået igjen å falle. Forventet utvikling slik det ser ut høsten 1995, framgår av figur 6.2

Figur 6.2 viser for årene framover henholdsvis investeringer i vedtatte prosjekter, investeringer i prosjekter under vurdering for utbygging, og investeringer i Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet (Gullfaks satellitter). En ser at investeringer i vedtatte felt og rørledninger faller raskt fram mot år 2000. Investeringer i felt under vurdering begrenser fallet noe. Investeringer på 6,5 milliarder 1995-kr i Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet betyr lite i denne sammenheng, men begrenser i det minste fallet noe i perioden 1996 - 1998. I mellomtiden vil forhåpentligvis en del nye



Figur 6.2: Investeringer på norsk sokkel i faste 95-kroner

prosjekter komme til, slik at fallet i investeringsaktivitetene blir mindre enn hva det ser ut til i dag.

Noe fastlagt politisk mål for investeringsaktivitetene på norsk kontinentalsokkel foreligger ikke, men myndighetene ønsker generelt å holde et så jevnt investeringsnivå som mulig, av hensyn til aktivitetsnivået og sysselsettingen i norsk offshore-rettet næringsliv.

Kapasiteten i norsk offshore-rettet næringsliv er ganske fleksibel, men har de senere år stort sett vært tilpasset et investeringsnivå på 30 - 40 milliarder 1995-kr, med normale norske andeler av vare- og tjenesteleveransene på 50 - 60%. De siste årene har kapasiteten særlig i verkstedproduksjon, vært sterkt presset. Dette presset er nå i ferd med å avta.

Investeringene i Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet starter opp for alvor i 1996, og når en topp i 1997 og 1998. Hovedtyngden av investeringene kommer dermed akkurat i den perioden da norsk offshore-rettet næringsliv, slik det nå ser ut, vil ha et behov for nye oppdrag. Prosjektet er dessuten forholdsvis lite i offshore-sammenheng. Det er derfor lite sannsynlig at utbygging av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet vil føre til pressproblemer i noen deler av norsk offshore-sektor. Tvert imot vil utbyggingen gi små, men viktige bidrag til å opprettholde aktivitetsnivå og sysselsetting i norsk offshore-rettet næringsliv i de nærmeste årene framover.

6.3.2 Varer og tjenesteleveranser til Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet

EØS-avtalens innkjøpsdirektiv stiller strenge krav til hvordan en anbudskonkurranse innenfor offshore-sektoren skal gjennomføres, men har ikke krevet grunnleggende endringer i Statoils innkjøpsrutiner. Ved utbygging av nye felt på kontinentalsokkelen vil Statoil i anleggsfasen gå bredt ut med informasjon om leveransmuligheter til norsk og internasjonalt næringsliv, og gjøre bruk av norske bedrifter der de er konkurransedyktige. I driftsfasen vil en søke å bygge opp et leverandørnett rundt base og driftsorganisasjon for å ivareta daglige leveranser. Større vedlikeholdsoppdrag vil bli satt ut på anbud på vanlig måte.

Nasjonale leveranser av varer og tjenester i utbyggingsfasen

Utgangspunktet for vurdering av norske leveranser i utbyggingsfasen, er erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel. Slike prosjekter er imidlertid sjelden direkte sammenliknbare, og teknologi og kostnadsbevissthet i offshore-sektoren er i rask utvikling.

Et viktig trekk i denne sammenheng er inngåelse av langsiktige rammeavtaler både på utstyrssiden og når det gjelder tjenester. Hensikten med slike avtaler er å oppnå betydelige kostnadsbesparelser gjennom standardisering av utstyr og stordriftsfordeler i produksjonen. På noen års sikt kan disse rammeavtalene føre til betydelige endringer i kostnadsnivået på kontinentalsokkelen, og trolig også i leverandørmønsteret.

Ved vurdering av mulige norske vare- og tjenesteleveranser må en dele opp utbyggingsprosjektet i undergrupper, og for hver undergruppe vurdere norske leverandørers konkurransevne og kompetanse. Dette gir et grunnlag for på forhånd å kunne vurdere norske andeler av leveransene. Med bakgrunn i en oppdeling av investeringskostnadene til Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet, skal en gjennomføre en slik vurdering nedenfor. Det understrekes imidlertid at slike vurderinger nødvendigvis vil være usikre.

De beregnede norske vare- og tjenesteleveranser til utbygging av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet er vist i tabell 6.2. Det framgår av tabellen at samlet ventes norsk næringsliv å få vare- og tjenesteleveranser til utbyggingsprosjektet for rundt 4.1 milliarder 1995-kr, eller 63% av de totale investeringer. Dette er en noe høyere norsk leveranseandel enn det som til nå har vært vanlig ved undervannsutbygginger på norsk kontinentalsokkel. Årsaken til dette er trolig dels den strukturendring i leverandørmønsteret som skjer gjennom inngåelse av rammeavtaler, og dels at modifikasjonsarbeider på Gullfaks A, med høy norsk leveranseandel, utgjør en forholdsvis stor del av prosjektkostnadene.

		Invest. Mill kr	Norske leveranser (%)	Mill.kr
	Prosjektledelse	387	100%	387
Modifika- sjoner Gullfaks A	Prosjektering	430	100%	430
	Utstyr og bulk	568	55%	312
	Innstill.offshore	376	90%	338
	Fabrikasjon	347	90%	312
	Marine operasjoner	88	-	-
	Base,transport	27	100%	27
	Forpleining	104	100%	104
Rørled- ninger	Rør	1 260	15%	189
	Styringskabler	230	25%	58
Underv prod		861	70%	603
Boring		1 817	75%	1 363
Totalt		6 495	63%	4 123

Tabell 6.2: Beregnede norske vare- og tjenesteleveranser til utbyggingsprosjektet. (Mill 1995-kr)

Bygge- og anleggsvirksomhet og industri er de næringer som får mest leveranser til utbygging av Gullfaks- satelittene, med henholdsvis 1570 mill 1995-kr og 1370 mill 1995-kr. Bygge og anleggsvirksomhet vil i dette tilfellet hovedsakelig si borevirksomhet, og ellers noe installasjonsarbeider på Gullfaks A. Innenfor industrivirksomhet er det særlig verkstedsindustrien som får leveransene. Forretningsmessig tjenesteyting, herunder også Statoils egen virksomhet, får også betydelige leveranser, med vel 800 mill. 1995-kr. De øvrige leveransene fordeler seg på varehandel og transportvirksomhet.

Leveranser i driftsfasen

Kostnader til drift av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet, er beregnet til rundt 170 millioner 1995-kr i et normalår. I tillegg kommer CO₂-avgift til Staten med rundt 90 millioner 1995-kr., men dette er en ren skatt, og ikke leveranser fra norsk næringsliv.

Vare- og tjenesteleveranser til drift av Gullfaks-satelittene består dels av leveranser til drift og vedlikehold av undervannsinstallasjonene og rør, kalkulert til 122 mill. 1995-kr pr år, og dels av drift og vedlikehold av de nye modulene på Gullfaks for 48 mill 1995-kr pr år. Mot slutten av prosjektet er det i tillegg lagt inn en kalkulatorisk andel av kostnadene til drift av Gullfaks A-plattformen på 325 mill 1995-kr pr år.

Drift og vedlikehold av undervannsinstallasjoner foretas vanligvis av norske brønn- eller riggselskaper, og består av brønnvedlikehold, kjemikalier, inspeksjon, utskifting av deler mv. Reservedeler vil for en stor del være produsert i utlandet, mens arbeidet for øvrig stort sett vil være norske leveranser. Norsk andel av leveransene vil trolig ligge rundt 80%, eller i underkant av 100 mill. 1995-kr pr år, det meste i form av tjenester.

Kostnader til drift på Gullfaks A består dels av personalkostnader og forpleining, både på Gullfaks A og i Statoils driftsorganisasjon på land, og dels av leveranser til vedlikehold og drift av de nye modulene og utstyret på Gullfaks A. Personalkostnader, forpleining og kalkulatoriske kostnader på land utgjør her rundt 20 mill 1995-kr pr år, mens de resterende 28 mill 1995-kr pr. år er vare- og tjenesteleveranser. Forholdene på Gullfaks A vil være omtrent de samme som for drift av undervannsinstallasjonene, med endel utenlandske reservedeler, og stort sett norske tjenesteleveranser. Norsk andel kan også her anslås til rundt 80%, eller 22 mill. 1995-kr pr. år.

6.4 Sysselsettingsmessige virkninger av utbygging og drift

6.4.1 Beregningsmetodikk

For beregning av sysselsettingsmessige virkninger av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet på nasjonalt nivå, er det benyttet en forenklet kryssløpsbasert beregningsmodell med virkningsko-

effisienter hentet fra Statistisk Sentralbyrås nasjonale planleggingsmodell MODIS.

Beregningsmodellen tar utgangspunkt i de anslåtte vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv fordelt på næring og år. På dette grunnlag beregnes den samlede *produksjonsverdi* som skapes i norsk næringsliv som følge av disse leveransene, både hos leverandørbedriftene selv, og hos deres underleverandører. Produksjonsverdien blir deretter regnet om til sysselsetting målt i årsverk, ved hjelp av statistikk for produksjon pr. årsverk i ulike bransjer. Som resultat av modellberegningene får en dermed *direkte sysselsettingsvirkninger* hos leverandørbedriftene, og *indirekte sysselsettingsvirkninger* hos bedriftenes underleverandører. Tilsammen gir dette prosjektets *produksjonsvirkninger*.

I tillegg til produksjonsvirkningene beregner også modellen prosjektets *konsumvirkninger* i det norske samfunn. Konsumvirkningene oppstår som følge av at de sysselsatte betaler skatt, og bruker sin lønn til kjøp av forbruksvarer og tjenester. For beregning av konsumvirkninger benytter modellen marginale konsumtilbøyeligheter hentet fra planleggingsmodeller på nasjonalt nivå.

Legger en sammen prosjektets produksjonsvirkninger og konsumvirkninger, framkommer tilslutt prosjektets *totale sysselsettingsvirkninger*. Det understrekes at dette er beregnede tall, som inneholder betydelig usikkerhet. En usikkerhet på 20 - 30% bør en i allefall regne med.

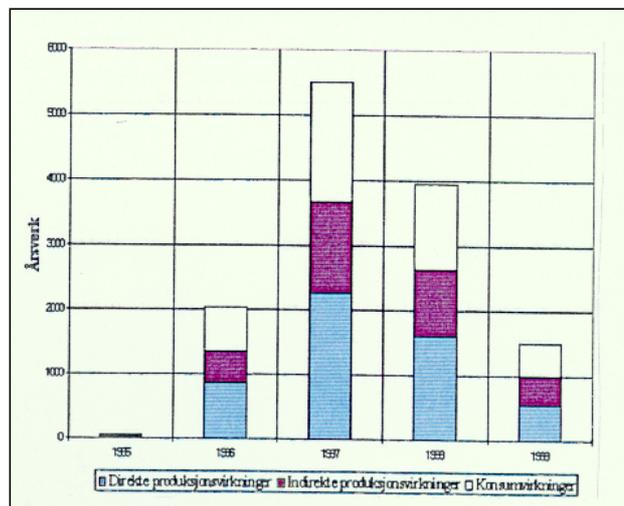
6.4.2 Sysselsettingsmessige virkninger av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet

Tar en utgangspunkt i de beregnede norske vare- og tjenesteleveransene til Gullfaks sør, Rimfaks og Deltafunnet, og bruker modellapparatet som angitt ovenfor, framkommer en beregning av sysselsettingsmessige virkninger av prosjektet på nasjonalt nivå, som vist i figur 6.3 og tabell 6.3.

Nasjonale sysselsettingsvirkninger	Årsverk
Direkte produksjonsvirkninger	5 310
Indirekte produksjonsvirkninger	3 370
Konsumvirkninger	4 360
Totalt	13 040

Tabell 6.3 Nasjonale sysselsettingsvirkninger fordelt på tid og type virkning

Det framgår av tabell 6.3 og figur 6.3 at samlede sysselsettingsvirkninger av utbyggingsprosjektet på nasjonalt nivå er beregnet til rundt 13.000 årsverk, fordelt over fem år i perioden 1995 - 1999. Av dette vil vel 5.300 årsverk være direkte produksjonsvirkninger i de norske leverandørbedriftene, nær 3.400 årsverk vil være indirekte produksjonsvirkninger hos deres underleverandørbedrifter, mens de resterende nær 4.300 årsverk vil være konsumvirkninger som følge av de sysselsattes forbruk, skattebetalinger m.v. Det understrekes at dette er beregnede tall som inneholder betydelig usikkerhet.



Figur 6.3: Nasjonale sysselsettingsvirkninger fordelt på tid og type virkning

Det understrekes også at dette ikke nødvendigvis vil representere ny sysselsetting. I stor grad vil leveransene til Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet bare bidra til å opprettholde en normal sysselsetting i norsk offshore-rettet næringsliv i utbyggingsperioden. Helt ny sysselsetting som følge av kapasitetsøkninger, kan man bare i liten grad regne med som følge av dette prosjektet. De nasjonale virkningene av utbyggingen blir imidlertid ikke mindre viktige av den grunn.

Den største sysselsettingseffekten av utbyggingsprosjektet kommer innenfor industri, med nær 2.500 årsverk fordelt over fem år. Det meste av dette vil tilfalle verkstedsproduksjon. Store sysselsettingseffekter får en også i bygge- og anleggsnæringen, i praksis innenfor oljeboring og installasjonsarbeid. Sysselsettingseffekten er her beregnet til nær 2.200 årsverk, fordelt over fem år. Det blir også betydelige sysselsettingseffekter innenfor forretningsmessig tjenesteyting, både internt i Statoil og i prosjekterings bedrifter, med til sammen nær 1.700 årsverk. Ellers ventes varehandel å få en aktivitetsøkning på vel 1.000 årsverk, transportnæringen får nær 600 årsverk, mens de resterende 760 årsverk fordeler seg ut på andre næringer.

Sysselsettingsmessige virkninger av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet i driftsperioden

Drift av Gullfaks-satelittene er beregnet til å kreve ca. 10 årsverk på Gullfaks A og ca. 10 årsverk i Statoils landorganisasjon i Bergen. til sammen gir dette en direkte driftssysselsetting på 20 årsverk.

Langt viktigere for sysselsettingsvirkningene av Gullfaks-satelittene i driftsfasen er imidlertid driftsleveransene fra norsk næringsliv. Disse er beregnet til rundt 120 mill 1995-kr i et normalår.

De samlede nasjonale sysselsettingsvirkningene av drift av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet er beregnet til rundt 400 årsverk i et normalår. Dette fordeler seg med 20 årsverk på direkte drifts-

sysselsetting på Gullfaks A og i Bergen, rundt 160 årsverk i direkte produksjonsvirkninger i leverandørbedrifter, rundt 90 årsverk i indirekte produksjonsvirkninger hos underleverandører, og rundt 130 årsverk i konsumvirkninger av det hele.

7 Oppfølgende tiltak og undersøkelser

7.1 Oppfølging av tiltak i konsekvensutredningen

I konsekvensutredningen er det under de fleste kapitler angitt avbøtende tiltak som enten er besluttet eller under vurdering. Disse tiltakene vil bli løpende fulgt opp av prosjektet i utbyggings- og driftsfasen. I tillegg vil det i det videre planarbeidet bli forsøkt identifisert nye avbøtende tiltak. Dette vil inngå som en del av prosjektets helse-, miljø- og sikkerhetsarbeid (HMS) i den videre prosjektutvikling og i utbyggings- og driftsfasen.

7.2 Gullfaks Sør-oljens egenskaper

Oljen fra Gullfaks Sør har et såkalt maksimalt stivnepunkt som ligger betydelig over sjøvannstemperaturen. Dette kan medføre at oljen vil "stivne" og oppføre seg anderledes på sjøen enn andre råoljer på norsk sokkel. Det er mulig at forutsetningene i utførte oljedriftsberegninger og i vurderinger av oljevernberedskapen ikke vil være gyldige for Gullfaks Sør oljen. Det er også usikkert i hvilket omfang en "stivnet" olje vil skade sjøfugl.

Olje fra Norne-feltet utenfor Sandnessjøen i Nordland har tilsvarende egenskaper mht. stivnepunkt som Gullfaks Sør oljen. For å øke kunnskapen mht. hvordan disse oljene vil oppføre seg ved utslipp til sjøen har Statoil igangsatt prosjektet "*Oljevernfunksjonalitet og forvitringsegenskaper ved akutte utslipp av Norne- og Gullfaks Satellitt-olje*". Resultatene fra prosjektet vil bli implementert i utbyggingsplanene for Gullfaks Satellitter. De første resultatene vil foreligge i løpet av første kvartal 1996.

Det er grunn til å anta at de negative konsekvensene av en "stivnet" olje på miljøet vil være av samme størrelsesorden eller noe reduserte sammenlignet med en "normal" råolje. Dersom resultatet av ovennevnte prosjekt gir grunn til å konkludere vesentlig anderledes, vil Statoil foreta nødvendig oppdatering av konsekvensutredningen på relevante punkter.

7.3 Planer for miljøovervåkning på Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet

I henhold til Statoils konsernretningslinjer om "Styring av helse, miljø og sikkerhet i Statoilkonsernet" skal forhold som kan påvirke det ytre miljø på en uheldig måte kartlegges, overvåkes og begrenses.

Når det gjelder miljøundersøkelser til havs beskriver SFT's veileder (90:01) hva slike miljøundersøkelser skal omfatte. Statoils styringssystem for miljøundersøkelser er derfor knyttet nær opptil den systematiske identifisering og oppfølging av

miljøindikatorer som er beskrevet i SFT's veileder.

Disse miljøindikatorerne omfatter :

- totalt hydrokarboninnhold (THC)
- utvalgte hydrokarboner som aromater og dekaliner
- metaller som barium, kadmium, kobber, bly, zink, kvikksølv og jern
- totalt organisk materiale
- partikkelstørrelsesfordeling
- identifisering og karakterisering av bunnfauna.

Disse miljøindikatorerne var først og fremst utviklet for å følge effektene av den utstrakte bruken av oljebasert boreslam som tidligere var den etablerte praksis å benytte ved produksjonsboring, og indikatorerne har fungert godt for å følge opp effekter på bunnfauna ved utslipp fra boreoperasjoner. De samme miljøindikatorerne fungerer ikke for å vurdere effekter som skyldes utslipp av olje, kjemikalier og andre organiske forbindelser i produsert vann.

I planleggingen av miljøovervåkingen på Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet er det derfor viktig å skille mellom overvåkning av utslipp fra boreoperasjoner og overvåkning knyttet til utslipp av olje og kjemikalier i produsert vann.

For *overvåkning av boreaktivitetene* er det naturlig å ta utgangspunkt i SFT's veileder. Denne er til revisjon, men det forventes liten endring i måleparameterne eller miljøindikatorerne for sedimentundersøkelsene. Endringene blir trolig større når det gjelder valg av prøvestasjoner, undersøkelsesfrekvens og områdedekning. Slik de foreløpige planene er, vil Tampenområdet utgjøre en region som skal overvåkes hvert 3. år.

Det antas unødvendig å gjennomføre omfattende grunnlagsundersøkelser for Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet siden miljøovervåkingen av nærliggende felt i Tampenområdet bør gi tilstrekkelig grunnlagsinformasjon. Dette vil avklares etter nærmere dialog med SFT.

Når det gjelder *overvåkning knyttet til utslipp av olje og kjemikalier i produsert vann*, er fokus satt på overvåkning av organismer i vannsøylen.. Foreløpig finnes det ikke standardiserte metoder på dette området som er egnet til bruk i en rutinemessig overvåkning. Statoil har derfor i 6-7 år drevet en utstrakt forskningsaktivitet for å undersøke hvilke negative effekter utslipp av produsert vann og kjemikalier kan gi. I de første årene var denne forskningen knyttet opp mot måling av akutte effekter av kjemikalier og produsert vann. Resultatene fra disse undersøkelsene har ikke gitt gode miljøindikatorer for registrering av akutte effekter fordi slike effekter knapt har vært målbare i nærsone rundt installasjonene.

Forskningen omkring utslipp av kjemikalier og produsert vann har derfor i de siste årene vært

rettet mot akkumulering og langtidseffekter. I samarbeid med andre operatører og OLF har Statoil gjennomført hydrokarbonanalyser av fisk, modellstudier av utslipp for å se på risikoen for bioakkumulering, samt uttesting av lipidmembraner for å få et bedre grunnlag til å vurdere miljørisikoen av utslipp i vannsøylen.

Akkumulering av hydrokarboner i fisk har vært et diskusjonstema siden oljeaktivitetene til havs startet. I 1989-90 gjennomførte Rogalandsforskning en mer omfattende analyse av fisk tatt på Osebergfeltet, Egersundsbanken og Haltenbanken. Resultatene herfra viste at aromat- og dekalinnivået var statistisk sett høyere i fisk tatt på Osebergfeltet enn på Haltenbanken og Egersundsbanken. Enkeltresultatene viste imidlertid store variasjoner innen hvert område.

Det er vanskelig å avgjøre om fisk tatt nær oljefelt inneholder hydrokarboner som kommer fra naturlige kilder, fra utslipp på land via elver eller som atmosfærisk nedfall, fra skipstrafikk eller fra

petroleumsindustrien. I det pågående omtalte prosjektet på fisk, er det derfor lagt stor vekt opparbeidings- og separasjonsteknikker for å redusere bakgrunnsstøyen av naturlige komponenter i fisken samt benytte forbedrede analyseteknikker og multivariate statistiske dataanalyser i forsøk på å identifisere mulige hydrokarbonkilder.

Når disse forsøkene er ferdig rapportert, vil det være et bedre grunnlag for å velge ut miljøindikatorer som kan si noe mer konkret om mulige negative miljøkonsekvenser av utslipp i vannsøylen. Dette vil bl.a. danne grunnlag for arbeidet med å fastsette et overvåkingsprogram for Tampenområdet, inklusive feltene Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet.

Programmet vil bli fastlagt i samarbeid med SFT i henhold til de nye retningslinjene som er under utarbeidelse. Programmet er antatt å ville vektlegge regional overvåking med fokus på vannsøylen.

Referanseliste

1. Utbygging av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet - Virkninger for fiskeri, akvakultur og samfunn. Agenda Utredning og Utvikling a.s. 1995.
2. Oppdaterte sjøfuglkart med kommentarer (åpent hav og kyst) for influensområdet for oljesøl fra Gullfaks. Arne Follestad, NINA. 1995.
3. Troll - Mongstad oljerørledning. Konsekvensutredning. Statoil. 1993.
4. Miljørisikoanalyse for Gullfaks Satellitter. Statoil. 1995.
5. Tråling over 40" rørledning - virkninger på trålredskap. Havforskningsinstituttet. Fisken og havet, nr. 11 - 1993.

Vedlegg A