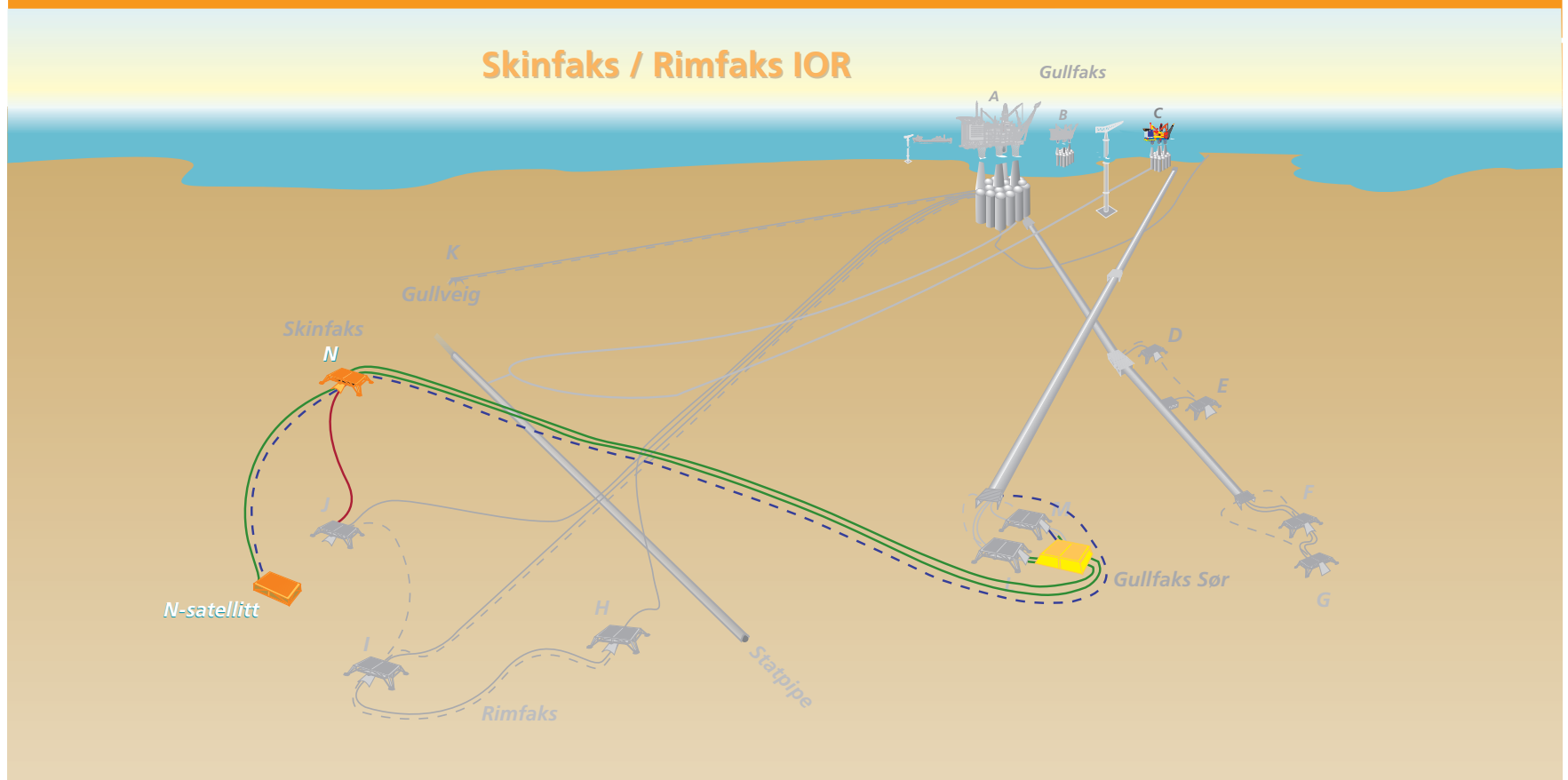


# Plan for utbygging og drift for Skinfaks og endret Plan for utbygging og drift for Rimfaks

PL152, PL037/037B, PL050/050B



Del 2  
Konsekvensutredning

September 2004

Grafisk 040608\_03

# **Plan for utbygging og drift av Skinfaks**

## **Endret plan for utbygging og drift for Rimfaks**

Utvinningsstillatelse PL 152, PL 037/037B, PL 050/050B

### **Del 2 Konsekvensutredning**

Utarbeidet av Statoil  
September 2004



## INNHOLDSFORTEGNELSE

<b>1</b>	<b>SAMMENDRAG .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>INNLEDNING .....</b>	<b>7</b>
2.1	FORMÅLET MED KONSEKVENSTUTREDNINGEN .....	7
2.2	FORHOLDET TIL REGIONAL KONSEKVENSTUTREDNING FOR NORDSJØEN .....	7
2.3	LOVVERKETS KRAV TIL KONSEKVENSTUTREDNINGER .....	8
2.4	SAKSBEHANDLING OG TIDSPLAN FOR KONSEKVENSTUTREDNINGEN .....	8
2.5	NØDVENDIGE SØKNADER OG TILLATELSER .....	9
2.6	MYNDIGHETENES STYRINGSSIGNALER FOR MILJØARBEID .....	9
<b>3</b>	<b>UTREDNINGSPROGRAMMET .....</b>	<b>11</b>
3.1	OPPSUMMERING AV UTTALELSER FRA HØRINGSRUNDEN .....	11
3.2	UNDERLAGSRAPPORTER FOR KONSEKVENSTUTREDNINGEN .....	15
<b>4</b>	<b>BESKRIVELSE AV PROSJEKTET .....</b>	<b>16</b>
4.1	RETTIGHETSHAVERE .....	16
4.2	ALTERNATIVE UTBYGGINGSLØSNINGER .....	18
4.3	RESSURSER OG PRODUKSJONSPLANER .....	18
4.4	TIDSPLAN FOR GJENNOMFØRING AV UTBYGGINGEN .....	19
4.5	RESERVOARFORHOLD .....	19
4.6	HELSE, ARBEIDSMILJØ OG SIKKERHET .....	20
4.7	VALGT UTBYGGINGSLØSNING .....	20
4.8	TRASÉUNDERSØKELSER OG BUNNUNDERSØKELSER .....	22
4.9	AVFALLSHÅNDTERING .....	23
4.10	ØKONOMI .....	23
4.11	AVVIKLING .....	23
<b>5</b>	<b>NATURRESSURSER OG MILJØFORHOLD .....</b>	<b>25</b>
5.1	FORHOLDET TIL DEN REGIONALE KONSEKVENSTUTREDNING FOR NORDSJØEN .....	25
5.2	INFLUENSOMRÅDE FOR UTSLIPP TIL SJØ .....	25
5.3	INFLUENSOMRÅDE FOR UTSLIPP TIL LUFT .....	25
5.4	SPESIELT MILJØFØLSOMME OMRÅDER .....	25
5.5	FISK OG FISKERIER .....	26
5.6	AKVAKULTUR .....	26
5.7	KORALLER .....	26
5.8	KULTURMINNER .....	27
<b>6</b>	<b>UTSLIPP TIL LUFT .....</b>	<b>28</b>
6.1	UTSLIPP TIL LUFT KNYTTET TIL BORING .....	28
6.2	UTSLIPP TIL LUFT KNYTTET TIL ORDINÆR DRIFT .....	28
6.3	PROGNOSE FOR UTSLIPP TIL LUFT .....	29
6.4	KONSEKVENSER AV UTSLIPP TIL LUFT .....	30
6.5	TILTAK FOR Å REDUSERE UTSLIPP TIL LUFT .....	31
<b>7</b>	<b>UTSLIPP TIL SJØ .....</b>	<b>32</b>
7.1	UTSLIPP TIL SJØ KNYTTET TIL BORING .....	32
7.2	UTSLIPP FRA KLARGJØRING AV RØRLEDNINGER .....	34

7.3	UTSLIPP TIL SJØ KNYTTET TIL ORDINÆR DRIFT .....	34
7.4	KONSEKVENSER AV UTSLIPP TIL SJØ.....	38
7.5	PROGNOSER FOR UTSLIPP TIL SJØ.....	38
7.6	TILTAK FOR Å REDUSERE UTSLIPP TIL SJØ.....	39
7.7	STATUS NULLUTSLIPPSARBEID PÅ GULLFAKS-FELTET.....	39
<b>8</b>	<b>AKUTTE UTSLIPP OG BEREDSKAP .....</b>	<b>41</b>
8.1	MILJØRISIKOANALYSE - FORMÅL OG KRAV.....	41
8.2	AKSEPTKRITERIER FOR MILJØRISIKO .....	41
8.3	FORUTSETNINGER .....	41
8.4	OLJEDRIFTSBEREGNINGER.....	42
8.5	VURDERING AV MILJØRISIKO.....	43
8.6	OLJEVERNBEREDSKAP .....	44
<b>9</b>	<b>KONSEKVENSER VED AREALBESLAG OG FYSISKE INNGREP .....</b>	<b>45</b>
9.1	KONSEKVENSER FOR FISKERIENE .....	45
9.2	KONSEKVENSER FOR AKVAKULTUR .....	48
9.3	KONSEKVENSER FOR KORALLER .....	48
9.4	KONSEKVENSER FOR KULTURMINNER .....	48
<b>10</b>	<b>SAMFUNNSMESSIGE KONSEKVENSER.....</b>	<b>49</b>
10.1	VIRKNINGER PÅ INVESTERINGSNIVÅET I NORSK PETROLEUMSVIRKSOMHET .....	49
10.2	SAMFUNNSMESSIG LØNNSOMHET .....	50
10.3	VARE- OG TJENESTELEVERANSER.....	51
10.4	VIRKNINGER FOR SYSSELSETTING .....	52
10.5	REGIONALE VIRKNINGER.....	54
<b>11</b>	<b>AVBØTENDE TILTAK OG AKTIVITETER.....</b>	<b>55</b>
<b>12</b>	<b>LITTERATUR .....</b>	<b>56</b>
<b>13</b>	<b>FASTSATT UTREDNINGSPROGRAM .....</b>	<b>57</b>
13.1	UTREDNINGSAKTIVITETER .....	57

## 1 Sammendrag

Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet av Statoil på vegne av Petoro AS, Norsk Hydro Produksjon AS og Statoil ASA, og omhandler utbygging og drift av oljefeltet Skinfaks samt utbygging og drift av økt oljeutvinningskapasitet (IOR - Increased Oil Recovery) på det eksisterende Rimfaks-feltet. Begge feltene ligger i området sørvest av Gullfaks.

Utbyggingen planlegges å skje gjennom installasjon av én brønnramme med 4 brønnsliiser og én satellitt med 1 brønnsliise, med til sammen 5 produksjonsbrønner. Brønnstrømmen fra Skinfaks og Rimfaks IOR (heretter omtalt som SRI) vil ledes i to nye 10" rørledninger via eksisterende L-/M-brønnrammer på Gullfaks Sør og videre inn til Gullfaks C-plattformen. Prosessering og produkttransport vil skje via eksisterende systemer på Gullfaks C-plattformen.

Produksjonsstart er foreløpig satt til november 2006 for Rimfaks IOR, mens produksjonsstart for Skinfaks er satt til februar 2007. Produksjonsperioden er anslått til omlag 8 til 10 år.

Utvinnbare mengder tilknyttet utbyggingen er anslått til 6,04 millioner m<sup>3</sup> olje samt 4,73 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 0,95 millioner tonn NGL. Det er identifisert et potensial for tilleggsreserver i området. Tilleggsreservene vil bli beskrevet i Plan for utbygging og drift (PUD), men er ikke inkludert i de prognoser som er lagt til grunn for konsekvensutredningen.

Som fastsatt i Petroleumsloven skal det, før utbygging kan finne sted, utarbeides en konsekvensutredning. Formålet med konsekvensutredningen er å legge et best mulig grunnlag for å vurdere hvordan utbyggingen vil påvirke miljø- og samfunnsinteresser, samt å beskrive de muligheter som finnes for å redusere eller unngå negative effekter.

Konsekvensutredningen legger til grunn den beskrivelse av naturressurser og ressursutnyttelse i influensområdet som er gitt i den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen (RKU). Utslipp til luft og sjø samt faren for akuttutslipp er her nærmere beskrevet sammen med eventuelle konsekvenser i forhold til eventuelle arealmessige konflikter for fiskeri, akvakultur, koraller og kulturminner.

De totale utslippene i boreperioden er beregnet til om lag 15.700 tonn CO<sub>2</sub>, 345 tonn NO<sub>x</sub>, 25 tonn VOC og 15 tonn SO<sub>2</sub>.

I driftsperioden fram til år 2016 er planlagte utslipp av CO<sub>2</sub> på det meste beregnet til 105.000 tonn årlig. Tilsvarende utslipp av NO<sub>x</sub> er beregnet til 455 tonn. Planlagte utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> tar ikke hensyn til eventuell implementering av tiltak i henhold til EUs IPPC-direktiv. Planlagte utslipp av VOC er i oppstartsåret 2007 beregnet til 1.370 tonn, deretter vil utslippene raskt reduseres grunnet innføring av tiltak for å redusere VOC i henhold til gitte myndighetskrav.

Det vil bli stilt strenge krav til boreoperasjonene, og det legges til rette for en gjenbruksordning for borevæske. I forbindelse med boring av de øverste brønnseksjonene, der det brukes vannbasert borevæske, vil borevæske og -kaks bli sluppet ut til sjø. Dersom operasjonelle forhold krever bruk av oljebasert borevæske i de nederste brønnseksjonene vil borekaks med rester av oljebasert borevæske vil bli transportert til land for behandling.

I forbindelse med driftsklargjøring av produksjonsrørledningene vil disse bli fylt med ferskvann tilsatt oksygenfjerner. Ved tømning av rørledningene før oppstart vil det bli tilsatt glykol. Det vil i den forbindelse bli mindre utslipp av en blanding av glykol og ferskvann.

Produsert vann vil bli rensert på Gullfaks C-plattformen og sluppet ut til sjø sammen med resten av det produserte vannet herfra. Størst utslippsmengde fra SRI er beregnet til 960.000 tonn i år 2010. Dette tilsvarer en økning i totalt produsert vann på Gullfaks C-plattformen på 6,2% som følge av innfasingen av SRI.

Verdien for EIF for Gullfaks C-plattformen i år 2010 er tidligere beregnet til 196. Etter innfasing av SRI øker verdien samme år til 216. Dette tilsvarer en økning i EIF for Gullfaks C-plattformen på 10% som følge av innfasingen av SRI.

Total utblåsningsfrekvens for SRI er beregnet til  $13,1 \times 10^{-3}$  i boreperioden og  $10,7 \times 10^{-3}$  i driftsperioden. I forhold til utblåsningsfrekvensene som lå til grunn for miljørisikoanalysen for Gullfaks Satellitter er det en økning på 49,5% i boreperioden og 20,3% i driftsperioden. Likevel er det lavere sannsynlighet for store utslipp fra SRI i driftsfasen.

Oljedriftsberegninger viser betydelig lavere treffsannsynlighet i områder med sjøfugl og langs kysten for SRI, sammenliknet med Gullfaks Satellitter. Dette er grunnet en relativt høyere sannsynlighet for utblåsningsrater over 1000 tonn per døgn og for varigheter over 1 døgn for Gullfaks Satellitter enn for SRI. Dette betyr at selv om utblåsningsfrekvensen er høyere for SRI er det lavere sannsynlighet for store utslipp. Totalt sett er det under 5% sannsynlighet for at et uhellsutslipp fra SRI treffer land.

Brønrammene på havbunnen vil medføre et arealbeslag i størrelsesorden  $\frac{1}{2}$  km<sup>2</sup>. Alle havbunnsinstallasjonene vil bli overtrålbare og konsekvensene av arealbeslag og fysiske inngrep for fiskeflåten er vurdert som ubetydelige i driftsperioden.

Akvakulturnæringen er generelt svært viktig for bosetting og sysselsetting langs kysten av Vestlandet. Næringen kan berøres ved eventuelle akuttutslipp av olje knyttet til bore- eller driftsfase. Regulær drift vil ikke medføre konsekvenser for akvakultur.

Det er hittil ikke registrert forekomster av koraller i utbyggingsområdet. Potensialet for konflikter med korallrev er derfor vurdert som lite. Planlagte videre undersøkelser vil avdekke eventuelle forekomster. Relevante myndigheter vil bli kontaktet og involvert i diskusjon om konsekvensreducerende tiltak i tilfelle funn.

Dybdeforholdene i Gullfaks-området tilsier at det kan finnes steinalderspor i området og at det eksisterer et potensial for funn av skipsvrak i utbyggingsområdet. Utbyggingen av SRI medfører kun et begrenset arealbeslag, og det er ikke kjent eksempler på konflikter med kulturminneinteresser i forbindelse med offshore utbyggingsprosjekter. Planlagte undersøkelser vil avdekke eventuelle forekomster. Relevante myndigheter vil bli kontaktet og involvert i diskusjon om konsekvensreducerende tiltak i tilfelle funn.

De totale investeringskostnadene for utbyggingen er anslått til omlag 3,3 milliarder norske 2004-kroner. Den samfunnsmessige lønnsomheten er høy. Samlet netto kontantstrøm er beregnet til vel 3,4 milliarder kroner.

I utbyggingsfasen for SRI er det forventet god kapasitet innenfor petroleumbasert industri og ingeniørfirma. Med andre ord vil SRI bidra positivt til aktiviteten i norsk offshorerettet virksomhet.

I utbyggingsfasen anslås det at SRI ventes å gi en norsk verdiskapning på nær 2.200 millioner kroner. De samlede nasjonale sysselsettingsvirkningene som følge av utbyggingen er anslått til 6.300 årsverk, fordelt over tre år i perioden 2004 til 2006. Sysselsettingsvirkningene i driftsfasen er relativt beskjedne og kun relatert til ordinært vedlikehold og kontroll av undervannsanleggene.

## 2 Innledning

På vegne av partnerne i utvinningstillatelsene utarbeider Statoil Plan for utbygging og drift (PUD) med tilhørende konsekvensutredning for Skinfaks og Rimfaks IOR (heretter omtalt som SRI). Skinfaks er en ny utbygging, mens Rimfaks IOR er et tiltak for å øke utvinningen fra et allerede utbygd felt.

Den foreliggende konsekvensutredning redegjør for konsekvensene for miljø, naturressurser og samfunn ved utbygging og drift av SRI.

Feltene er lokalisert i Tampen-området sørvest for eksisterende Gullfaks-installasjoner. Utbyggingen planlegges å skje gjennom installasjon av én brønnramme og én satellitt med to tilhørende produksjons-rørledninger, med en sammenkobling til eksisterende L-/M-brønnrammer på Gullfaks Sør. Deretter vil produksjonen transporteres i eksisterende infrastruktur inn til Gullfaks C-plattformen for prosessering og videre transport. Utbyggingsplanene er nærmere beskrevet i kapittel 4.

### 2.1 Formålet med konsekvensutredningen

Formålet med konsekvensutredningen er å gi en beskrivelse av planene for utbygging og drift, de forventede konsekvensene dette vil ha for miljø, naturressurser og samfunn, samt å beskrive de muligheter som finnes for å redusere eller unngå negative effekter.

Konsekvensutredningsprosessen er en integrert del av planleggingen av større prosjekter, og skal sikre at forhold knyttet til samfunn, miljø og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på lik linje med tekniske, økonomiske og sikkerhetsmessige forhold. Prosessen skal bidra til å etablere et grunnlag for å belyse spørsmål som er relevante for den interne og eksterne beslutningsprosessen. Samtidig skal den sikre offentligheten informasjon om prosjektet.

Saksbehandlingen knyttet til program for konsekvensutredning og selve konsekvensutredningen gir de instanser som kan bli berørt av planene anledning til å komme med innspill som kan bidra til å påvirke utformingen av prosjektet.

### 2.2 Forholdet til regional konsekvensutredning for Nordsjøen

Den regionale konsekvensutredning for Nordsjøen (heretter omtalt som RKU) behandler de samlede konsekvensene av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel sør for 62 °N.

RKU legger til grunn utslippsprognoser innrapportert til Oljedirektoratet (OD) og Olje- og energidepartementet (OED) i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett for 1998 (RNB 1998). Prognoser for alle utslipp som på det tidspunktet kunne relateres til felt er inkludert, det vil si ressursklassene 1-4 (Reserver i produksjon, reserver med godkjent utbyggingsplan, ressurser i sen planleggingsfase og ressurser i tidlig planleggingsfase).

Som en del av RKU foreligger det en temarapport som blant annet behandler infrastruktur, utslipp og utslippsreducerende tiltak i Tampen-området, temarapport 1a. RKU-dokumentet finnes i sin helhet på følgende internett-adresse:

<http://www.statoil.com/hms/nordsjoen/index.htm>

Innholdet i RKU er nærmere beskrevet i kapittel 5.1.

SRI ligger innenfor det området som er omfattet av RKU, men utslippene fra produksjonen av SRI var ikke inkludert i prognosegrunnlaget som lå til grunn utredningen. Konsekvensene ved utbygging og drift av SRI er således ikke behandlet i RKU.



Utslippene fra Gullfaks-feltet har økt i forhold til de prognoser som lå til grunn for RKU. Økningen skyldes i hovedsak økt vanninjeksjon. Produksjonen fra SRI er imidlertid liten sett i sammenheng med total produksjon fra Gullfaks-feltet, og det vil ikke bli noen vesentlige endringer i konsekvensene knyttet til Gullfaks-feltet og Tampen-området beskrevet i RKU som følge av utbygging og drift av SRI.

Det er gjennomført en separat miljørisikoanalyse med oljedriftsberegninger, en ny vurdering av fiskeressursene og konsekvensene for fiskeriene samt en vurdering av de samfunnsmessige konsekvensene som følge av utbyggingen av SRI, jmfør tabell 3-1 i kapittel 3.

Forøvrig vurderes følgende punkter som dekket av RKU:

- Generell beskrivelse av naturressurser og utnyttelse av disse, temarapport 3
- Miljømessige konsekvenser av utslipp til luft, temarapport 5 og RKU vedlegg 3 og 4
- Miljømessige konsekvenser av utslipp til sjø, temarapport 6
- Generelle konsekvenser av akutte utslipp, temarapport 4
- Beskrivelse av akvakultur i influensområdet, temarapport 3 og RKU vedlegg 2
- Generell omtale av konsekvenser av arealbeslag, temarapport 7

### 2.3 Lovverkets krav til konsekvensutredninger

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

*“Plan for utbygging og drift av en eller flere petroleumsforekomster, jfr. loven § 4-2, skal inneholde en beskrivelse av utbyggingen og en konsekvensutredning”.*

§ 22 og 22a i Forskrift til Petroleumsloven inneholder følgende bestemmelser om konsekvensutredning:

*“Konsekvensutredningen skal utarbeides på grunnlag av utredningsprogrammet som er fastsatt i medhold av § 22 og tilpasses utbyggingens omfang og i hvilken grad*

*utbyggingen anses omfattet av en konsekvensutredning for et større samlet område. Konsekvensutredningen skal sendes departementet senest samtidig med en beskrivelse av utbyggingen.”*

Konsekvensutredningen er en integrert del av PUD, som består av en utbyggingsdel og en konsekvensutredningsdel. Forutsetningen for at PUD kan godkjennes er at den tilhørende konsekvensutredningen oppfyller utredningsplikten.

Utredningskravet kan oppfylles ved en regional konsekvensutredning, ved en feltspesifikk utredning, eller ved en kombinasjon av disse to. For SRI har en valgt det siste, jmfør kapittel 2.2.

### 2.4 Saksbehandling og tidsplan for konsekvensutredningen

Konsekvensutredningen oversendes OED som sender denne på høring til relevante høringsinstanser og koordinerer den videre behandling mot øvrige myndigheter og høringsinstanser.

Uttalelsene fra høringen av konsekvensutredningen legges fram for operatøren for kommentarer. Det samlede materialet legges deretter til grunn for OEDs behandling av saken.

Da investeringskostnadene ved utbyggingen av SRI vil være under 10 milliarder kroner, er myndighet til å godkjenne denne delegert fra Stortinget til regjeringen. OED vil utarbeide en kongelig resolusjon hvor blant annet konklusjonene fra konsekvensutredningen og høringsuttalelsene gjennomgås.

Følgende tidsplan legges til grunn for PUD for SRI:

- Innsending av KU ultimo september 2004
- Høring av KU oktober - desember 2004
- Innsending av PUD medio desember 2004
- Godkjenning av PUD februar/mars 2004

En mer detaljert tidsplan for utbyggingsprosjektet er vist i kapittel 4.4.

## 2.5 Nødvendige søknader og tillatelser

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

- Godkjenning av Plan for utbygging og drift (PUD) med tilhørende konsekvensutredning. Ansvarlig myndighet er Olje- og energidepartementet.
- Søknad om utslippstillatelse for borefasen etter Forurensningsloven og søknad om tillatelse for utslipp knyttet til klargjøring av rørledninger. Det vil vurderes nærmere hvorvidt eksisterende utslippstillatelse for Gullfaks-feltet vil være dekkende i driftsfasen. Konsekvensutredningsprogram og konsekvensutredning forutsettes å dekke kravene til melding og konsekvensutredning etter Forurensningsloven §13. Ansvarlig myndighet er Statens forurensningstilsyn.
- Forhåndsmelding i henhold til Arbeidsmiljøloven. Ansvarlig myndighet er Arbeidstilsynet.
- Søknad om samtykke etter Petroleumsloven for boring av brønner. Ansvarlig myndighet er Petroleumstilsynet.
- Produksjonstillatelse etter Petroleumsloven for utvinning, prosessering og fakling av hydrokarboner. Ansvarlig myndighet er Olje- og energidepartementet.

## 2.6 Myndighetenes styringssignaler for miljøarbeid

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

- Stortingsmelding nr. 58 (1996-1997) Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling
- Olje- og energidepartementets Miljøhandlingsplan for olje- og energisektoren (1999)
- Stortingsmelding nr. 54 (2000-2001) Norsk klimapolitikk
- Stortingsmelding nr. 12 (2001-2002) Rent og rikt hav
- Stortingsmelding nr. 25 (2002-2003) Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand
- Stortingsmelding nr. 38 (2003-2004) Om petroleumsvirksomheten
- OSPAR-konvensjonen
- EUs IPPC-direktiv (Integrated Pollution Prevention and Control)

### 2.6.1 *Petroleumsindustriens oppfølging av myndighetenes styringssignaler*

#### Miljøsok, rapport fase 1 og rapport fase 2

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

#### Norsok Standard S-003 "Environmental Care"

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

Nullutslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten  
Status og anbefalinger 2003

Som en direkte oppfølging av Stortingsmelding nr. 58 er det utarbeidet en rapport som et resultat av samarbeid mellom industrien og myndighetene i Nullutslippsprosjektet som ble startet på initiativ fra SFT i 1998 og videreført i 2002-2003. Nullutslippsgruppen er en rådgivende samarbeidsgruppe mellom Statens forurensningstilsyn, Oljedirektoratet og Oljeindustriens Landsforening. Arbeidet ledes av SFT.

Med utgangspunkt i rapporten har selskapene gjennomgått alle felt og installasjoner for å vurdere hvordan nullutslipp kan gjennomføres. Det foreligger en omfattende skriftlig dokumentasjon, med strategiplaner for hvert enkelt felt og installasjon, herunder Gullfaks-feltet og Gullfaks C-plattformen hvor olje og gass fra SRI vil bli behandlet. Status på nullutslippsarbeidet på Gullfaks-feltet er kort gjengitt i kapittel 7.6.

### 3 Utredningsprogrammet

Forslag til program for konsekvensutredning for SRI ble oversendt Olje- og energidepartementet 31. mars 2004. OED distribuerte deretter forslaget til aktuelle høringsparter ved brev av 14. april 2004. I dette kapitlet gis en oversikt over mottatte høringsuttalelser, sammen med kommentarene til disse.

Endelig konsekvensutredningsprogram, fastsatt av OED i brev av 18. august 2004, er gjengitt i kapittel 13. OED forutsetter at høringsuttalelsene til utredningsprogrammet tas hensyn til slik det framgår av kommentarene til disse.

#### 3.1 Oppsummering av uttalelser fra høringsrunden

Følgende instanser har avgitt høringsuttalelse til forslaget til konsekvensutredningsprogram for SRI:

- Miljøverndepartementet
- Statens forurensningstilsyn
- Fiskeridepartementet
- Havforskningsinstituttet
- Fiskeridirektoratet
- Arbeids- og administrasjonsdepartementet
- Petroleumstilsynet
- Oljedirektoratet
- Fylkesmannen i Rogaland, miljøvernavdelingen
- Fylkesmannen i Sogn og Fjordane
- Sogn og Fjordane Fylkeskommune
- Norges Fiskarlag

##### 3.1.1 Miljøverndepartementet

Miljøverndepartementet har ingen merknader til utredningsprogrammet.

##### 3.1.2 Statens forurensningstilsyn

SFT er av den oppfatning at forslag til program for konsekvensutredning dekker de mest viktige elementene når det gjelder ytre miljø.

Når det gjelder utslipp til luft påpeker SFT generelt at utslippsreducerende tiltak for utslipp til luft skal vurderes i KU på bakgrunn av mulige miljøgevinster tiltaket kan innebære. Kost/nyttevurderinger gjøres i forhold til miljøgevinsten. Som eksempel på tiltak som bør utredes nevnes mulighetene for installasjon av lav NO<sub>x</sub>-brennere på Gullfaks C. Man viser videre til at det i nær fremtid vil bli stilt spesifikke krav til luftutslipp utover krav til nmVOC i forbindelse med innføring av IPPC-krav. SFT forventer at det vil bli foretatt rensetekniske modifikasjoner i henhold til direktivets krav. I tillegg til dette vil det være krav om BAT, noe som innebærer at Statoil kontinuerlig skal oppdatere sin kunnskap om mest miljøvennlig teknologi.

SFT viser til utredningsprogrammet hvor det fremgår at det vil utføres EIF-beregninger for driftsfasen, og at nullutslippsstrategien til Gullfaks skal beskrives. Man mener det her er viktig at både EIF-beregningene og vurderingene knyttet til nullutslipp i KU fokuserer på hva bidraget fra de nye feltene innebærer for Gullfaks C-plattformens totalutslipp.

SFT viser til at utredningsprogrammet opplyser at vannbasert borekaks skal slippes til sjø, mens oljebasert kaks enten reinjiseres eller tas til land. Etter SFTs vurdering er reinjeksjon det beste alternativet fra et miljøvennlig synspunkt, og mener man bør etterstrebe en slik løsning i videre vurderinger.

SFT forutsetter at det fortsatt fokuseres på å finne alternative løsninger for å unngå bruk av kjemikalier med stoff i sort og rød kategori, og mener videre at man i KU bør utrede alternativer til bruk av barytt som vektstoff.

Planer for etterbruk av installasjoner og rørledninger er ikke nevnt i særlig grad i forslag til KU-program. SFT er av den oppfatning at det i KU bør inngå foreløpige planer for avvikling av installasjoner og rørledninger.

Operatørens kommentar:

*Utbygger viser til at utbyggingen av Skinfaks og Rimfaks IOR ikke vil medføre behov for installasjon av nytt kraftproduksjonsutstyr på Gullfaks C-plattformen, og det vurderes således ikke som aktuelt i prosjektsammenheng å vurdere installasjon av spesifikk ny renseteknologi. På et senere tidspunkt vil det imidlertid, som ledd i en fremtidig implementering av IPPC-direktivet med krav til BAT, gjøres en nærmere vurdering av de forhold som SFT etterspør.*

*Når det gjelder EIF-beregningene og vurderingene knyttet til nullutslipp, så opplyser utbygger om at de forhold som SFT etterspør vil bli ivaretatt i KU. Utbygger tar videre kommentarer knyttet til disponering av borekaks til etterretning, og vil redegjøre for valgt disponeringsløsning i KU.*

*Utbygger opplyser at boring vil skje i relativt godt kjente formasjoner, slik at man kan dra nytte av de erfaringer man har hatt i forbindelse med kjemikaliesubstitusjon på Gullfaks. Det forventes derfor ikke behov for å benytte kjemikalier utover det som i dag for øvrig benyttes i Gullfaks-området. Når det gjelder kommentar vedrørende barytt som vektstoff, så opplyser utbygger at man i KU vil redegjøre for de operasjonelle, miljømessige og økonomiske erfaringer operatøren har med alternative vektstoff i borevæsken.*

*KU vil gi overordnede vurderinger knyttet til avvikling av virksomheten. Mer detaljerte vurderinger vil imidlertid ikke kunne gjøres før en separat avviklingsplan fremmes mot slutten av produksjonsperioden for feltene.*

### **3.1.3 Fiskeridepartementet**

Fiskeridepartementet slutter seg til separate høringskommentarer fra Fiskeridirektoratet og Havforskningsinstituttet, og har ikke ytterligere merknader til utkastet.

### **3.1.4 Havforskningsinstituttet**

Siden SRI ligger i Tampen-området vil influensområdet for de ulike feltene i området ha stor mulighet for å overlape hverandre. HI ber derfor om at det utarbeides en tabell med antatt mengde årlige utslipp av de viktigste oppløste komponentene som tilføres sjøen med det produserte vannet for hele Tampen-området og for de to feltene som omhandlede KU skal omfatte.

HI ber også om at det redegjøres for mulige utslipp av radioaktive komponenter, spesielt dersom "scaleinhibitorer" vil bli brukt, siden det er reist spørsmål om bruk av slike gjør naturlig forekommende radioaktive komponenter mer tilgjengelig for opptak i marine organismer.

Programforslaget viser til at metanol er tenkt brukt som hydrathemmer. HI ber om en vurdering av hvorvidt bruk av metanol øker innholdet av oppløste komponenter i det produserte vannet som slippes til sjø. HI ber også om at det redegjøres for hvilke mengder metanol som planlegges brukt.

Man påpeker videre at KU i stor grad bør henvise til RKU for Nordsjøen når det gjelder generelle beskrivelser av miljø og ressurser. Som nevnt over ber man imidlertid om at oppdaterte og forventede utslipp blir synliggjort i tabellform.

Operatørens kommentar:

*Utbygger opplyser om at de kommentarer som HI har vedrørende synliggjøring av utslipp til sjø for Tampen-området samt Skinfaks og Rimfaks IOR, og vurderinger av i hvilken grad metanol kan bidra til å øke innholdet av oppløste komponenter i produsert vann er forhold som vil bli ivaretatt og belyst i KU.*

*"Scaleinhibitor" (avleiringshemmer) er ikke planlagt benyttet i forbindelse med utbyggingen, og de kommentarer HI har vedrørende dette anses således ikke som relevant for prosjektet.*

### **3.1.5 Fiskeridirektoratet**

Når det gjelder fiskeriaktiviteten i området synes denne tilfredsstillende beskrevet, og programmet dekker i hovedsak de områder som berører fiskeri.

I forhold til fiskeriaktiviteten i området, spesielt trållaktiviteten, er det viktig at det utredes alternative løsninger til steindumping for beskyttelse av rørledninger/kabler. Havbunnen i dette området er allerede fra før relativt sterkt belastet med steindumping og FiD ber derfor om at det blir utredet løsninger som gjør dette til et minimum.

#### Operatørens kommentar:

*Utbygger viser til at dimensjonen på de kabler og rørledninger som planlegges installert er slik at de må beskyttes mot mulig skade som følge av kontakt med trållredskaper. Samtidig er bunnforholdene i området av en slik beskaffenhet at det vanskelig kan finnes alternativer til steindumping. Disse forhold vil bli nærmere redegjort for i KU.*

### **3.1.6 Arbeids- og administrasjonsdepartementet**

Departementet har ingen merknader til saken.

### **3.1.7 Petroleumstilsynet**

Petroleumstilsynet har ingen merknader til saken.

### **3.1.8 Oljedirektoratet**

OD mener at det foreslåtte utredningsprogrammet er dekkende for ODs behov, men forutsetter at konsekvensutredningen oppdateres i henhold til status på tiltak innen målsettingen for 0-utslipp til sjø.

#### Operatørens kommentar:

*Utbygger viser til at konklusjoner og aktuell status for nullutslippsarbeidet på Gullfaks C-plattformen vil bli redegjort for i KU i tråd med ODs forutsetning.*

### **3.1.9 Fylkesmannen i Rogaland, miljøvernavdelingen**

Fylkesmannen mener at man må vurdere om KU skal vise risiko for miljøskade som følge av boring til ulike årstider. Effekten av å bruke for eksempel siltskjørt for å dempe sedimenteringen ved dumping av borekaks bør også vurderes.

Innholdet av ulike komponenter i produsert vann som blir sluppet ut må dokumenteres, og KU bør også vise mengdene av de ulike utslippskomponentene over tid i regionen samt konsekvensene av dette.

Fylkesmannen viser videre til at utslippene til luft er forholdsvis små, men mener at det vil være nyttig å se utslippene sammenliknet med utslipp fra andre felt i regionen over tid og etter iverksettelse av krav i IPPC- direktivet.

Avslutningsvis mener Fylkesmannen at OED må vurdere om det vil være nyttig med en oppdatering av RKU for Nordsjøen.

#### Operatørens kommentar:

*Når det gjelder mulig miljøskade, så viser utbygger til at miljørisikoanalysen som vil utføres i forbindelse med KU beskriver risiko for miljøskade knyttet til aktuelt boretidspunkt. Analysen tar hensyn til at ressursgrunnlaget i influensområdet varierer gjennom året. Miljørisiko skal, uavhengig av boretidspunkt, ikke overstige gitte akseptkriterier, og det anses derfor ikke aktuelt å gjøre ytterligere vurderinger av disse forholdene.*

*Konsekvensene som følge av utslipp knyttet til boreaktivitetene vil belyses i KU. Utbygger viser til at erfaringsmateriale indikerer at miljøeffektene knyttet til nedslamming som følge av utslipp av vannbasert kaks er marginale, og at effektene av et eventuelt siltskjørt således vil være små. Det anses ikke aktuelt å gjøre en nærmere vurdering av dette i KU.*

*Utbygger opplyser at man har merket seg de kommentarer Fylkesmannen har vedrørende synliggjøring av utslipp til luft og sjø, og at dette vil bli illustrert i KU i tråd med kommentarene. Imidlertid er det foreløpig ikke*

klart hvordan implementeringen av IPPC-direktivet vil påvirke utslippene fra installasjonene i området, slik at det på det nåværende tidspunkt ikke vil være mulig å synliggjøre utslippene i området etter implementering av direktivet.

Når det gjelder et mulig behov for oppdatering av RKU for Nordsjøen, så er dette et tema OED vil drøfte nærmere med de aktuelle operatørselskapene.

### **3.1.10 Fylkesmannen i Sogn og Fjordane**

Fylkesmannen påpeker at kysten av Sogn og Fjordane generelt er utsatt ved eventuelle utslipp fra disse petroleumsfeltene, men man prioriterer ikke å gå nærmere inn i saken.

#### Operatørens kommentar:

Resultatene fra gjennomført miljørisikoenalyse vil bli redegjort for i KU, derigjennom også risiko og sannsynlighet for skade på miljøressurser langs kysten av Sogn og Fjordane som følge av utbyggingen.

### **3.1.11 Sogn og Fjordane Fylkeskommune**

Fylkeskommunen viser til vedtak fattet i Hovedutvalg for plan og næring, sak 29/04:

Statoil må, som operatør

- Føre en tett dialog med fiskerierorganisasjonene for å minimere skadevirkninger i forhold til arealbeslag og sesongaktiviteter.
- Legge vekt på at Regjeringen i St.meld. nr. 38 (2003-2004) igjen legger til grunn at aktiviteten på kontinentalsokkelen skal vise igjen i aktivitet på land. For felt på Tampen, som ligger utenfor Sogn og Fjordane, bør dette være et viktig signal.
- Gjøre rede for hvilke typer aktiviteter og hvilket aktivitetsomfang Sogn og Fjordane i lys av nevnte prinsipp kan forvente i forbindelse med både utbyggings- og driftsfasen av Skinfaks og Rimfaks IOR.

Fylkeskommunen oppfordrer operatøren til å se på de siste punktene med kreativ velvilje. Man viser i den sammenheng til at bruk av korteste vei til feltet bør være et godt utgangspunkt for å få maksimalt ut av tilgjengelig båt- og helikopterkapasitet.

#### Operatørens kommentar:

Når det gjelder forholdet til fiskerinteressene så opplyser utbygger om at det vil være en nærmere dialog med de berørte parter for å minimalisere eventuelle konflikter som følge av utbyggingen.

Utbygger opplyser videre at man i KU vil redegjøre for hvilke nasjonale og regionale, herunder i Sogn og Fjordane, sysselsettingsmessige konsekvenser som forventes i anleggs- og driftsfasen. Basert på erfaringer fra liknende utbygginger, så legges en betydelig andel av investeringsbeløpet igjen hos norske selskaper både i anleggs- og driftsfase, i tråd med føringer i St.meld. nr. 38 (2003-2004).

### **3.1.12 Norges Fiskarlag**

Fiskarlaget mener at det foreslåtte programmet i hovedsak dekker de områder som berører fiskeri og det marine miljø. Man ber imidlertid om at det blir foretatt en oppdatering av fiskeriaktiviteten i området utover det som foreligger i RKU for Nordsjøen. Dette fordi det foretas forskjellig beskrivelse av fiskeriaktiviteten i forslag til program for konsekvensutredning sammenliknet med hva som foretas i andre programforslag som nå er på høring for nærliggende områder.

Man ber også om at det blir foretatt en grundig beskrivelse for håndtering av produsert vann problematikken dersom dette ikke kan reinjiseres, og hva selskapet vil gjøre for å nå målsettingen om null miljøskadelige utslipp. I dette bør det foretas en beskrivelse av hvordan man begrunner at et kjemikalie ikke er skadelig og hvilken dokumentasjon man støtter seg til. I forbindelse med en beskrivelse av sannsynligheten for miljøskade ber man om at det også redegjøres for hvordan man skal kunne unngå miljøskade.

Operatørens kommentar:

Når det gjelder kommentarer vedrørende fiskeriaktiviteten, så viser utbygger til at det i forbindelse med KU vil gjøres en oppdatering av beskrivelsen av fiskeriaktiviteten i det aktuelle området, basert på nyere data.

For kommentarer vedrørende utslipp til sjø og nullutslippmålsetningene vises blant annet til kommentarer til høringsuttalelse fra SFT. KU vil redegjøre for status og videre planer for nullutslippsarbeidet på Gullfaks C-plattformen, samt hvordan innfasing av Skinfaks og Rimfaks IOR vil tilpasses dette.

### 3.2 Underlagsrapporter for konsekvensutredningen

Tabell 3-1 gir en oversikt over de underlagsrapporter som er utarbeidet som del av konsekvensutredningen.

Rapportene kan ettersendes på forespørsel.

**Tabell 3-1 Underlagsrapporter utarbeidet i forbindelse med konsekvensutredningen.**

<b>Tema</b>	<b>Utførende selskap</b>	<b>Tittel, Dokumenttype og -nr, Dato</b>
Fiskeri	Acona Group	Konsekvensutredning for Skinfaks og Rimfaks IOR – Virkninger for fiskeriene, Notat, 26.06.2004
Miljørisiko relatert til akutte utslipp og oljedrift	Det norske Veritas	Statoil Gullfaks - Hazid og grov risikovurdering, miljørisikovurdering og oljedriftsberegning for Skinfaks/Rimfaks IOR tie-in til Gullfaks, Rapport 2004-5007, 24.06.2004
Samfunnsmessige virkninger	Agenda Utredning & Utvikling as	Statol Skinfaks og Rimfaks IOR Samfunnsmessige konsekvenser, Rapport R4758EHO, 09.07.2004
Miljørisiko relatert til produsert vann	Statoil ASA/Sintef	Resultater GFC med Skinfaks/Rimfaks, Lotus Notes dokument, 16.07.2004



## 4 Beskrivelse av prosjektet

Oljefeltene Skinfaks og Rimfaks er lokalisert i Tampen-området i Nordsjøen. Rettighetshaverne planlegger en samordnet utbygging av Skinfaks sammen med økt oljeutvinning (IOR) fra Rimfaks for å optimalisere verdiene av utbyggingen. Skinfaks og Rimfaks IOR omtales heretter som SRI.

Oljefeltet Skinfaks består av flere atskilte strukturer beliggende innenfor ulike utvinningstillatelser i Tampen-området, jmfør tabell 4-1. Strukturene ligger om lag 20 km sørøst av Statfjord B-plattformen og 15 km sørvest av Gullfaks A-plattformen, jmfør figur 4-1 og figur 4-2. Vandybden i området er omlag 140 meter.

Det allerede utbygde Rimfaks-feltet ligger i utvinningstillatelsene PL 050/PL037B/PL050B, blokk 34/10, omtrent 10 km sørvest av Gullfaks A-plattformen.

Rimfaks ble utviklet som en del av Gullfaks Satellitter, som består av feltene Gullfaks Sør, Rimfaks og Gullveig. Eksisterende utbygging av Rimfaks er basert på godkjent Plan for utbygging og drift av 29. mars 1996.

Utbyggingen av Gullfaks Satellitter har skjedd i to faser, hvor fase 1 omfattet produksjon av olje og kondensat, og hvor all produsert gass ble reinjisert. Havbunnsbrønnene er fjernoperert fra Gullfaks A-plattformen, som også mottar produksjonen. Produksjonen fra fase 1 startet høsten 1998. Fase 2 omfatter produksjon og eksport av gass og væske fra Gullfaks Sør Brent. Disse havbunnsbrønnene er styrt fra Gullfaks C-plattformen, som også mottar produksjonen. Denne produksjonen startet høsten 2001.

### 4.1 Rettighetshavere

Eierforholdene i de ulike produksjonslisensene som omfattes av utbyggingsplanene for SRI fremgår av tabell 4-2.

Statoil er operatør for alle de aktuelle produksjonslisensene. Det tas sikte på å samordne

eierstruktur før utbyggingen Tabell 4-3 viser forventet eierskap for SRI ved innsending av PUD.

**Tabell 4-1** Strukturer, tillatelser og blokker Skinfaks.

Struktur	Tillatelse	Blokk	Påvist
N1	PL 152	33/12	Prospekt
N2	PL 152	33/12	Brønn 33/12-8A, 2002
N3	PL 152	33/12	Brønn 33/12-8S, 2002
N4	PL 152 PL 037 PL 050	33/12 34/10	Prospekt
N5	PL 037 PL 050	33/12 34/10	Prospekt

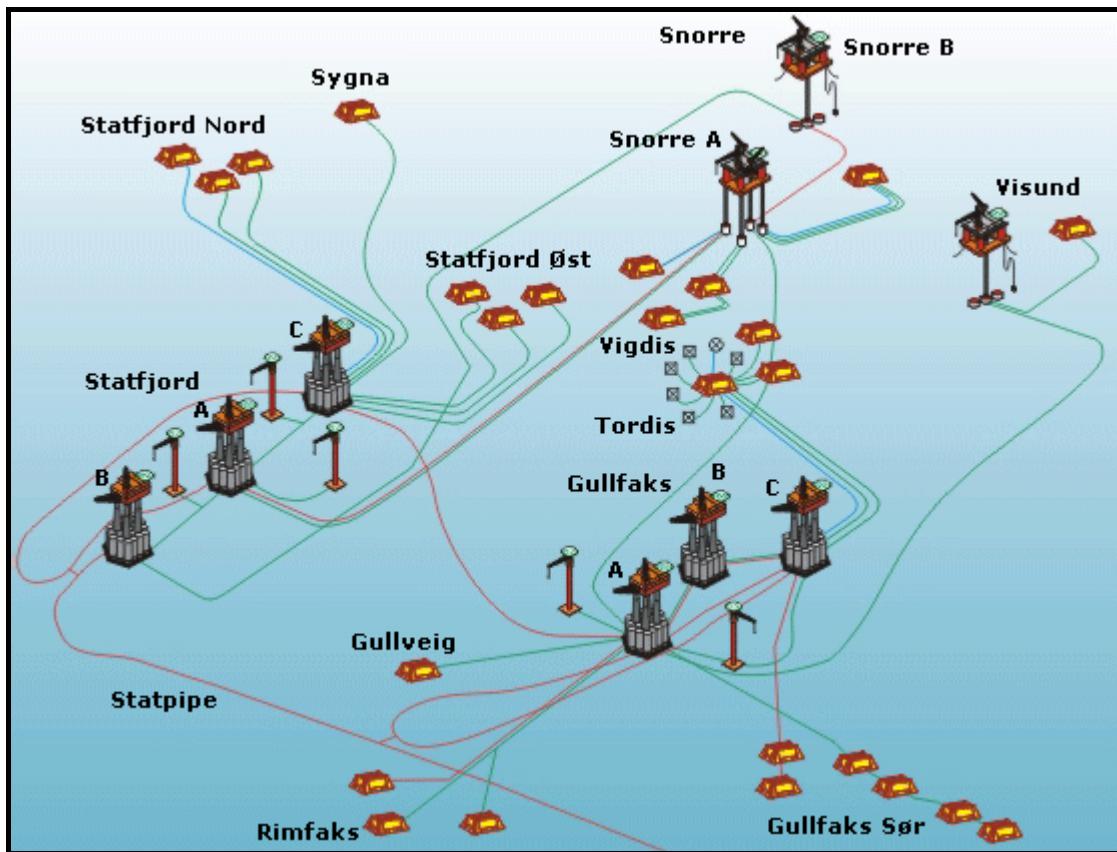
**Tabell 4-2** Rettighetshavere i aktuelle lisenser per dags dato.

Selskap	Lisens/eierandel
Statoil ASA	PL 152 - 70 % PL 037 - 21,875 % PL037B - 61 % PL 050/050B - 61 %
Petoro AS	PL 152 - 30 % PL 037 - 30 % PL037B - 30 % PL 050/050B - 30 %
Norsk Hydro Produksjon AS	PL 037B - 9% PL 050/050B - 9 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	PL 037 - 25 %
Norske ConocoPhillips AS	PL037 - 12,083 %
AS Norske Shell	PL 037 - 10 %
Enterprise Oil Norge AS	PL 037 - 1,042 %

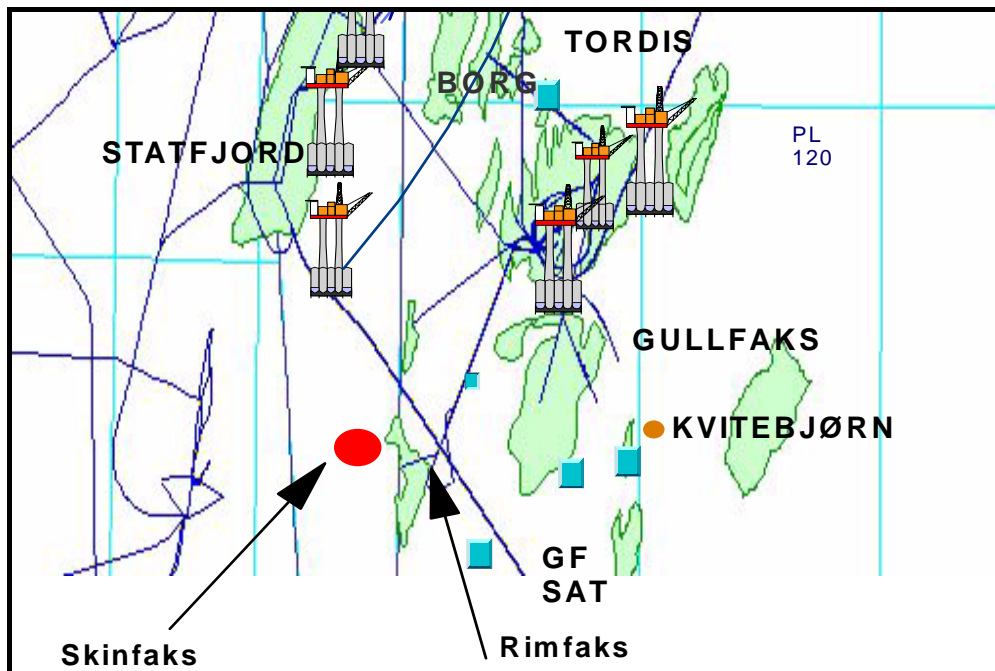
**Tabell 4-3** Antatt eierskap ved innsending av PUD.

Selskap	Eierandel <sup>(*)</sup>
Statoil ASA	61 %
Petoro AS	30 %
Norsk Hydro Produksjon AS	9 %

<sup>(\*)</sup> Gjelder alle lisenser.



Figur 4-1 Oversikt over feltene i Tampen-området.



Figur 4-2 Lokalisering av feltene Skinfaks og Rimfaks.

## 4.2 Alternative utbyggingsløsninger

Flere alternative utbyggingsløsninger har vært vurdert i prosjektet tidligere, alle basert på en utbygging med brønnrammer og innfasing av produksjonen til Gullfaks C-plattformen via eksisterende L-/M-brønnrammer på Gullfaks Sør. Alternativene som har vært vurdert er forskjellige med hensyn til innfasing av brønner og utvinnbare reserver.

Følgende alternativer har vært vurdert:

- Installasjon av en brønnramme med fire brønnsliiser. Det produseres fra Rimfaks IOR først og deretter fra Skinfaks. En 10" rørledning fører produksjonen fra brønnrammen til eksisterende L-/M-brønnrammer på Gullfaks Sør.
- Installasjon av en brønnramme med fire brønnsliiser. Det produseres fra Rimfaks IOR og Skinfaks samtidig. To 10" rørledninger fører produksjonen fra brønnrammen til eksisterende L-/M-brønnrammer på Gullfaks Sør.
- Installasjon av to brønnrammer med fire brønnsliiser. To 10" rørledninger fører produksjonen fra brønnrammene til eksisterende L-/M-brønnrammer på Gullfaks Sør.
- Vurdering av konsepter basert på bruk av eksisterende infrastruktur i området

Ingen av disse utbyggingsløsningene har vist tilfredsstillende prosjektøkonomi.

Det er ingen vesentlige miljømessige forskjeller mellom de ulike utbyggingsløsningene som har vært vurdert. Konsekvensutredningen baseres av den grunn kun på den valgte utbyggingsløsning.

## 4.3 Ressurser og produksjonsplaner

De samlede økonomisk utvinnbare mengder for utbyggingen er foreløpig anslått til om lag 6,04 millioner m<sup>3</sup> olje samt 4,73 milliarder Sm<sup>3</sup> tørrgass og 0,95 millioner tonn NGL. Mengdene er basert på evalueringer utført våren 2004, og det vil kunne bli en nedgang i de totale ressursene. Det er identifisert et potensial for tilleggsreserver i området. Mulige tilleggsreserver vil bli nærmere beskrevet i PUD,

men er ikke inkludert i de profiler som er lagt til grunn for konsekvensutredningen.

Fordeling av ressursene mellom Skinfaks og Rimfaks IOR er vist i tabell 4-4. Produksjonsperioden for Rimfaks IOR vil være årene 2006-2016 og for Skinfaks i årene 2007-2016.

Oljeegenskaper for Skinfaks og Rimfaks er vist i tabell 4-5.

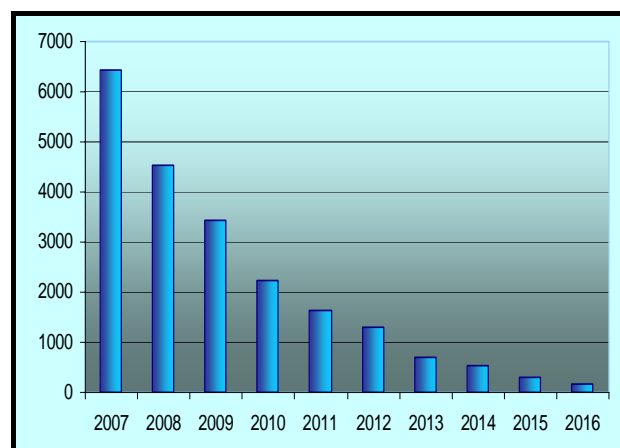
Forventet produksjonsprofil for olje og gass, basert på evalueringer våren 2004, for utbyggingen av SRI er vist i figur 4-3 og figur 4-4.

Tabell 4-4 Fordeling av ressurser SRI.

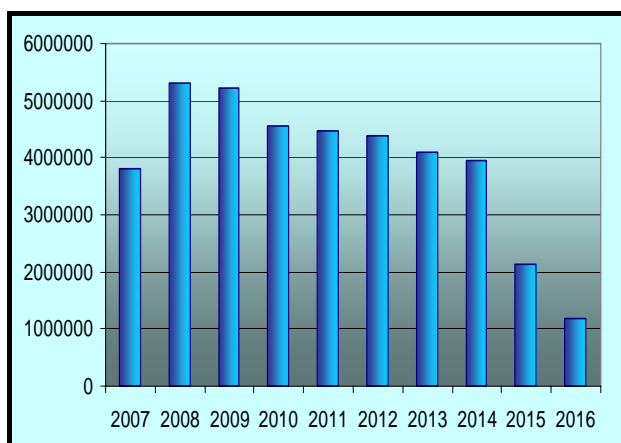
Ressurser	Olje [Mm <sup>3</sup> ]	Tørrgass [GSm <sup>3</sup> ]	NGL [Mtonn]
Rimfaks IOR	2,55	2,50	0,51
Skinfaks	3,49	2,23	0,44
Totalt	6,04	4,73	0,95

Tabell 4-5 Oljeegenskaper Skinfaks og Rimfaks.

Parameter	Skinfaks		Rimfaks
	33/12-8A N2	33/12-8S N3	
Væsketype	Olje	Olje	Gasskondensat i likevekt med olje
Temperatur [°C]	110,9	101	96
Trykk [bar]	419	380,5	380
Tetthet [kg/m <sup>3</sup> ]	646,6	625	403
Viskositet [cP]	---	---	0,268
CO <sub>2</sub> [mol%]	1,86	1,40	0,85



Figur 4-3 Forventet produksjonsprofil olje [m<sup>3</sup>/år].



Figur 4-4 Forventet produksjonsprofil gass [Sm<sup>3</sup>/år].

#### 4.4 Tidsplan for gjennomføring av utbyggingen

En foreløpig tidsplan for utbyggingsprosjektet er vist i tabell 4-6.

Produksjonsstart er foreløpig satt til november 2006 for Rinfaks IOR og februar 2007 for Skinfaks. Den videre planleggingen vil avklare endelig tidspunkt for oppstart. Boringen er forutsatt å starte høsten 2005. Planen er basert på en godkjennelse av PUD i løpet av februar/mars 2005.

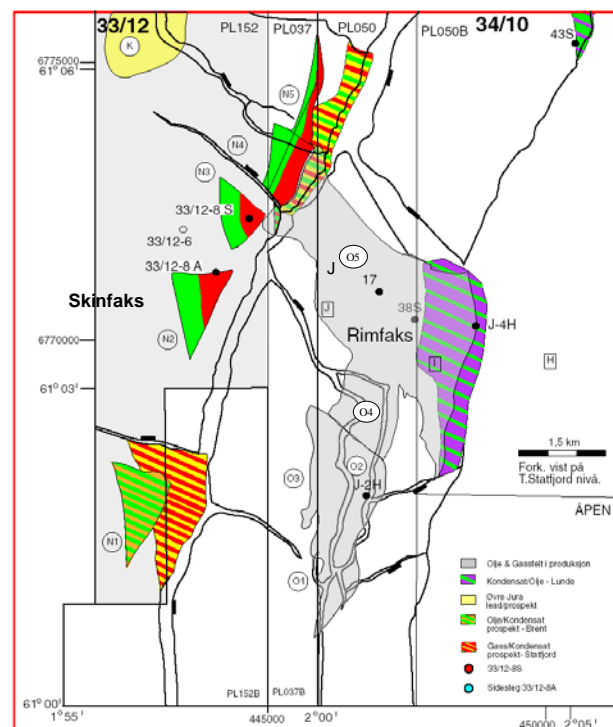
Prosjektgjennomføringen av SRI er basert på erfaringer fra lignende gjennomførte utbygginger på havbunnen i Statoil-regi, og baserer seg i stor grad på å benytte Statoils rammekontrakter. På grunnlag av et stramt riggmarked legges det opp til å kontrahere en rigg tidlig (før godkjennelse av PUD).

Tabell 4-6 Overordnet tidsplan for prosjektet.

Aktivitet	Dato
Innsendelse av KU	Ultimo September 2004
Innsendelse av PUD	Medio Desember 2004
Godkjennelse av PUD	Februar/Mars 2005
Boring til topp av reservoar	Sep 2005 – Mar 2006
Modifikasjoner GFC	Jan 2006 – Jul 2006
Marine operasjoner	Apr 2006 – Jul 2006
Nedstengning GFC	Mai 2006
Boring og komplettering	Aug 2006 – Feb 2007
Produksjonsstart Rinfaks	November 2006
Produksjonsstart Skinfaks	Februar 2007

## 4.5 Reservoarforhold

Kart over de ulike reservoarene på Skinfaks og Rinfaks IOR er vist i figur 4-5.



Figur 4-5 Reservoarene på Skinfaks og Rinfaks IOR.

### 4.5.1 Skinfaks

Skinfaks består av strukturene N1, N2, N3, N4 og N5, jamfør tabell 4-1 og figur 4-5. Strukturene i Skinfaks planlegges produsert ved naturlig trykkavlastning kombinert med gassløft. De nordlige deler av Skinfaks kommuniserer via et felles vannbasseng med felter lengre nord (Gullveig, Gulltopp og Tordis).

Reservoaregenskaper for Skinfaks er basert på borekjernedata fra andre brønner i området grunnet mangel på data fra strukturene på Skinfaks. Reservoarene på Skinfaks har god kvalitet. Tykkelsen på oljesonen varierer fra 53 til 106 meter.

Produsentene vil bli plassert horisontalt, 10 til 40 meter under olje/gasskontakten, slik at trykkstøtten fra gassen opprettholdes og tidlig vanngjennombrudd forhindres. Gassløft gir den fordel at brønnene kan produseres lenger ut i tid.

Videre vil brønnene bli utstyrt med sonekontroll for å øke utvinningsgraden.

#### 4.5.2 Rimfaks

Rimfaks Brent består av strukturene O1, O2, O3, O4 og O5, jamfør figur 4-5. Oljesonen har en tykkelse på 74 meter og består av en lett olje med et gass/oljeforhold i størrelsesorden  $350 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$ . Gasslommen er rik på kondensat. Rimfaks Brent er ikke i kontakt med de andre reservoarene som i dag produseres via Gullfaks og Tordis.

Rimfaks Brent er karakterisert ved gode produksjonsegenskaper.

Dreneringsstrategien for Gullfaks Satellitter, inkludert Rimfaks, er basert på gassinjeksjon og trykkavlastning. Eksisterende dreneringsplan gir en utvinningsgrad på omlag 32% for væsken i reservoaret. Rimfaks IOR består av 3 utfyllende brønner i oljesonen, som bidrar til å øke utvinningsgraden til 40%. Dette fordrer også en noe økt gassinjeksjon fra GFA i perioden 2007 til 2010, dette for å opprettholde reservoartrykket.

#### 4.6 Helse, arbeidsmiljø og sikkerhet

Det vil bli utarbeidet et program for helse og arbeidsmiljø, ytre miljø og sikkerhet for utbyggingen. Programmet vil omfatte mål og strategi, akseptkriterier samt planlagte sikkerhets- og risikoevalueringer. Programmet skal oppdateres ved starten av hver prosjektfase, og for øvrig ved behov.

Hensynet til helse og arbeidsmiljø, ytre miljø og sikkerhet står sentralt i planleggingen av de tekniske løsningene for utbyggingen av SRI.

Alle aktiviteter vil være underlagt operatørens overordnede retningslinjer for HMS som sier at virksomheten ikke skal forårsake ulykker, skade, tap, yrkesrelaterte sykdommer eller negative langtidseffekter.

Utbyggingen skal møte følgende målsetninger for HMS:

- Minimalisere risikonivået
- Implementere Statoils målsetning om null skadelige utslipp

- Ikke overstige Miljøsoks og Statoils ambisjonsnivå for utslipp til luft og vann
- Integre HMS-hensyn i all relevant virksomhet, strategier og planer
- Sikre kvalifisert personell og fornuftig ressursforvaltning
- Sikre erfaringsoverføring og tett samarbeid med tilsvarende prosjekter
- Sikre god kommunikasjon mellom prosjektet og partnere / myndigheter
- Stille samme krav til våre leverandører som til Statoils egne ansatte

Alt bore- og brønnutstyr skal være tilpasset formålet og skal oppfylle Statoils og myndighetenes spesifikasjoner, regulativ og krav. Utstyr og fasiliteter skal gjennomgå systematisk vedlikehold. Erfaringer fra operasjoner skal journalføres og behandles systematisk for å oppnå forbedringer av utstyr og operasjoner med hensyn på sikkerhet og effektivitet. Personell involvert i planlegging, implementering og verifisering av bore- og brønnoperasjonene skal inneha nødvendige kvalifikasjoner.

Det settes krav til alle kontraktører og leverandører om å etablere et eget program for HMS. I tillegg settes det krav til at kontraktørene skal kunne dokumentere et eget styringssystem for HMS.

Ved tildeling av kontrakter skal Statoil legge til grunn en vurdering av selskapsresultat, mål og holdninger vedrørende HMS hos aktuelle kontraktører og leverandører.

#### 4.7 Valgt utbyggingsløsning

Den valgte utbyggingsløsning innebærer installasjon av en brønnramme (N-brønnrammen) med 4 brønnsliiser, en satellitt med 1 brønnsliise (N-satellitten) og en ny ramme for tilknytning til eksisterende brønnrammer på Gullfaks Sør.

Fra N-brønnrammen bores det 2 produksjonsbrønner inn i Skinfaks, og 2 produksjonsbrønner inn i Rimfaks Brent for å øke oljeutvinningen fra Rimfaks.

Fra N-satellitten bores det først en produksjonsbrønn inn i Rimfaks-strukturene. Når produksjonen herfra

avtar vil det fra denne brønnen bli boret et sidesteg for produksjon fra Skinfaks.

Det planlegges således med 5 produksjonsbrønner som over tid skal dekke strukturene i SRI. Enkelte av disse brønnene er planlagt installert med sonekontroll for å øke utvinningsgraden i området. N-brønnrammen og N-satellitten installeres mest mulig optimalt i forhold til å kunne øke levetiden på feltet.

N-brønnrammen vil tilknyttes eksisterende L-/M-brønnrammer på Gullfaks Sør via tilknytningsrammen og to 12 km lange 10" produksjonsrørledninger. N-satellitten tilknyttes N-brønnrammen via en 4 km lang 6" rørledning. I tillegg installeres det en 2 km lang 4" rørledning mellom eksisterende J-brønnramme på Rimfaks og N-brønnrammen for injeksjon av gass (gassløft) i Skinfaks-brønnene.

Nødvendige kontrollkabler og rørledninger for kjemikalieinjeksjon (blant annet metanol) planlegges ført parallelt med rørledningene fra Gullfaks Sør L-/M-brønnrammer til N-brønnrammen, og videre herfra til satellittbrønnen.

Brønnstrømmen fra SRI vil ledes til Gullfaks Sør L-/M-brønnrammer og videre til Gullfaks C-plattformen for prosessering og videre transport.

Brønnstrømmen fra Skinfaks vil transporteres fra L-brønnrammen til Gullfaks C via eksisterende 8" testlinje, mens brønnstrømmen fra Rimfaks IOR vil transporteres fra M-brønnrammen til Gullfaks C-plattformen via eksisterende 14" rørledning.

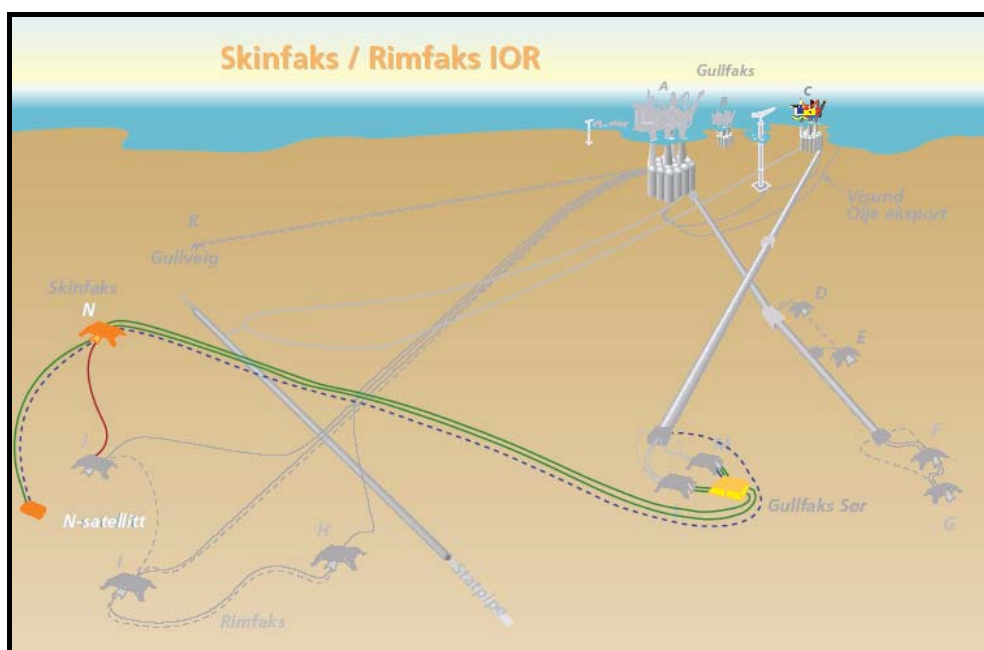
Det vurderes å legge til rette for eventuell tilknytning av fremtidige utbyggingsprosjekter til det nye produksjonssystemet.

Anleggsarbeidene knyttet til utbyggingen vil omfatte følgende:

- Utplassering av brønnrammer
- Boring og komplettering av brønner
- Legging av rørledninger og kontrollkabler
- Grusdumping
- Klargjøring av rørledninger
- Sammenkopling

Figur 4-6 viser en oversikt over den valgte utbyggingsløsningen for SRI.

En nærmere beskrivelse av de ulike produksjonsenhetene er gitt under kapittel 4.7.2 og 4.7.3.



Figur 4-6 Oversikt over utbyggingsløsning for SRI.

#### 4.7.1 Nødvendige modifikasjoner på Gullfaks C-plattformen

Det vil kun være et mindre behov for modifikasjoner på Gullfaks C-plattformen som følge av innfasingen av SRI.

Det eksisterende innløps-arrangementet vil bli benyttet med små modifikasjoner.

Modifikasjonsarbeidene vil hovedsakelig bestå av installasjon av en ny trykkavlastningslinje samt arbeider relatert til ombygging av lagringskapasitet for metanol. For øvrig vil eksisterende kapasiteter i prosess- og hjelpesystemene benyttes. Det vil ikke være behov for installasjon av nytt kraftproduksjonsutstyr på plattformen.

#### 4.7.2 Undervannssystemer

Posisjoner for nye havbunnsrammer for SRI er gitt i tabell 4-7 sammen med posisjoner for eksisterende havbunnsrammer på Rimfaks og Gullfaks Sør.

Lengde, dimensjon og funksjon for nye rørledninger er vist i tabell 4-8. Alle rørledningene vil bli plassert på havbunnen og grusdumpet for å stabilisere og beskytte rørledningene. Total grusmengde som vil bli dumpet er beregnet til omlag 100.000 m<sup>3</sup>.

#### 4.7.3 Boring og brønn

Det vil gjennom N-brønnrammen bores 2 Skinfaks-brønner (N2N3 og N4N5) og 2 brønner for Rimfaks IOR (O4 og O5). Videre vil det gjennom satellitten bores en brønn for produksjon fra Rimfaks (O2O3, 2006-2011) og deretter fra Skinfaks (N1, 2012 til 2016).

Produksjonsbrønnene for Skinfaks vil bli utstyrt for gassløft nede i brønnene. Gassløft vil bli brukt fra år 2009. Gassløftraten er beregnet til 700.000 Sm<sup>3</sup> per døgn. Det vil som tidligere nevnt bli installert en 2 km lang 4" rørledning fra eksisterende J-brønnramme på Rimfaks for transport av gass for dette formålet.

Alle brønnene vil bli utstyrt med sandskjerm.

Boringen vil bli utført fra en halvt nedsenkbar mobil borerigg som er fullt utstyrt for boring og komplettering. Det er ikke planlagt for brønntesting over rigg.

Tabell 4-7 Posisjoner og størrelser på havbunnsrammer.

Bunnramme	Posisjon	Størrelse LxBxH [m]
Ny N-brønnramme	N 6 772 200 E 445 274	30x30x10
Ny N-satellitt	N 6 768 262 E 445 006	20x20x10
Ny tie-in manifold	N 6 774 012 E 456 501	15x15x6
Eksisterende J-ramme	N 6 770 495 E 446 181	---
Eksisterende L-ramme	N 6 773 998 E 456 471	---
Eksisterende M-ramme	N 6 774 030 E 456 474	---

Tabell 4-8 Oversikt over nye rørledninger.

Funksjon	Lengde [km]	Dimensjon ["]
Produksjon	1 x 4	6
Produksjon	2 x 12	10
Gassinjeksjon	1 x 2	4

## 4.8 Traséundersøkelser og bunnundersøkelser

Traséundersøkelser og bunnundersøkelser omfatter kartlegging fra overflatefartøy samt detaljkartlegging og inspeksjon av utvalgte sentrale områder ved bruk av ROV.

Ulike faser av de planlagte traséundersøkelsene som vil bli gjennomført i forkant av marine operasjoner er oppsummert i det følgende. Fase 1 er allerede gjennomført.

#### Fase 1 - Oversiktskartlegging av korridoren

- Kartlegging av en korridor på 1 km
- Grunnundersøkelser av brønnrammelokaliteter

- Bruk av skrogmontert multistråle ekkolodd, tauet sidesøkende sonar og innhenting av lett seismikk

Denne kartleggingen utgjør grunnlag for prosjektering av rørledninger, trasévurderinger og lokalisering av optimal trasé.

#### Fase 2 - Detaljkartlegging av rørledningstrasé

- Dekning av en korridor på 80-200 m bredde langs den valgte traséen
- Bruk av multistråle ekkolodd og høyoppløselig sidesøkende sonar samt bunnpenetrerende ekkolodd festet til enten en kabelstyrt eller kabelfri undervannsfarkost (ROV)

Denne kartleggingen utgjør grunnlag for detaljprosjektering/ optimalisering av rørledningen i forhold til frie spenn, steinfyllinger, nedgraving, med mere. Geoteknisk prøvetaking og trykksonderinger utføres som eget tokt 3 til 4 uker etterpå.

#### Fase 3 – Leggeundersøkelse

- Dersom et ankerbasert leggefartøy velges, vil aktuell oppankringskorridor (bredde 3 til 4 km) måtte kartlegges med multistråle ekkolodd og sidesøkende sonar senest 6 måneder før legging.
- Før legging vil traséen inspiseres med en kabelstyrt undervannsfarkost for å sjekke at ingen uidentifiserte forhold/objekter befinner seg i leggetraséen.

### **4.9 Avfallshåndtering**

Oljeindustriens Landsforning (OLF) har utarbeidet en veiledning for avfallsstyring som vil bli benyttet i forbindelse med kontrakter for leveranser til SRI. Tiltak for å redusere avfallsmengdene vil bli prioritert, i tillegg til tiltak som øker gjenbruk og gjenvinning av næringsavfall og spesialavfall fra virksomheten.

Under drift vil eksisterende avfallsplan for Gullfaksfeltet bli benyttet.

### **4.10 Økonomi**

De samlede brutto investeringer for utbyggingen er foreløpig beregnet til omlag 3,3 milliarder norske 2004-kroner. Utbyggingskostnadene omfatter investeringer i anlegg og produksjonsutstyr samt boring og brønnvedlikehold fram til produksjonsstart. Hovedtyngden av investeringene vil skje i år 2006.

Driftskostnadene over feltets levetid er beregnet til 422 millioner kroner. Den årlige driftskostnaden ved platåproduksjon er beregnet til 35 millioner kroner, inkludert brønnvedlikehold som utgjør 2,1 millioner kroner årlig per brønn.

De samlede inntekter er beregnet til 9,5 milliarder kroner i tiden 2006 til 2016, basert på økonomiske forutsetninger våren 2004. Nåverdien av framtidige inntekter og kostnader utgjør 1,8 milliarder kroner, inklusive CO<sub>2</sub>-avgift.

En mer detaljert beskrivelse av investeringer, driftskostnader og inntekter er gitt i kapittel 10.

### **4.11 Avvikling**

I tråd med gjeldende bestemmelser vil det i god tid før nedstenging av produksjonen bli lagt fram en avslutningsplan med forslag til disponering av havbunnsinstallasjoner og rørledninger. I avslutningsplanen vil det bli tatt stilling til hvordan rørledninger, brønnrammer og andre havbunnsinstallasjoner skal håndteres.

Ved avvikling vil det bli lagt vekt på å finne disponeringsløsninger som er miljømessig akseptable, og som ikke vil skape problemer for utøvelse av fiske på kort eller lang sikt. Alle feltrør og koblingsenheter vil først bli stengt ned og sikret. Brønnene vil deretter bli forseglet før beskyttelsesstrukturer, koblinger og brønnrammer blir fjernet ved hjelp av kranfartøy. Det vil ikke bli etterlatt utstyr på havbunnen som kan utgjøre en sikkerhetsmessig risiko for noen virksomhet.

I Stortingsmelding nr. 47 (1999-2000) om disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel har OED vurdert enkelte konkrete saker angående disponering. Rørledninger som ligger eksponert, og som utgjør en



sikkerhetsmessig risiko for fastheking av trålutstyr ved fiske, blir anbefalt fjernet. Storparten av øvrige rørledninger og kabler som er stabilt nedgravd eller tildekket, blir anbefalt etterlatt på stedet.

Flere metoder kan anvendes i forbindelse med avvikling av rørledninger. En metode kan være å kutte eksponerte deler av ledningene, fjerne disse, og behandle endene på de etterlatte ledningene slik at de ikke skaper problemer for utøvelse av fisket. Dette kan for eksempel oppnås ved å kutte

ledningene under sjøbunnen, ved å grave endene på rørledningene og eventuelt deler av rørledningene for øvrig ytterligere ned i sjøbunnen, ved overdekning med stein, eller ved en kombinasjon av disse metodene. Disse forholdene vil bli nærmere behandlet i avslutningsplanen.

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

## 5 Naturressurser og miljøforhold

Naturressurser og miljøforhold innen et mulig influensområde for SRI er utførlig beskrevet i RKU, temarapport 3. Det henvises til denne for en generell beskrivelse.

### 5.1 Forholdet til den regionale konsekvensutredning for Nordsjøen

RKU omfatter, på tilsvarende måte som feltspesifikke konsekvensutredninger, miljø- og samfunnsmessige konsekvenser. RKU er delt inn i ulike områder og gjengir områdenes infrastruktur, utslipp, overvåkningsundersøkelser og miljøtiltak.

Tabell 5-1 viser temarapporter som inngår i RKU.

**Tabell 5-1 Temarapporter i RKU.**

Temarapport	Tittel
1 a	Infrastruktur, utslipp, overvåkningsundersøkelser og miljøtiltak i Tampen-området
1 b	Infrastruktur, utslipp, overvåkningsundersøkelser og miljøtiltak i Troll-området
1 c	Infrastruktur, utslipp, overvåkningsundersøkelser og miljøtiltak i Oseberg-området
1 d	Infrastruktur, utslipp, overvåkningsundersøkelser og miljøtiltak i Frigg-Heimdal-området
1 e	Infrastruktur, utslipp, overvåkningsundersøkelser og miljøtiltak i Sleipner-området
2	Utslipp til luft og sjø - prognoser
3	Beskrivelse av influensområdet til havs og på land
4	Uhellsutslipp - sannsynlighet, miljørisiko og konsekvenser
5	Regulære utslipp til luft - konsekvenser
6	Regulære utslipp til sjø - konsekvenser
7	Fiskerier og akvakultur - konsekvenser området 58° N- 62° N
8 a	Samfunnsøkonomiske konsekvenser Tampen-området
8 b	Samfunnsøkonomiske konsekvenser Tampen-området

### 5.2 Influensområde for utslipp til sjø

Utslipp til sjø i forbindelse med utbygging og drift av SRI vil hovedsakelig være utslipp av borekaks og borevæske i forbindelse med boring, samt utslipp av produsert vann fra Gullfaks C-plattformen.

Influensområdet for boreutslippene vil være det umiddelbare nærområdet omkring borelokalitetene. For produsert vann vises det til beregninger av EIF som er gjennomført. Beregninger av EIF er nærmere beskrevet i kapittel 7.

For akutte utslipp til sjø vises det til miljørisikoanalyse som er gjennomført. Influensområdet for akutte utslipp er nærmere beskrevet i kapittel 8.

### 5.3 Influensområde for utslipp til luft

Utslipp til luft knyttet til utbygging og drift av SRI er nærmere behandlet i kapittel 6. I RKU, temarapport 5, er det gjort beregninger av influensområdet for de samlede utslipp til luft fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen. Disse beregningene viser at influensområdet kan defineres til kystområdene fra og med Vest-Agder til og med Nord-Trøndelag.

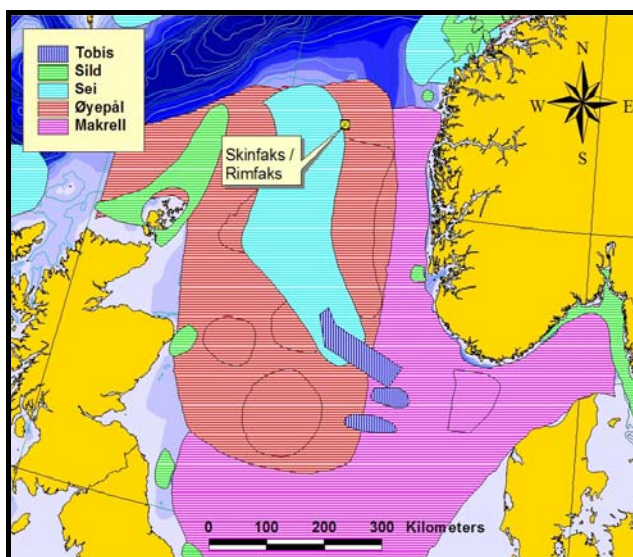
### 5.4 Spesielt miljøfølsomme områder

Innenfor influensområdet forekommer det områder som er definert som SMO (Spesielt Miljøfølsomme Områder). Dette gjelder i hovedsak hekke- og oppholdsområder for sjøfugl. Det er gitt en oversikt over disse områdene i RKU, temarapport 3. Det henvises til denne for en generell beskrivelse.

## 5.5 Fisk og fiskerier

### 5.5.1 Ressursbeskrivelse

Flere kommersielt viktige fiskeslag har sine gyte- og oppvekstområder i Nordsjøen. Figur 5-1 viser gyteområder for arter som er viktige for det norske fisket. SRI ligger innenfor gyteområdet for øyepål, makrell og sei. Øyepål gyter i perioden mars til april, makrell fra midten av mai og ut juli og sei i perioden januar til mars. Gytingen i Nordsjøen foregår ikke så konsentrert verken i tid eller rom som i områdene lengre nord.



Figur 5-1 Gyteområder for kommersielt viktige fiskeslag i Nordsjøen (Kilde: MRDB).

I sin bestandsrapport for 2004 viser Havforskningsinstituttet til at det fortsatt er behov for å utvise stor forsiktighet i høstingen av flere av våre viktige fiskebestander. Flere bestander av bunnfisk i Nordsjøen er på et historisk lavt nivå, og det er her anbefalt full stopp i de fiskeriene i Nordsjøen der torsk inngår som en del av fangsten.

Sei er den viktigste arten for det norske konsumfisket i Nordsjøen. Bestanden av sei ligger innenfor biologisk sikre grenser slik at fangsten ventes å kunne fortsette på omlag dagens nivå de nærmeste årene.

De viktigste artene for ringnotfisket i Nordsjøen er sild og makrell. For Nordsjøsilde er gytebestanden økende, og det er gode utsikter til fortsatt positiv

utvikling av bestanden og i fisket på grunn av de sterke årsklassene som kommer nå. Makrellbestanden vurderes å være innenfor sikre biologiske grenser, men beskattes for hardt.

Øyepål og tobis utgjør det viktigste driftsgrunnlaget for industritrålerflåten. Bestanden av øyepål er i god forfatning, mens bestanden av tobis er utenfor sikre biologiske grenser. Utsiktene for tobisfisket i de nærmeste årene er derfor ikke gode, men det må understrekes at det er vanlig med meget store variasjoner fra år til år i dette fisket. Tobisfisket har de siste årene vært drevet innen ganske avgrensede fangstfelt i sørvestre del av norsk økonomisk sone, og det har bare vært et ubetydelig fiske på Vikingbanken, som i perioder kan være et viktig fiskefelt.

En nærmere beskrivelse av konsekvenser for fiskeriene knyttet til en utbygging av SRI er gitt i kapittel 9.

## 5.6 Akvakultur

Kystområdene på Vestlandet er viktige for oppdrettsnæringen. Særlig er det stor oppdrettsaktivitet i de ytre kyststrøkene. En nærmere beskrivelse av viktige områder for akvakultur og deres sårbarhet overfor påvirkninger fra petroleumsvirksomheten, er gitt i RKU, temarapport 3, kapittel 8. Det henvises til denne for mer informasjon.

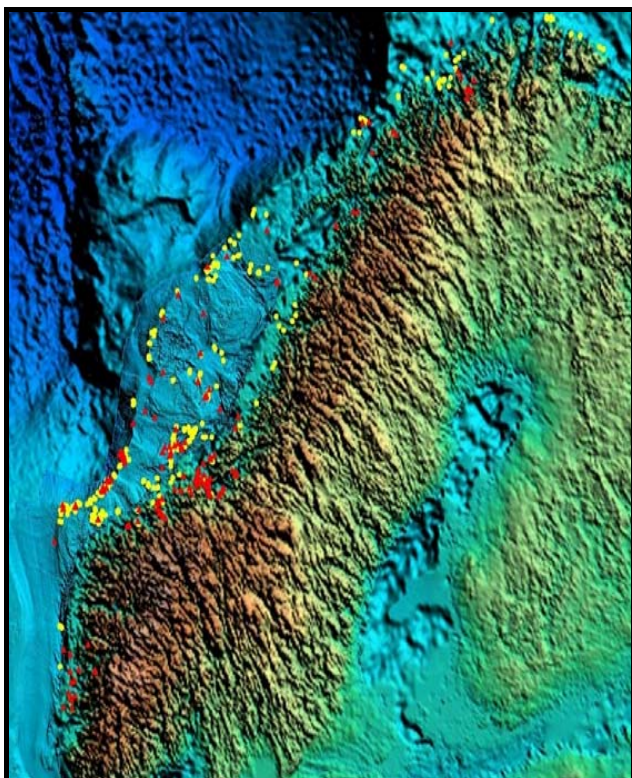
En nærmere beskrivelse av konsekvenser for akvakultur knyttet til en utbygging av SRI er gitt i kapittel 9.

## 5.7 Koraller

Det har lenge vært kjente forekomster av dypvanns korallrev i norske farvann, men det er først nylig at det er utført mer omfattende kartlegging og undersøkelser av disse. Revene er dannet av arten *Lophelia pertusa*, som langs norskekysten forekommer fra Tisler i Skagerrak til Finnmarkskysten. Den høyeste tettheten, samt de største revene, finnes langs Eggakanten. Figur 5-2 viser den foreløpig kjente utbredelsen av rev langs norskekysten.

En nærmere beskrivelse av korallrev og deres sårbarhet overfor påvirkninger fra petroleumsvirksomheten er gitt i RRU, temarapport 3, kapittel 3 samt i den regionale konsekvensutredningen for Norskehavet, kapittel 7.2 og kapittel 13. Det henvises til disse for mer informasjon.

En nærmere beskrivelse av eventuelle konsekvenser for koraller knyttet til en utbygging av SRI er gitt i kapittel 9.



Figur 5-2 Utbredelse av *Lophelia pertusa*. Gule sirkler representerer informasjon fra fiskere, mens røde trekantene representerer lokaliteter fra litteratur, fra Statoil, Fiskeridirektoratet og Havforskningsinstituttet (Kilde: Havforskningsinstituttet).

## 5.8 Kulturminner

På norsk kontinentalsokkel foreligger generelt et potensiale for funn av kulturminner, blant annet i form av steinalderfunn og skipsvrak.

Isen ved siste istids maksimum nådde omtrent helt ut til kanten av kontinentalsokkelen. Sokkelen ble tidlig isfri under avsmeltingen etter siste istid, og det relative havnivået i perioden 13.000 – 11.000 år før nåtid var betydelig lavere enn i dag. Seismiske profiler og andre bunnprøver viser formasjoner som kan tolkes som strandvoller på dyp ned mot 150 meter under dagens havnivå blant annet på den smale sokkelen utenfor Møre og Romsdal. Det er videre også påvist spor etter sen-glacial menneskelig aktivitet på Nordsjøbunnen og langs Norskekysten. Funn fra steinalder på norsk sokkel vil typisk finnes i den aller øverste delen (øvre 50 cm) av bunn-sedimentene. Typiske gjenstander vil være ulike former for steinredskaper, selv om en heller ikke kan utelukke funn av organisk materiale.

Forlis utenfor grunnlinja, på dypt vann i åpen sjø, har nesten utelukkende skjedd i dårlig vær. Det er således ikke mulig å bruke kunnskap om de mest trafikkerte seilingsrutene som lokaliseringfaktor for skipsvrak på dypt vann. Potensielt kan derfor slike vrak finnes seg nær sagt hvor som helst på sokkelen.

En nærmere beskrivelse av konsekvenser for kulturminner knyttet til en utbygging av SRI er gitt i kapittel 9.

## 6 Utslipp til luft

Utbyggingen av SRI vil føre til økte utslipp til luft som følge av:

- Boring og brønnoperasjoner
- Marine operasjoner
- Drift/prosessering
- Transport av olje og gass

Til boring og komplettering vil det bli benyttet en separat, flytende borerigg, og utslipp til luft vil skje fra denne. I driftsfasen vil alle utslipp til luft skje fra Gullfaks C-plattformen.

### 6.1 Utslipp til luft knyttet til boring

Den separate boreriggen vil være fullt utstyrt for boring og komplettering. Det er ikke planlagt for brønntesting over rigg. Total tid for boring og komplettering av en brønn på SRI vil være omlag 68 dager.

Borestart er planlagt til september 2005 og i henhold til foreløpig boreplan vil det pågå bore- og kompletteringsarbeid i årene 2005 til 2006.

Utslipp til luft i borefasen vil bestå av avgasser i forbindelse med kraftgenerering. Det planlegges ikke for brønnopprensning av brønnene over rigg.

I borefasen vil dieselmotorer fra boreriggen benyttes til kraftgenerering. Forventet dieselforbruk er 17 m<sup>3</sup> per døgn. Dette medfører et totalt forbruk av diesel

på omlag 980 tonn ved boring og komplettering av én brønn. Totale utslipp til luft for hele borefasen er angitt i tabell 6-1. Boring av sidesteg i 2011 er ikke inkludert i tabellen.

### 6.2 Utslipp til luft knyttet til ordinær drift

Produksjonen fra SRI vil medføre utslipp til luft av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CH<sub>4</sub> og VOC. I driftsfasen vil utslipp til luft i hovedsak stamme fra følgende kilder:

- Gassturbiner for kraftgenerering
- Fakling
- Prosessering av olje og gass
- Lagring og lasting av olje

I tillegg vil transport av olje med dieselmotordrevne skytteltankere medføre utslipp av VOC, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub> og SO<sub>2</sub>. Det samme gjelder forsyningskip, helikoptre og andre mindre kilder.

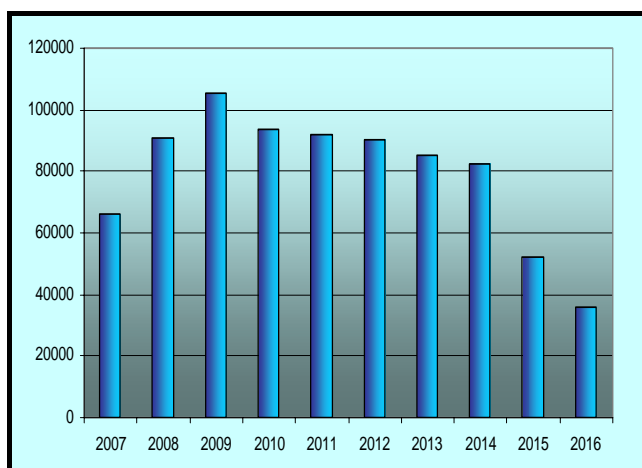
All olje som prosesseres på Gullfaks C-plattformen går videre til lagertanker før den lastes om bord i skytteltanker. Dette medfører avdamping av lettflyktige hydrokarboner, VOC, til luft.

Figur 6-1, figur 6-2 og figur 6-3 viser forventede utslipp av henholdsvis CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og VOC fra SRI i driftsfasen.

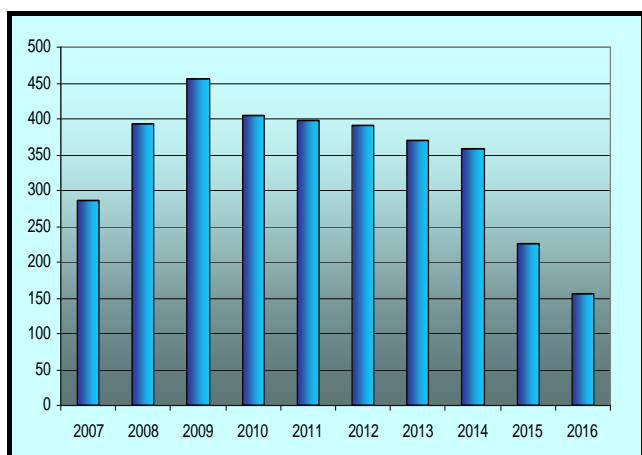
Tabell 6-1 Totale utslipp til luft i borefasen, eksklusive boring av sidesteg fra N-satellitten i 2011.

År	Antall brønner	Antall dager	Dieselforbruk [m <sup>3</sup> ]	CO <sub>2</sub> [tonn]	NO <sub>x</sub> [tonn]	VOC [tonn]	SO <sub>2</sub> [tonn]
2005	2	136	2312	6289	138	9,9	5,5
2006	3	204	3468	9433	206	14,7	8,3
Totalt	5	340	5780	15722	344	24,6	13,8

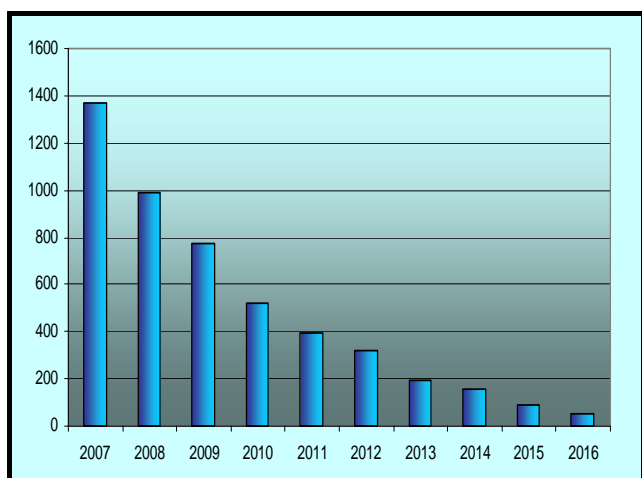
Utslippsfaktorer: CO<sub>2</sub> 3,2 tonn/tonn, NO<sub>x</sub> 70x10<sup>-3</sup> tonn/tonn, VOC 5x10<sup>-3</sup> tonn/tonn, SO<sub>2</sub> 2,8x10<sup>-3</sup> tonn/tonn, egenvekt diesel: 0,85 tonn/m<sup>3</sup>



Figur 6-1 Forventede utslipp av CO<sub>2</sub> fra SRI i driftsfasen [tonn/år].



Figur 6-2 Forventede utslipp av NO<sub>x</sub> fra SRI i driftsfasen [tonn/år].



Figur 6-3 Forventede utslipp av VOC fra SRI i driftsfasen [tonn/år].

## 6.3 Prognoser for utslipp til luft

RKU la til grunn utslippsprognoser innrapportert til OD/OED i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett for 1998. ODs prognoser for alle utslipp som på det tidspunkt kunne relateres til felt er inkludert, det vil si ressursklassene 1-4.

### 6.3.1 Forholdet til den regionale konsekvensutredningen

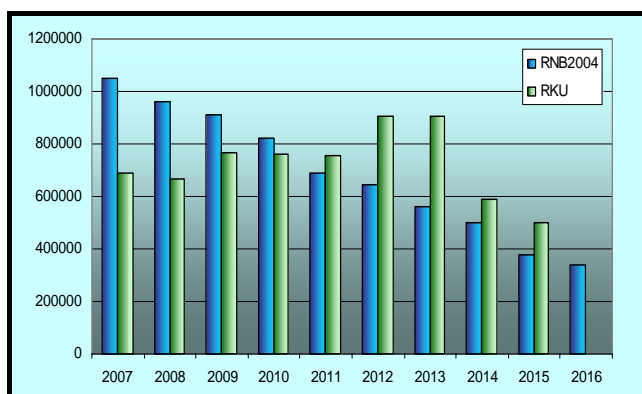
Utslipp til luft fra produksjonen av SRI er ikke inkludert i de prognosene som ligger til grunn for RKU. Figur 6-4 til figur 6-6 gir en sammenlikning mellom de prognoser som var lagt til grunn for Gullfaks-feltet i RKU, sammen med de prognoser for utslipp som er innrapportert i forbindelse med RNB 2004.

Det framgår av figurene at utslippene av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra Gullfaks-feltet samlet sett forventes å være høyere i perioden 2007-2010 enn prognosene som lå til grunn for RKU.

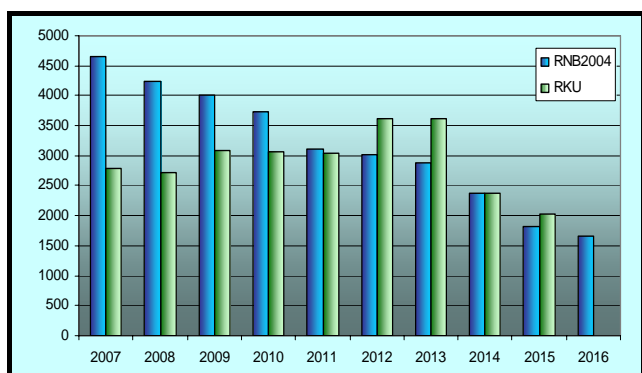
I de nyeste prognosene er det ikke tatt høyde for eventuell implementering av tiltak i henhold til EUs IPPC-direktiv innen 2007. Utslippsprognosene har økt fra RNB 2003 til RNB 2004. Dette skyldes økt vanninjeksjon i reservoarene som produseres fra Gullfaks, og dermed økt behov for kraftproduksjon.

Utslippene av VOC fra Gullfaks-feltet forventes å være lavere enn hva som ble angitt i RKU. Dette henger blant annet sammen med myndighetskrav til reduserte utslipp av VOC fra lasting av oljeprodukter offshore.

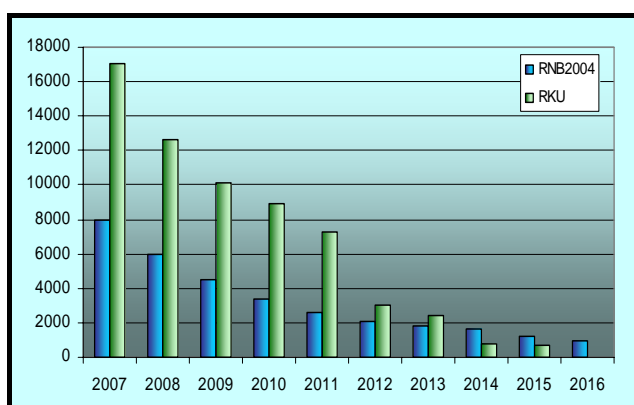
De forventede utslippene av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra SRI utgjør henholdsvis 9,6% og 9,4% av de totale utslippene fra Gullfaks-feltet i 2009. Utslippene av VOC utgjør 16,2% av utslippene fra Gullfaks-feltet i oppstartsåret 2007. Etter 2007 vil utslippene av VOC fra Gullfaks-feltet inkludert SRI minke vesentlig grunnet myndighetskravene som beskrevet i teksten ovenfor.



Figur 6-4 Forventede utslipp av CO<sub>2</sub> [tonn/år] fra Gullfaksfeltet, uten SRI, over produksjonsperioden for SRI. Data hentet fra henholdsvis RKU og RNB 2004. Profil gjenspeiler ikke eventuelle tiltak som følge av implementering av EUs IPPC-direktiv.



Figur 6-5 Forventede utslipp av NO<sub>x</sub> [tonn/år] fra Gullfaksfeltet, uten SRI, over produksjonsperioden for SRI. Data hentet fra henholdsvis RKU og RNB 2004. Profil gjenspeiler ikke eventuelle tiltak som følge av implementering av EUs IPPC-direktiv.



Figur 6-6 Forventede utslipp av VOC [tonn/år] fra Gullfaksfeltet, uten SRI, over produksjonsperioden for SRI. Data hentet fra henholdsvis RKU og RNB 2004. Reduksjon over perioden skyldes implementering av tiltak for å møte myndighetskrav om reduksjon av VOC.

Utslippene til luft i Tampen-området er i 2004 beregnet til 3,6 millioner tonn CO<sub>2</sub>, 14,8 tusen tonn NO<sub>x</sub> og 66,8 tusen tonn VOC (RNB 2004).

Til sammenlikning er de totale utslippene fra norsk sokkel i 2004 beregnet til 13 millioner tonn CO<sub>2</sub>, 55 tusen tonn NO<sub>x</sub> og 130 tusen tonn VOC (Miljø 2004, OED).

## 6.4 Konsekvenser av utslipp til luft

Utslipp av NO<sub>x</sub> og VOC vil kunne ha regionale miljømessige konsekvenser i form av:

- forsurening av jordsmonn og ferskvann
- gjødslingseffekt på vegetasjon
- endret luftkvalitet gjennom dannelse av bakkenært ozon eller endringer i konsentrasjonsnivået av NO<sub>2</sub>

Hovedkonklusjon vedrørende regionale konsekvenser ved utslipp til luft i RKU er gjengitt nedenfor. For ytterligere beskrivelse av konsekvensene vises det til RKU, temarapport 5.

### Miljøkonsekvenser knyttet til bidraget fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen for forsurening.

Totalt areal med overskridelse av tålegrensen for forsurening av overflatevann er beregnet å øke med 3% som følge av utslippene fra Nordsjøen. Områdene som får tålegrenseoverskridelser finnes på strekningen Nordfjord–Nord-Trøndelag. Det er vanskelig å gi et sikkert tallmessig anslag for effekten av et område som Nordsjøen separat. Utslippene av NO<sub>x</sub> fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen er en stor NO<sub>x</sub>-kilde sett under ett og har sannsynligvis innvirkning på forsureningssituasjonen i deler av det undersøkte området i denne konsekvensvurderingen. Generelt kan man si at for områder som i dag har overskridelser av tålegrensen for forsurening, eller ligger på grensen til overskridelse, vil et hvert bidrag til økning av N-deposisjonen være med på å bidra til å motvirke den positive utviklingen i vannkvalitet som vi ser i Norge i dag som en følge av reduksjoner i S-utslipp i Europa. På samme måte vil enhver reduksjon være positiv.

### Miljøkonsekvenser knyttet til bidraget fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen for overgjødsling.

Hovedkonklusjonen er at bidraget fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen isolert sett ikke vil gi målbar gjødslingseffekter i Vest-Agder, størstedelen av Møre og Romsdal eller i Trøndelagsfylkene. Imidlertid vil

*bidraget kunne påvirke vegetasjonstyper både i Rogaland, Hordaland. Sogn og Fjordane og de aller sørligste delene av Møre og Romsdal ved at vegetasjonstyper som er tilpasset et lavt nitrogennivå kan få økt innslag av mer nitrogenkrevende arter som gras og urter, og en endret mose- og lavflora. Pga. av et høyere bakgrunnsnivå i Rogaland og Vest-Agder er den generelle gjødslingseffekten størst i disse fylkene.*

Miljøkonsekvenser knyttet til bidraget fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen for ozoneksponering.

*Beregningene indikerer at utslippene i Nordsjøen kan bidra med ca. 5–7% av AOT40-verdien i ytre kyststrøk av influensområdet og opptil 8–10% i Stad-området. Ut fra dagens kunnskapsnivå er det omtrent umulig å si hvor mye Nordsjøens bidrag til ozoneksponeringen påvirker vegetasjonen. Siden tålegrensen for planter stort sett er overskredet de fleste steder, er sannsynligheten for eventuelle effekter på planter størst der bidragene er*

*størst, dvs. i kyststrøkene, særlig fra Stadlandet og sørover.*

Utslipp av CO<sub>2</sub> og andre klimagasser fra petroleumsvirksomheten utgjør et bidrag til verdens samlede utslipp av slike gasser.

Utslipp av CO, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O og SO<sub>2</sub> vil ha de samme miljøeffekter som nevnt ovenfor, men spiller mengdemessig en mindre rolle.

## **6.5 Tiltak for å redusere utslipp til luft**

Siden SRI vil fases inn til en allerede eksisterende installasjon, vurderes det å være begrensede muligheter for implementering av spesifikke utslippsreducerende tiltak utover de tiltak som eventuelt vil iverksettes på Gullfaks C-plattformen, blant annet knyttet til oppfølging av EUs IPPC-direktiv.



## 7 Utslipp til sjø

I boreperioden vil utslipp til sjø skje fra en halvt nedsenkbar borerigg. I driftsfasen vil alle prosessutslipp til sjø skje fra Gullfaks C-plattformen. De regulære utslippene til sjø vil normalt bestå av følgende:

- Borevæske (vannbasert)
- Borekaks
- Vann fra klargjøring av rørledninger
- Produsert vann
- Ballastvann
- Fortrengningsvann
- Kjølevann
- Drenasjevann
- Sanitæravløpsvann
- Hydraulikkvæske
- Metanol i forbindelse med nedstengning

Utbyggingen av SRI vil ikke føre til noen vesentlig økning i utslippene av fortrengningsvann, kjølevann, drenasjevann eller sanitæravløpsvann fra Gullfaks C-plattformen. Denne typen utslipp vil bli behandlet i samsvar med gjeldende forskrifter, og omtales derfor ikke nærmere.

### 7.1 Utslipp til sjø knyttet til boring

Det vil bli stilt strenge krav til boreoperasjonene. Det er et overordnet mål at prosjektet ikke skal innebære utslipp av miljøfarlig boreavfall. Det legges til rette for å benytte en gjenbruksordning for borevæske. Gjenbruk av oljebasert borevæske betyr lavere mengde borevæske som ender opp som spesialavfall, og gjenbruk av vannbasert borevæske fører til lavere utslipp til sjø.

Ved boring av de øverste brønnseksjonene, der det brukes vannbasert borevæske, vil borevæske og borekaks bli sluppet ut i sjøen. Ved boring av de nedre seksjonene vil det trolig være nødvendig å benytte oljebasert borevæske.

Borekaks med rester av oljebasert borevæske vil bli transportert til land for behandling. Valgte brønnhoder er ikke tilrettelagte for injeksjon av

kaks. Disponeringsløsning er valgt basert på bruk av samme operasjoner som Gullfaks Satellitter gjennomfører per dags dato. Gullfaks Satellitter har ikke installert injeksjonsanlegg for kaks på riggene som i dag blir benyttet.

Oljeforurensset drenasjevann fra boreoperasjonene vil bli transportert til en plattform i Tampen-området for injeksjon, alternativt transportert til land for destruksjon.

#### 7.1.1 Utslipp ved boring

Tabell 7-1 gir en oversikt over de viktigste komponenter som inngår i en typisk vannbasert og oljebasert borevæske for de ulike brønnseksjonene.

Barytt er planlagt brukt som vektmateriale. Selv om barytt i seg selv er et grønt kjemikalie, har materialet elementer av tungmetaller i seg. Statoil vurderer kontinuerlig bruk av ilmenitt som alternativ til barytt som vektmateriale i borevæske på Gullfaks. Dersom en løsning med bruk av ilmenitt blir kvalifisert vil denne bli implementert på Gullfaks-feltet.

Anslag over forventet forbruk av borevæske i de ulike brønnseksjonene er vist i tabell 7-2. Tallene er basert på reelle tall fra brønn 34/10-47S og 34/10-M-4H, som er av tilsvarende lengde som de aktuelle brønnene for SRI.

Utslipp av borekaks er beregnet for en typisk produksjonsbrønn, jamfør tabell 7-3. Tabellen viser et grovt estimat over totalt kaksvolum. Det er en betydelig usikkerhet i estimatet siden brønnbanene ikke er planlagt i detalj på nåværende tidspunkt.

#### 7.1.2 Utslipp ved sementering, komplettering og gruspakking

I forbindelse med sementering forventes mindre utslipp til sjø av sement og tilsetningsstoffer. Disse stoffene er stoffer som påskynder eller forsinker herding og forhindrer væsketap, samt dispergeringsmidler og skillevæsker.

I forbindelse med komplettering og gruspakking brukes en rekke kjemikalier.

Hovedkomponenter i kompletteringsvæske som slippes ut er natriumklorid.

**Tabell 7-1 Oversikt over de viktigste komponentene i aktuelle vann- og oljebaserte borevæsker for SRI.**

Handelsnavn	Hovedkomponent	Funksjon	Typisk konsentrasjon [kg/m <sup>3</sup> ]	SFT-kode
Vannbasert borevæske til bruk i 36" og 24" toppseksjoner				
Bentonitt	Leire	Viskositet	90-100	■
CMC	Natriumkarbonat metyl cellulose	Filtertap/Viskositet	10-13	■
Soda Ash	Natriumkarbonat	pH-regulering/Kalsiumbuffer	1,0-1,5	■
Barytt	Bariumsulfat	Vektmateriale	Etter behov	■
Vannbasert borevæske til bruk i 17 1/2" seksjon				
KCl	Kaliumklorid	Scale inhibitor	---	■
Glydril MC	Glykol	Scale inhibitor	---	■
Duotec NS	Xantengummi	Viskositet	---	■
Trol FL	Stivelse	Filtertap	---	■
Celpol ESL	PAC EXLO	Filtertap	---	■
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> /K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Na/Ka-karbonat	pH-regulering/Kalsiumbuffer	---	■
Barytt	Bariumsulfat	Vektmateriale	Etter behov	■
Oljebasert borevæske til bruk i 12 1/4" og 8 1/2" nedre seksjoner				
Base oil	Base oil		50-95 volum %	■
Ferskvann	Ferskvann		5-40 volum %	■
CaCl <sub>2</sub> brine	Kalsiumklorid	Saltholdighet	---	■
Versavert PE	Fettholdig syre	Primær emulgator	18-22	■
Versavert SE	Polyamidemulgator	Sekundær emulgator	8-12	■
Versavert F	Harpiks kopolymer	Filtertap	3-8	■
Clay viscosifier	Organisk leire	Viskositet	>12	■
Versatrol	Gilsonite	Filtertap	0-10	■
Lime	Kalsiumhydroksyd	Alkalinitet	20-25	■

**Tabell 7-2 Forventet forbruk av borevæske for en SRI-brønn, basert på reelle tall fra brønnene 34/10-47S og 34/10-M-4H (\*).**

Seksjon	Dybde [m]	Forbruk [m <sup>3</sup> /m]	Volum [m <sup>3</sup> ]
36"	165-227	2,41	150
24"	227-700	1,17	385
17 1/2"	700-2100	0,405	567
12 1/4"	2100-4500	0,094	225
8 1/2"	4500-6000	0,2	750

(\* ) Forbruk vil variere med lengden på den enkelte brønnen.

**Tabell 7-3 Estimerte volum på borekaks fra en typisk SRI produsent.**

Seksjon	Lengde [m]	Forbruk [m <sup>3</sup> /m]	Kaksvolum [m <sup>3</sup> ]	Utslippspunkt
36"	62	0,6567	41	Havbunn
24"	473	0,3425	162	Havbunn
17 1/2"	1400	0,1552	217	Overflate
12 1/4"	2400	0,7604	1825	Overflate (*)
8 1/2"	1500	0,3661	550	Overflate (*)

(\* ) Gjelder ved bruk av vannbasert borekaks.

### 7.1.3 *Konsekvenser av utslipp fra boreoperasjonene*

Miljøkonsekvensene knyttet til utslipp fra boring vil i hovedsak avgrense seg til den direkte effekten på bunndyr som følge av den fysiske overdekningen av bunnsedimenter. Hovedingrediensene i vannbasert borevæske, bentonitt og barytt, regnes ikke som giftige, men vil kunne ha en viss fysisk effekt både på planktonorganismer og bunndyrsamfunn. Slike konsekvenser er høyst lokale.

Oljebasert borevæske og –kaks vil ikke bli sluppet ut. Vannbasert borevæske vil i stor grad bli gjenbrukt. Utslippene vil på den måten bli minimalisert og i hovedsak avgrense seg til borevæske som vedheng på kaks.

For en nærmere beskrivelse av konsekvenser av utslipp knyttet til boring vises det til RKU Nordsjøen, temarapport 6, samt RKU Norskehavet, kapittel 9.

Det er ikke gjort funn av koraller i Tampen-området, jamfør kapittel 5.7, og det forventes således ikke negative konsekvenser for slike forekomster. Dersom det i videre faser oppdages koraller vil avbøtende tiltak bli vurdert.

### 7.2 *Utslipp fra klargjøring av rørledninger*

I forbindelse med klargjøring og tilkobling av rørledningene vil det bli utslipp av kjemikalier som benyttes for å hindre begroing samt av fargestoffer som benyttes for trykktesting og lekkasjesøk.

Rørledningene for SRI vil bli produsert i 13% Cr-stål. Etter legging vil rørledningene bli vannfylt fram til produksjonsstart. Rørledningene fylles med ferskvann tilsatt oksygenfjerner. Til dette formålet vil det bli brukt natriumbisulfitt med en konsentrasjon på 65 ppm. I tillegg plugges rørledningene med vannbaserte gelplugg i endene.

I forbindelse med klargjøring og ferdigstillelse tilsettes rørledningene glykol. I den forbindelse vil det bli mindre utslipp av en blanding av glykol og ferskvann.

Utslipp ved klargjøring av rørledninger er vurdert å kun gi lokale effekter i et begrenset tidsrom. Dette er utførlig beskrevet i RKU Norskehavet, kapittel 9.5.6. Det henvises til denne for mer informasjon.

### 7.3 *Utslipp til sjø knyttet til ordinær drift*

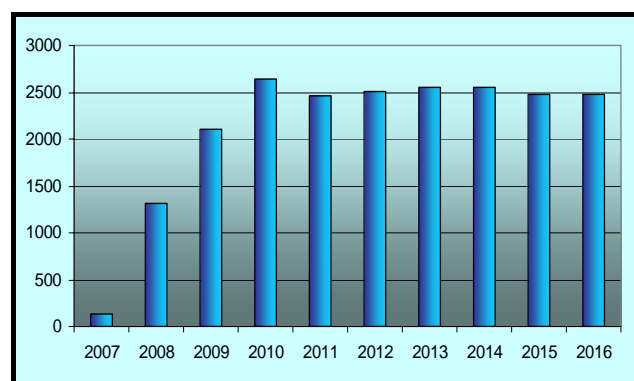
I det følgende redegjøres det for de totale utslipp som forventes ved ordinær drift av SRI. En sammenlikning med utslippsprognoser som lå til grunn for RKU er vist i kapittel 7.5. Tiltak for å redusere utslippene samt operatørens strategi for null skadelige utslipp for Gullfaks-feltet er gjengitt henholdsvis i kapittel 7.6 og 7.7.

#### 7.3.1 *Utslipp av produsert vann*

##### 7.3.1.1 *Sammensetning og mengde produsert vann*

Produsert vann fra SRI vil sammen med resten av brønnstrømmen gå til Gullfaks C-plattformen for videre behandling i det samme prosesstoget som allerede behandler brønnstrømmen fra Gullfaks, Tordis og Gullfaks Satellitter. Det betyr at sammensetningen av det produserte vannet på Gullfaks C-plattformen vil variere i takt med vannproduksjonen både på SRI, Gullfaks, Tordis og Gullfaks Satellitter.

Produksjonsprofil for produsert vann fra SRI er gitt i figur 7-1. I 2010, som gir de største mengdene produsert vann fra SRI, vil produsert vann utgjøre 6,2% av totalt produsert vann volum fra Gullfaks C-plattformen, inkludert Tordis-feltet.



Figur 7-1 Profil for produsert vann for SRI [m<sup>3</sup>/døgn].

Tabell 7-4 viser forventet utslippskonsentrasjon av naturlig forekommende komponenter i produsert vann fra Gullfaks C-plattformen etter innfasing av SRI. Det er videre forutsatt at det implementeres tiltak som innebærer 90% reinjeksjon av H<sub>2</sub>S-fjerner. Tabell 7-5 viser en oversikt over kjemikaliekonsentrasjonen i utslippet av produsert vann fra Gullfaks C-plattformen, inkludert produksjon av Tordis-feltet og SRI. Også dette scenariet forutsetter 90% reinjeksjon av H<sub>2</sub>S-fjerner.

Brønnstrømmen fra Gullfaks Sør (L-/M-brønnramme) går per i dag til Gullfaks C-plattformen uten å forårsake problemer. Utbygger forventer ingen endringer etter innfasing av SRI, og det planlegges derfor ikke for bruk av emulsjonsbryter, skumdemper eller avleiringshemmer.

Det er ikke behov for H<sub>2</sub>S-fjerner i forbindelse med de nye brønnene, og som følge av materialbruken i rørledningene er det heller ikke behov for dosering av korrosjonshemmer ute ved brønnene.

Tabell 7-6 angir utslipp av de viktigste oppløste komponentene som tilføres sjøen med det produserte vannet for SRI. Mengdene er oppgitt for år 2010 som gir de største vannmengdene fra SRI.

**Tabell 7-4 Konsentrasjonsprofil for naturlige forekommende komponenter i produsert vann.**

Komponentgrupper	Utslippskonsentrasjon [mg/l]
Dispergert olje	5,97
BTEX	2,08
Naftalener	0,29
2-3 ring PAH	0,032
4+ ring PAH	0,0006
Fenol C0-C3	1,29
Fenol C4-C5	0,029
Fenol C6-C9	0,0005
Metaller I	0,0018
Metaller II	0,0006

**Tabell 7-5 Oversikt over kjemikaliekonsentrasjon i utslipp av produsert vann GFC, inkludert Tordis og SRI med 90% reinjeksjon av H<sub>2</sub>S-fjerner.**

Kjemikaliefunksjon	Produktnavn	Konsentrasjon [mg/l]
Avleiringshemmer I	SI 4485	1,06
Avleiringshemmer II	DYNO SI 4471	0,28
Skumdemper	Tros SOC 31	0,007
Flokkulant	WT 1099	0,004
H <sub>2</sub> S-fjerner I	HR 2510	0,92
H <sub>2</sub> S-fjerner II	HR 2510 rx.pr.	0,46
TEG	---	11,4
Emulsjonsbryter	EB 830	0,13
Korrosjonshemmer I	KI 350	0,03
Korrosjonshemmer II	KI 5340	1,21
Metanol	---	44,0

**Tabell 7-6 Oversikt over mengde utslipp av de viktigste komponentene som tilføres sjø sammen med det produserte vannet i 2010.**

Komponent	SRI 2010 [tonn]
Dispergert olje	5,76
BTEX	2,00
Naftalener	0,28
2-3 ring PAH	0,03
4+ ring PAH	0,00
Fenol C0-C3	1,24
Fenol C4-C5	0,03
Fenol C6-C9	0,00
Metaller I	0,00
Metaller II	0,00
Avleiringshemmer I	1,02
Avleiringshemmer II	0,27
Skumdemper	0,00
Flokkulant	0,00
H <sub>2</sub> S-fjerner I	0,89
H <sub>2</sub> S-fjerner II	0,44
TEG	10,99
Emulsjonsbryter	0,13
Korrosjonshemmer I	0,03
Korrosjonshemmer II	1,17
Metanol	42,43

### 7.3.1.2 Metode for vurdering av miljørisiko

Environmental Impact Factor (EIF) er en indeks som kvantifiserer risikoen for miljøskade ved utslipp av produsert vann offshore. EIF beregnes for alle utslippspunkter for produsert vann for bestemte år og over feltets levetid. EIF kan også benyttes som et hjelpemiddel for å bestemme miljøgevinsten fra ett eller flere prosessiltak for et spesifikt utslipp.

Miljørisiko uttrykt ved EIF er basert på en sammenlikning mellom forventet konsentrasjon i et aktuelt utslippsområde (PEC = Predicted Environmental Concentration) og den teoretisk bestemte konsentrasjonen som representerer nedre effektgrense (PNEC = Predicted No Effect Concentration) for et representativt utvalg av komponenter i det produserte vannet, et såkalt PEC/PNEC forhold. Når konsentrasjonen i det aktuelle utslippsområdet (PEC) overskrider den nedre effektgrensen (PNEC) for en enkelt komponent eller summen av komponentene som representerer utslippet, det vil si  $PEC/PNEC > 1$ , overskrides den akseptable grensen for miljørisiko. EIF beskriver det vannvolum som overskrider  $PEC/PNEC = 1$ , det vil si det vannvolum med en miljørisiko utover den akseptable grensen.

En nærmere beskrivelse av EIF og detaljene i metodikken for beregning av EIF er beskrevet i *Johnsen et al (2000)*.

Det er ikke utarbeidet miljørisikokart for SRI. Dette grunnet at bidraget fra SRI er så lite i forhold til det totale utslipp fra Gullfaks C-plattformen.

### 7.3.1.3 Miljørisikoberegning for SRI

Siden det produserte vannet fra SRI vil gå til Gullfaks C-plattformen er det valgt å beregne hvor stort bidrag SRI vil gi på EIF for Gullfaks C-plattformen. Det er tatt utgangspunkt i år 2010 som gir den største mengden produsert vann fra SRI.

Det er valgt å vise miljørisikovurderinger (beregninger av EIF) i 2010 for to ulike scenarier:

Scenario 1 Utslipp av produsert vann fra Gullfaks C-plattformen, renset til 30 mg/l olje i vann.

Scenario 2 Utslipp av produsert vann fra Gullfaks C-plattformen, med bruk av CTOUR.

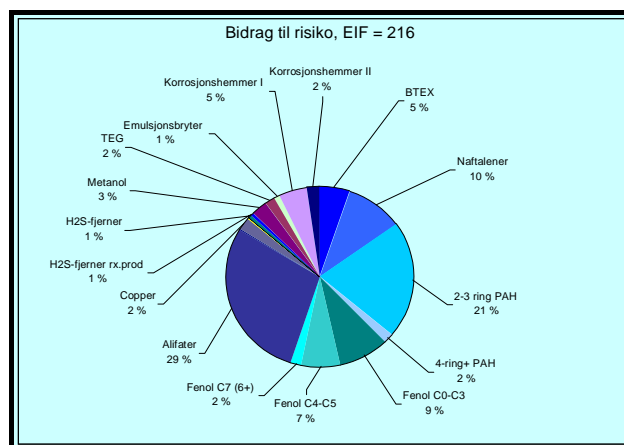
For scenario 1 vil verdien for EIF for Gullfaks C-plattformen i 2010 være 196, mens den etter innfasing av SRI vil være 216. SRI vil således gi en økning i EIF på 10%.

For scenario 2 som inkluderer bruk av CTOUR vil verdien for EIF for Gullfaks C-plattformen i 2010 etter innfasing av SRI være 102.

Gjennom simuleringer med miljørisikomodellen DREAM er bidraget til den totale miljørisikoen fra hver enkelt komponentgruppe i det produserte vannet beregnet, jmf figur 7-2. I scenario 1 er det alifatiske hydrokarboner som bidrar mest til miljørisiko med omlag 29%. Deretter følger 2-3 ring PAH med omlag 2%, og fenoler (C0-C3) med 9%. De komponentgruppene som bidrar med mindre enn 0,1% er ikke vist.

Dersom det viser seg at CTOUR ikke blir kvalifisert for bruk på Gullfaks C-plattformen, vil andre renseteknologier (EPCON eller rensing ved bruk av flokkulant) bli vurdert. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 7.7.

EIF for Gullfaks C-plattformen har blitt vesentlig redusert fra 1999, grunnet implementering av ulike tiltak. I 1999 var EIF for Gullfaks C-plattformen 500, mens verdien i år 2010 ligger på 196, inkludert implementering av tiltak som medfører 90% reinjeksjon av H<sub>2</sub>S-fjerner.



Figur 7-2 Komponentenes bidrag til EIF uten implementering av CTOUR på Gullfaks C-plattformen, år 2010.

### 7.3.1.4 Antakelser og usikkerheter

For å gjennomføre miljørisikovurderingene er det gjort en rekke antakelser. Nedenfor er noen av de viktigste usikkerhetene listet:

- Mengde og sammensetning av produsert vann
- Forbruk og utslipp av kjemikalier
- Produksjonsprofiler for produsert vann

Forutsetninger for miljørisikovurderingene er listet nedenfor:

- Det er forutsatt at konsentrasjonen av H<sub>2</sub>S-fjerner i produsert vann fra Gullfaks C-plattformen inkludert Tordis-feltet og Gullfaks Satellitter er redusert med 90% fra og med år 2006
- Det er forutsatt at SRI ikke medfører ekstra dosering av H<sub>2</sub>S-fjerner (ingen økning i total mengde brukt)

### 7.3.2 Utslipp av ballastvann

Ballastvann er i utgangspunktet vann pumpet om bord for å ivareta skips operative krav; som eksempelvis håndterbarhet, komfort og/eller stabilitet. Skip som transporterer tetthetslaster (tankskip og bulkskip) har et større behov for bruk av ballastvann enn skip som frakter typiske volumlaster. Ballastvann tas om bord i lossehavn og vil ha egenskaper typiske for vannkvaliteten her. Ballastvann kan være fersk-, brakk- eller saltvann, ha et innslag av forurensede komponenter, høyt innhold av næringsalter og innslag av levende organismer. Innholdet av denne vannblandingen vil variere som funksjon av årstider samt tid på døgnet for ballastering og av lokale forhold som type bunn og havnens dybde.

Det potensielt største miljøproblemet knyttet til ballastvann er eventuell introduksjon av arter til områder der de naturlig ikke hører hjemme.

Risikoen for slik introduksjon betinger at skipene trafikkerer havner som ligger i økologiske regioner som ikke har forbindelse via naturlige spredningsveier, eller at de trafikkerer havner som har anløp av skip fra andre økologiske regioner (sekundærspredning).

Skytteltankere som betjener oljefeltene i Nordsjøen losses i hovedsak i havner som ligger vesentlig lenger sør, i landene rundt Nordsjøbassenget. Ballastvannet tas inn i disse havnene og slippes ut ved de respektive offshore installasjonene, som ligger 40 til 80 km fra land og på minimum 250 m dyp. Det er ikke dokumentert at Statoils petroleumsvirksomhet har introdusert fremmede arter offshore.

De økologiske betingelsene på utslippsstedene er vesentlig annerledes enn i lossehavnene, og risikoen for uønsket spredning av organismer vurderes som liten.

I 2004 vedtok IMO en global konvensjon for skip for kontroll og behandling av ballastvann og sedimenter. Utbygger vil møte alle krav i denne når konvensjonen trer i kraft.

Statoil har gjennomført en mulighetsstudie av aktuell teknologi basert på egne ideer. I tillegg overvåker Statoil annen teknologi for rensing av ballastvann.

### 7.3.3 Utslipp av hydraulikkvæske

Hydraulikkvæske brukes til styring og regulering av ventiler på havbunnsbrønner. Ventilene opereres vanligvis ikke ofte. En ny og mer miljøvennlig hydraulikkvæske er under utvikling, og denne vil bli tatt i bruk på Gullfaks når den er kvalifisert. Innen SRI settes i drift antas det at denne er i bruk på Gullfaks. Hydraulikkvæske går per dags dato rett til sjø etter bruk.

For å beregne forbruk av hydraulikkvæske må det tas hensyn til følgende forhold:

- Ventiltesting
- Lekkasje i ventiler
- Ventiloperasjoner i forbindelse med driftsrelaterte aktiviteter
- NAS/PAS (Nød Avstenging System / Prosess Avstengning System)
- Utilsiktete hydratlakkasjer

Disse forholdene gjør at det er vanskelig å beregne eksakt forbruk. Ved ventiltesting utgjør forbruket av hydraulikkvæske erfaringsmessig 60 liter per brønn det første året, deretter 30 liter per brønn. For SRI

vil det si at forbruk av hydraulikkvæske i forbindelse med ventiltesting det første året vil ligge på omlag 300 liter og deretter på omlag 150 liter årlig.

For havbunnsbrønnene på Gullfaks Satellitter er det totale årlige forbruket estimert til omlag 750 liter per brønn. Samme nivå kan forventes for havbunnsbrønnene på SRI. Dette vil samlet sett utgjøre omlag 3.750 liter per år for SRI.

#### 7.3.4 *Utslipp av metanol*

Nedstengninger medfører at det er behov for å tilsette metanol for å hindre hydratdannelse. En nedstengning på mindre enn 6 timer fører til at det er behov for å tilsette omlag 30 m<sup>3</sup> metanol. Dersom en får en lengre nedstengning blir metanolbehovet omlag 150 m<sup>3</sup>. Dette er en økning av metanolforbruket i forhold til eksisterende satellittfelt på Gullfaks. Samlet utslipp fra SRI i år 2010 er beregnet til omlag 40 tonn. Modifikasjoner på Gullfaks C-plattformen vil ta høyde for å dekke et eventuelt større behov for metanol i forbindelse med nedstengning.

Metanol nedsetter løseligheten av saltene i det produserte vannet. Overmetningsgraden blir større og det betyr at man i den perioden hvor metanolen er i prosessanlegget vil få mer faste salter i det produserte vannet, men saltene vil løse seg opp igjen når det produserte vannet havner i sjøen. Metanolen har ingen konsekvenser eller negative effekter med hensyn til utslipp av salter, barytt eller naturlig forekommende radioaktive komponenter.

Videre vil metanol påvirke separasjon av olje og vann, fordi metanol har en viss løselighet både i olje og vann. Dette resulterer i at det blir noe mer olje i det produserte vannet i den perioden hvor metanol er i bruk. Perioden vil være kortvarig, og erfaringer viser at grensen for oljeinnhold i det produserte vannet ikke overskrides. For Statfjord-feltet har utslippstallene gjennomsnittlig ligget godt under 20 mg/l, inkludert perioder med metanol i anlegget. Oljekonsentrasjonen i det produserte vannet på Gullfaks C-plattformen ligger per dags dato på rundt 13 mg/l og er forventet å reduseres til 7 til 8 mg/l etter implementering av rensetiltak, jamfør kapittel 7.7.

Det er under vurdering å legge om fra bruk av metanol til MEG, grunnet arbeidsmiljømessige forhold. Både MEG og metanol er grønne kjemikalier (PLONOR). Å skifte fra metanol til MEG betyr redusert giftighet, forutsatt samme mengdeforhold. Metanol bidrar lite på EIF for SRI (3 til 5%), og en eventuell overgang til tilsvarende mengder MEG vil ikke medføre signifikant endring i EIF.

#### 7.4 **Konsekvenser av utslipp til sjø**

RKU behandler konsekvensene av alle aktuelle typer utslipp til sjø. For en nærmere beskrivelse av konsekvenser av regulære utslipp vises det til RKU, temarapport 6.

Tiltak for å begrense utslipp til sjø i alle faser i forbindelse med utbygging og drift av SRI er beskrevet i kapittel 7.6.

#### 7.5 **Prognoser for utslipp til sjø**

##### 7.5.1 *Forholdet til den regionale konsekvensutredningen*

Utslipp til sjø fra produksjonen av SRI var ikke inkludert i de prognosene som lå til grunn for RKU.

Det er gjort en sammenlikning av prognosene for utslipp av produsert vann fra Gullfaks-feltet basert på RNB 1998 (RKU) og RNB 2004. Prognosene inkluderer ressurser som er vedtatt utbygd.

Samlet sett ventes utslippene av produsert vann fra Gullfaks-feltet å være vesentlig høyere i perioden 2007 til 2016 enn hva som lå til grunn for RKU. Dette skyldes i stor grad økt bruk av vanninjeksjon for å øke utvinningsgraden.

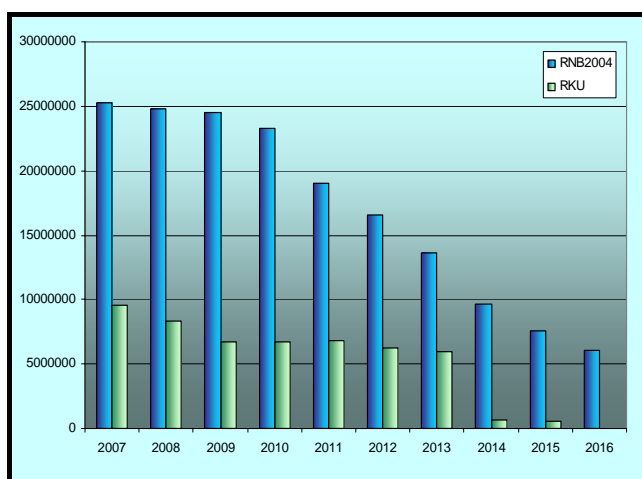
Figur 7-3 viser de prognoser som foreligger for totale utslipp av produsert vann fra Gullfaks-feltet henholdsvis i RKU og RNB 2004. SRI vil ha maksimal vannproduksjon i 2010, og vil da bidra med 6,2% av den totale mengden produsert vann på Gullfaks C-plattformen.

EIF for Gullfaks C-plattformen lå i 1999 på 500, mens verdien for Gullfaks C-plattformen, inkludert Tordis, men uten innfasing av SRI, i 2010 vil ligge

på 196. Dersom SRI blir satt i produksjon vil verdien i 2010 være 216. Selv om mengdene produsert vann er vesentlig høyere enn hva som lå til grunn for RKU, er miljørisikoen betraktelig redusert. Dette er gjeldende for hele Gullfaks-feltet. Konsekvensbeskrivelser for produsert vann i RKU vurderes derfor fremdeles som dekkende for produksjonen fra Gullfaks-feltet, inkludert SRI.

Utslipp av produsert vann i Tampen-området er i 2004 beregnet til 80,2 millioner m<sup>3</sup> (RNB 2004).

Til sammenlikning er total mengde produsert vann fra norsk sokkel i 2004 beregnet til 185 millioner m<sup>3</sup> (Nullutslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten, Nullutslippgruppen).



**Figur 7-3 Forventede utslipp av produsert vann [m<sup>3</sup>/år] fra Gullfaks-feltet, inkludert Tordis, uten SRI, frem mot år 2016. Data fra henholdsvis RKU og RNB 2004.**

## 7.6 Tiltak for å redusere utslipp til sjø

Følgende utslippsreducerende tiltak er besluttet eller under vurdering i forbindelse med utbyggingen av SRI:

- Ved boring av de øverste seksjonene vil det bli benyttet vannbaserte slamsystemer (besluttet)
- Kaks fra boring med oljebasert borevæske vil bli sendt til land for destruksjon (besluttet)
- Gjenbruk av vann- og oljebaserte borevæsker (besluttet)
- Rørledningene vil bli bygget i 13% Cr-stål som medfører at det ikke er behov for kontinuerlig injeksjons av korrosjonshemmer (besluttet)

- Alternative vektstoffer til barytt under boring (under vurdering)

## 7.7 Status nullutslippsarbeid på Gullfaks-feltet

SFT har stilt krav om nullutslipp av olje og miljøfarlige kjemikalier innen 2005 til samtlige operatører på norsk sokkel. Arbeidet med nullutslipp på Gullfaks C-plattformen foregår i regi av Gullfaks-lisensen, og resultatene fra dette arbeidet vil være styrende for hvilke resultater det vil være mulig å oppnå også for SRI. I tråd med retningslinjer fra SFT ble det våren 2003 utarbeidet en statusrapport som redegjør for situasjonen på Gullfaks-feltet.

De største utfordringene på Gullfaks-feltet, med tanke på produsert vann, er stor vannproduksjon med avtagende oljeproduksjon sammen med en betydelig produksjon av H<sub>2</sub>S. Den økte reservoarforsuringen på Gullfaks gjør at reinjeksjon av produsert vann ikke er mulig.

Beregninger av EIF har vist at arbeidet for å redusere utslipp av H<sub>2</sub>S-fjerner på Gullfaks A- og C-plattformen og korrosjonshemmer på Gullfaks B-plattformen er de viktigste tiltakene i arbeidet mot null skadelige utslipp. Korrosjonshemmer i produksjon på Gullfaks B-plattformen ble faset ut i 2003. For å redusere forbruk og utslipp av H<sub>2</sub>S-fjerner er PROCURE miksere installert, og brukt H<sub>2</sub>S-fjerner vil bli injisert sammen med borekaks.

Utslipp av miljøfarlige kjemikalier er betydelig redusert de siste årene. Utfasing av svarte og røde kjemikalier vil fortsette, og Statoil forventer å nå målet om null utslipp av disse stoffene på Gullfaks-feltet innen utgangen av 2005.

Det pågår videre arbeid med optimalisering og modifikasjon av allerede implementerte tekniske tiltak.

Det er gjennomført studier for å vurdere CTOUR på Gullfaks A- og C-plattformen. Nyere prognoser viser at det vil bli en betydelig økning i mengde produsert vann på plattformene. CTOUR krever dosering av kondensat i strømmen av produsert vann. Foreløpige resultater viser at det fra år 2008 ikke er nok kondensat til å implementere CTOUR på



Gullfaks C-plattformen. Innfasingen av SRI vil kunne føre til at tilgjengeligheten på kondensat forlenges noe, og at CTOUR likevel kan bli aktuelt.

Som alternativ til CTOUR vurderes implementering av EPCON på Gullfaks A- og C-plattformen. Studier som er gjort for EPCON på Gullfaks B-plattformen gir et godt grunnlag for det videre arbeidet for Gullfaks A og C.

Statoil starter i disse tider testprogrammet ENFLO (Enhanced FLOtation/FLOcculation). Hensikten er å bedre renseseffekten for hydrosykloner og annet separasjonsutstyr. Målet for arbeidet er å oppnå en renseseffekt i eksisterende utstyr på linje med det en vil oppnå med CTOUR.

Ny dreneringsstrategi på Gullfaks-feltet har ført til usikkerhet med hensyn til hva som er det beste rensesalternativ for produsert vann på Gullfaks A og C-plattformen. For å kunne avgjøre bruk av renses teknologi for Gullfaks A og C, må prosjektering knyttet til innfasing av SRI og EPCON prosjekteringsarbeid og flokkulanttester komme noe

lenger. Beslutning om renses tiltak for Gullfaks A- og C-plattformen vil bli tatt i 4. kvartal 2004.

Av de viktigste tiltak som forventes implementert på Gullfaks C-plattformen kan nevnes følgende:

- Reduserte utslipp av H<sub>2</sub>S-fjerner gjennom nitrattilsetning i injeksjonsvann
- Bruk av PROCURE mikserer for å øke effektiviteten/reducere forbruket av H<sub>2</sub>S-fjerner
- Injeksjon av brukt H<sub>2</sub>S-fjerner
- Reduserte utslipp av dispergert olje og vannløselige hydrokarboner gjennom oppgradering av renses anlegg (er gjennomført og har ført til at oljekonsentrasjonene i det produserte vannet ligger på rundt 13 ppm)
- Installasjon av CTOUR, EPCON eller rensing med bruk av flokkulant (forventet oljekonsentrasjon i det produserte vannet på rundt 7-8 ppm)
- Renses anlegg for rensing av oljeholdig sand, vil bli installert i løpet av år 2004
- Reinjeksjon av oljeholdig sand.

## 8 Akutte utslipp og beredskap

Akutte utslipp kan skje som uhell innen følgende kategorier:

- utblåsninger fra feltinstallasjoner i drift og i forbindelse med boring
- lekkasjer fra rør
- lekkasjer fra undervannsanlegg
- prosesslekkasjer
- lekkasjer fra skytteltankere

De største miljøkonsekvensene er i hovedsak knyttet til akutte utslipp av olje og påfølgende skade på sjøfugl.

Det er utarbeidet en separat miljørisiko- og oljedriftsanalyse som del av konsekvensutredningen for SRI. Miljørisikoanalysen er gjennomført for bore- og driftsfasen av SRI. Miljørisikoanalysen er en sammenliknende analyse basert på eksisterende analyse for Gullfaks Satellitter som ble gjennomført i 1998. I tillegg ble det gjennomført nye spesifikke oljedriftsberegninger for SRI. Hovedkonklusjoner fra miljørisikoanalysen er gjengitt i det følgende.

### 8.1 Miljørisikoanalyse - Formål og krav

Formålet med en miljørisikoanalyse er å vurdere hvorvidt utbygging og drift er akseptable med hensyn til miljørisiko (akutte oljeutslipp), samt vurdere behovet for oljevernberedskap for en gitt utbygging.

Krav til miljørisikoanalyse er gitt i Styringsforskriften §16. Styringsforskriften stiller krav om gjennomføring av miljørettede risikoanalyser og pålegger operatører å utarbeide akseptkriterier for risiko for skade på miljø. Akseptkriteriene for akutte utslipp skal gi uttrykk for det risikonivået som operatøren beslutter er akseptabelt, vurdert med tanke på sannsynlighet for utslipp og de konsekvenser et utslipp vil ha for miljøet.

### 8.2 Akseptkriterier for miljørisiko

Basert på prinsippet om restitusjonstiden for den mest sårbare miljøressursen etter en miljøskade skal være ubetydelig i forhold til forventet hyppighet av miljøskaden, har operatøren utarbeidet akseptkriterier for felt-, installasjons- og operasjons-spesifikk risiko.

Akseptkriteriene angir øvre akseptabel sannsynlighet i følgende fire miljøskadekategorier:

- Mindre miljøskade
- Moderat miljøskade
- Betydelig miljøskade
- Alvorlig miljøskade

Miljøskade er her uttrykt ved restitusjonstiden for "de mest sårbare ressursene". Akseptkriteriene skal være oppfylt for alle miljøskadekategoriene for at risikoen skal være akseptabel.

Tabell 8-1 viser operatørens installasjonsspesifikke akseptkriterier for miljørisiko, definert ut fra restitusjonstid for den mest sårbare ressursen.

Tabell 8-1 Installasjonsspesifikke akseptkriterier for miljørisiko.

Miljøskade Kategori	Restitusjonstid	Installasjonsspesifikk risiko pr. år
Mindre	1 mnd – 1 år	$1 \times 10^{-2}$
Moderat	1 år – 3 år	$2,5 \times 10^{-3}$
Betydelig	3 år – 10 år	$1 \times 10^{-3}$
Alvorlig	over 10 år	$2,5 \times 10^{-4}$

### 8.3 Forutsetninger

Den totale utblåsningsfrekvensen for SRI er beregnet til  $13,1 \times 10^{-3}$  for borefasen og  $10,7 \times 10^{-3}$  for driftsfasen. I forhold til utblåsningsfrekvensene som lå til grunn for miljørisikoanalysen for Gullfaks Satellitter i 1998 er dette en økning på 49,5% for borefasen og 20,3%

for driftsfasen. Resultatene av frekvensberegningene viser at det er høyest sannsynlighet for en utblåsning med 1 døgn varighet og 1000 tonn olje per døgn, gjeldende både for SRI (86,7%) og tidligere analyser av Gullfaks Satellitter (84,9%). I driftsfasen for Gullfaks Satellitter er det høyere sannsynlighet for utblåsningsrater over 1.000 tonn per døgn og for varigheter på over 1 døgn enn det er for SRI. Dette betyr at selv om den totale utblåsningsfrekvensen er høyere for SRI enn for Gullfaks Satellitter, er det for SRI lavere sannsynlighet for store utslipp over 1.000 tonn i driftsfasen.

Tabell 8-2 viser en sammenlikning mellom de parametere som ble anvendt i miljørisikoanalysen for Gullfaks Satellitter i 1998 og parametere som er gjeldende for SRI. Tabellen viser at det er stor likhet mellom Gullfaks Satellitter og SRI. Forskjellen er utblåsningsfrekvensene og vektet utblåsningsrate, som er svært mye høyere for Gullfaks Satellitter enn for SRI.

### 8.3.1 Sannsynlighet for oljeutslipp

Sannsynligheten for at oljen slipper ut på havbunnen ved et stort uhellsutslipp er omtrent 80% ved boring og omtrent 100% under drift. Det vil si at i borefasen er det kun 20% sannsynlighet for at oljen slipper ut ved overflaten og minimal sannsynlighet for at oljen slipper ut ved overflaten under drift.

## 8.4 Oljedriftsberegninger

I forbindelse med miljørisikoanalysen som ble utført for Gullfaks Satellitter i 1998 ble det gjennomført en statistisk oljedriftsberegning ved bruk av modellen OILTRAJ.

Resultatene fra beregningen viste at det for Gullfaks Satellitter er mer enn 10% sannsynlighet for treff av olje helt fra kysten utenfor Bergen i sør til forbi Hitra i nord.

For å gi et godt grunnlag for vurdering av miljørisiko for SRI er det gjennomført nye oljedriftsberegninger med oljeegenskaper for olje fra Rimfaks-feltet. Det er gjennomført beregninger både for uhellsutslipp fra sjøbunn og spredning fra overflate.

**Tabell 8-2 Inngangparametere for miljørisikoanalyse SRI og Gullfaks Satellitter.**

Parameter	SRI	Gullfaks Satellitter
Posisjon	N-brønnramme 61°04'45"N1°59'08"E N-satellitt 61°02'38"N1°58'51"E	61°05'50"N 2°16'36"E
Avstand fra land, km	160	145
Vanddyb, m	140	140
GOR, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	350	---
Oljetetthet, kg/m <sup>3</sup>	839 / 844	856
Voksinhold, vekt%	5,4 / 14,3	9,4
Utblåsningsfrekvens, boring	13,1 x 10 <sup>-3</sup>	8,74 x 10 <sup>-3</sup>
Utblåsningsfrekvens, drift	10,7 x 10 <sup>-3</sup>	8,92 x 10 <sup>-3</sup>
Utblåsningsrate, t/d dimensjonerende	1.750, boring 1.020, drift	1.710, boring 1.520, drift
Utblåsningsrate m <sup>3</sup> /d maksimal	14.600	14.600
Utblåsningsrate m <sup>3</sup> /d oljedriftsberegninger	<b>1.743</b>	12.000
Oljefilm, mm	2	---
Sesong	Hele året	Hele året

For modellering av undervannsutblåsningene er modellen BLOW benyttet. Det er generert oljedriftsstatistikk fra 3600 simuleringer for hele året med vinddata fra DNMI. For modellering av oljedrift på overflaten er den statistiske oljedriftsmodellen OILTRAJ benyttet.

Det er gjennomført spredningsmodellering forårsaket av overflateutslipp og sjøbunnsutslipp etter utblåsning, begge utslippene for én oljetype og én vektet rate. Forutsetninger som ligger til grunn for oljedriftsberegningene er vist i tabell 8-2.

Det er utført undervannsutblåsningsmodellering fra sjøbunn til overflate for to måneder, mars og august for å fange opp sesongvariasjonene i sjiktningforholdene. Fra disse er det beregnet en gjennomsnittlig oljefilmtykkelse som er direkte input til de videre spredningsberegninger på overflaten.

### 8.4.1 Undervannsutblåsning

Plumen vil raskt stige opp til overflaten og rive med seg vann fra omgivelsene. Konsentrasjonen av olje nær overflaten er beregnet til 17 ppm. De største oljekonsentrasjonene nær overflaten fremkommer

om sommeren hvor de innblandete sjøvannsmengdene i plumen er lavest på grunn av sterkest sjiktning. Det vil dannes en svært tynn oljefilm på overflaten (0,04 mm). Dette er den initielle oljefilmtykkelsen som er inngangsparameter for den videre oljedriften på overflaten.

Beregningene viser at det er < 5% sannsynlighet for at olje treffer land ved et sjøbunnsutslipp.

#### 8.4.2 Oljedrift på overflaten

Ved et overflateutslipp viser beregningene at det er > 5% sannsynlighet for at olje kan treffe land fra kysten utenfor Bergen i sør til Molde i nord. Sannsynlighet for treff er ikke høyere enn 20% i noen av de 10x10 km rutene som er undersøkt.

Figur 8-1 viser treffsannsynlighet for stranding av olje for overflateutslipp og undervannsutslipp fra SRI.

Det er videre beregnet sannsynlighet for treff fordelt på mengde olje i 10x10 km ruter. Resultatene viser at treff av mer enn 100 tonn olje i rutene kun forekommer nær utslippsstedet, både for overflate- og sjøbunnsutslipp.

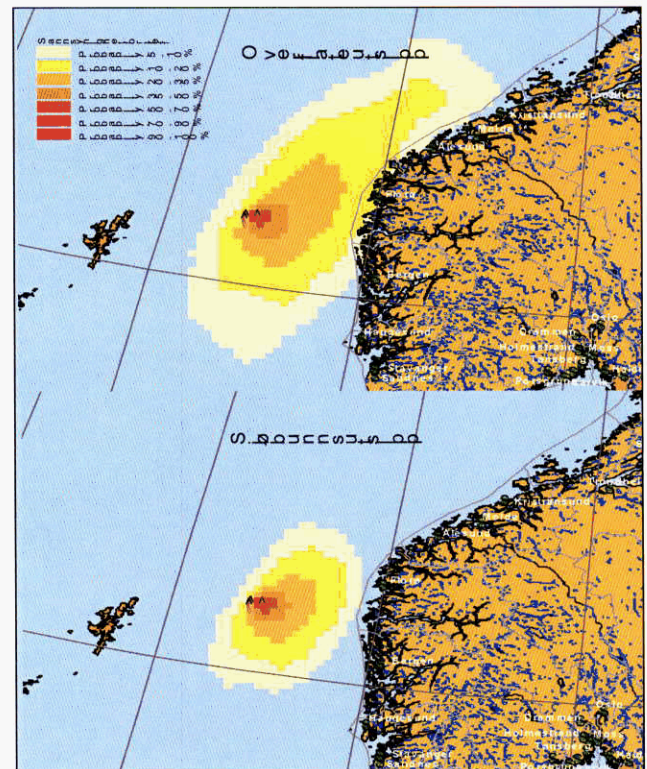
Sannsynligheten for treff av mer enn 1 tonn olje per rute er 5 til 10% i kystområdet fra Sognefjorden til Runde, mens det er 10 til 20% sannsynlighet i rutene like utenfor kysten i det samme området.

Eksempelvis vil hundre tonn olje med en tetthet på 0,844 kg/m<sup>3</sup> og en flaktykkelse på 2 mm dekke et areal på omtrent 0,06 km<sup>2</sup>, det vil si 0,06% av en 10x10 km rute.

#### 8.5 Vurdering av miljørisiko

Miljørisikoen for SRI er vurdert mot installasjonsspesifikke akseptkriterier for risiko for det ytre miljø. Miljørisikoen er vurdert samlet for brønnrammen og satellittbrønnen som utgjør SRI.

Resultatene fra miljørisikoanalysen for Gullfaks Satellitter i 1998 er vist i tabell 8-3.



Figur 8-1 Sannsynlighet for treff av olje, resultat fra oljedriftsmodelleringer av overflateutslipp (øverst) og sjøbunnsutslipp (nederst) fra SRI.

Tabell 8-3 Høyeste estimerte miljørisiko ved boring og drift av Gullfaks Satellitter.

Miljøskade Kategori	Drift	Boring	Akseptkriterier
Mindre	$1,3 \times 10^{-3}$	$1,2 \times 10^{-3}$	$1 \times 10^{-2}$
Moderat	$1,5 \times 10^{-3}$	$1,5 \times 10^{-3}$	$2,5 \times 10^{-3}$
Betydelig	$7,0 \times 10^{-4}$	$6,8 \times 10^{-4}$	$1 \times 10^{-3}$
Alvorlig	$1,1 \times 10^{-4}$	$1,1 \times 10^{-4}$	$2,5 \times 10^{-4}$

De høyeste frekvensbidragene for mindre, moderat og betydelig miljøskade var fra sjøfugl, mens høyest frekvens for alvorlig miljøskade var gitt ved frekvensen for skade på strandområdet Indrevær.

For SRI er det 49,5% høyere utblåsningsfrekvens i borefasen og 20,3% høyere utblåsningsfrekvens i driftsfasen sammenliknet med utblåsningsfrekvens som lå til grunn for miljørisikoanalysen for Gullfaks Satellitter.

Oljedriftsberegningene som ligger til grunn for den beregnede miljørisikoen for Gullfaks Satellitter var kun gjennomført for store utslippsrater og viste høy

sannsynlighet for treff av olje i områder med sjøfugl og langs kysten.

Oljedriftsberegningene gjennomført for SRI, jamfør kapittel 8.4, viser en betydelig lavere treffsannsynlighet både i områder med sjøfugl og langs kysten. Ved overflateutslipp er det kun sannsynlig at mindre enn 100 tonn olje treffer en rute på 10x10 km i kystnære områder. Ved eventuelle sjøbunnsutslipp er det mindre enn 5% sannsynlighet for treff av olje på land, uansett oljemengde, mens grensen for > 5% sannsynlighet for treff av mer enn 1 tonn olje per rute går langt til sjøs og influerer dermed ikke de viktigste områdene for sjøfugl.

Ved boring er det omtrent 80% sannsynlighet for at et utslipp kommer fra sjøbunnen og bare 20% sannsynlig at det kommer ved overflaten. Under vanlig operasjonell drift er det omtrent 100% sannsynlig at utslippet vil komme fra sjøbunnen. Dette betyr at det totalt sett er under 5% sannsynlighet for at et uhellsutslipp treffer land.

Den lave treffsannsynligheten, gitt et utslipp, av områder med sårbare ressurser, samt de lave oljemengdene som vil forekomme i disse områdene, tilsier at det er høyest sannsynlighet for at miljøkonsekvensen av et uhellsutslipp vil være i konsekvenskategoriene "mindre" og "moderat". Til tross for at utslippsfrekvensen for SRI er nesten 50% høyere enn den som ble anvendt ved beregning av miljørisikoen for Gullfaks Satellitter er ikke miljørisikoen høyere. Årsaken til dette er at konsekvensene av et uhellsutslipp vil være mindre, grunnet lavere oljemengder samtidig med at sannsynligheten for skade vil være lavere grunnet lavere treffsannsynlighet gitt et utslipp.

Miljørisikoen for et uhellsutslipp fra SRI er godt innenfor akseptable grenser i henhold til operatørens akseptkriterier for miljørisiko.

## 8.6 Oljevernberedskap

Norsk Oljevernforening For Operatørselskap (NOFO) har på vegne av Oljeindustriens Landsforening (OLF) utviklet et regionalt planverk for beredskap på norsk kontinentalsokkel, inkludert hav, kyst og strand. Beredskapsnivået er risikobasert, og tar hensyn til aktivitetsnivået i forskjellige delområder og regioner på sokkelen. Oljedriftsberegninger er gjennomført for hvert delområde for ulike sesonger, og resultatene er sammenholdt med forekomst og fordeling av sårbare miljøressurser.

Regionale beredskapsanalyser er gjennomført for hver av de fem regionene som kysten er delt inn i, og de krav som er identifisert i disse har dannet grunnlag for etablering av regionsvise planer. Beredskapsnivået er dimensjonert for felt i drift på sokkelen, og det aktivitetsnivå som er forventet for disse i henholdsvis 2001 og 2003.

Gullfaks-området inngår i region 3. De DFUer (Definerte Fare- og Ulykkessituasjoner) som anses som dimensjonerende med hensyn til beredskap mot akutt oljeforurensning er ukontrollerte utblåsninger fra sjøbunn eller overflate. Dimensjonerende DFUer er beskrevet i tabell 8-4.

Basert på gjennomgang og vurdering av parametere for utblåsningsrisiko og miljørisiko er konklusjonen at eksisterende oljevernberedskap er tilstrekkelig for å dekke opp om aktiviteten i forbindelse med en utbygging av SRI.

**Tabell 8-4 Dimensjonerende DFUer for etablering av beredskap mot akutt oljeforurensning i region 3 fra NOFOs planverk.**

Delområde	Utslippspunkt	Oljetype	Utslippsdyp	Rate [m <sup>3</sup> /d]	Varighet [Døgn]
R3 A	Gullfaks A	Gullfaks Sør	Overflate	3300	6,0
R3 A	Gullfaks A	Gullfaks Sør	Sjøbunn	3000	8,9
R3 B	Oseberg B	Oseberg C	Overflate	3900	6,4
R3 B	Oseberg B	Oseberg C	Sjøbunn	3700	10,0
R3 C	Troll	Troll	Overflate	3000	5,5
R3 C	Troll	Troll	Sjøbunn	1800	8,7

## 9 Konsekvenser ved arealbeslag og fysiske inngrep

Konsekvensene for fiskerivirksomhet av eksisterende petroleumsvirksomhet i Nordsjøen er i hovedsak knyttet til arealbeslag fra faste installasjoner, og til eventuelle problemer i forbindelse med tråling over rørledninger og havbunnsinstallasjoner.

Det har tidligere vært gjennomført flere utredninger av virkninger for fiskeriene av feltutbygging eller transport i rørledninger i Tampen-området. Mest aktuell er RKU. Her ble virkninger for fiskeriene i området mellom 58°N og 62°N presentert (RKU, temarapport 7).

Natur- og miljøressurser i nærområdet rundt SRI er nærmere beskrevet i kapittel 5. Dette kapittelet beskriver konsekvenser for fiskeriene, akvakultur, koraller og kulturminner som følge av utbyggingen av SRI.

### 9.1 Konsekvenser for fiskeriene

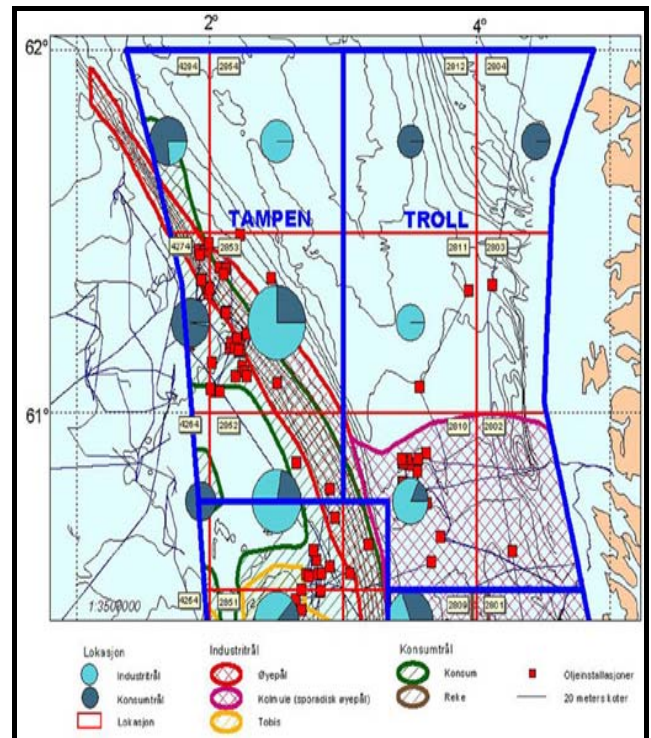
#### 9.1.1 Aktivitetsbeskrivelse

Viktige trålfelt i Tampen-området er vist i figur 9-1.

##### Konsumtrålfiske

Det meste av det norske konsumtrålfisket i Nordsjøen foregår fra omlag 160 til 170 meters dyp i Eggaskråningen og videre vestover. Sei er det viktigste fiskeslaget i dette fisket. Tampen-området har, sammen med Vikingbanken, historisk vært ett av de viktigste konsumtrålfeltene i Nordsjøen. De områdene som i senere år har vært viktige for konsumtrålfiske er områdene omkring Eggaskråningen, Tampen, Vikingbanken, områder omkring Frigg/Heimdals og sørover fra disse, områder omkring Sleipner og områder rundt/nordover fra Ekofisk. I Tampen-området tråles det over hele bankområdet vest til delelinjen, og fisket foregår uten noen bestemt retning. Skinfaks er lokalisert sørøst i statistikklokasjonen tilsvarende blokkene 33/7-12. Rimfaks IOR er lokalisert sørvest i nabolokasjonen tilsvarende 34/7-12. Det foregår et betydelig konsumtrålfiske i disse lokasjonene. I størrelsesorden 1/3 av de norske konsumtrål-

fangstene i Nordsjøen ble fisket her i årene 1997, 2000 og 2003.



Figur 9-1 Trålfelt i Tampen- og Troll-området.

##### Industri-trålfiske

De viktigste artene i industri-trålfisket i Nordjøen, det vil si fisket til oppmaling til fiskemel og -olje, foregår etter øyepål, kolmule og tobis. I områdene nær SRI er det industri-trålfisket etter øyepål og kolmule som dominerer.

Det karakteristiske ved industri-trålfisket etter øyepål langs eggakanten er at fisken ofte står på en bestemt dybde, og at trålingen dermed foregår langsetter dybdekontene. Det viktigste øyepålfisket foregår i hovedsak fra 300 meters dyp og videre vestover mot grunnere vann. I senere år har det forgått lite øyepålfiske på mindre enn 170 til 180 meters dyp.

Den planlagte utbyggingen vil foregå på 140 meters dyp, og ligger vest for de viktige områdene for industri-trålfiske etter øyepål. Aktiviteten i dette fisket er størst i månedene august til mars. I januar og februar foregår det et dansk industri-trålfiske i det

aktuelle området. Dette fisket varer fram til det åpnes for tobisfiske i dansk sektor. Det drives også fiske av skotske og irske fartøyer i det aktuelle området.

Fra 280 til rundt 350 meters dyp fiskes det kolmule. Kolmula opptrer pelagisk og står på grunt vann om natten. Utover dagen trekker den mot stadig dypere vann. Den når bunnen og er tilgjengelig for industritrålerne på 260 til 270 meters dyp. Deretter går kolmula mot dypere vann til rundt tre-firetida om dagen, da den snur og vandrer mot grunnere vann igjen. Industritrålerne følger kolmula mens den er på bunnen. Dette medfører at det fiskes på skrå nedover langs dybdekontene mens kolmula vandrer mot dypere vann, og tilsvarende på skrå oppover langs dybdekontene når kolmula utpå dagen går mot grunnere vann igjen.

Det foregår ikke noe industritrålfiske i statistikklokasjonen som berøres av utbyggingen av Skinfaks, og dette skyldes dybdeforholdene i området. I statistikklokasjonen som berøres av utbyggingen av Rimfaks IOR foregår det et betydelig industritrålfiske, med kolmule som viktigste fiskeslag de siste årene. Vurdert ut fra dybdeforholdene i området foregår dette fisket i de østlige deler av lokasjonen, i områder som ikke berøres av den planlagte utbyggingen.

#### Ringnotfiske

For fisket med ringnot eller flytetrål etter arter som sild og makrell vil fangstområdet avhenge av både fiskens vandring (innsig) og de reguleringer som myndighetene gjennomfører. Dette er forhold som kan variere fra år til år uten noe fast mønster. Dette fisket er dermed ikke tilsvarende stedbundet som trålfisket.

Fisket etter arter som sild og makrell er ikke like stedbundne som trålfisket. Det foregår et relativt begrenset ringnotfiske i lokasjonene som berøres av den planlagte utbyggingen. Sild og makrell er de viktigste artene i dette fisket.

### **9.1.2 Eksisterende arealbeslag i Tampen-området**

I Tampen-området er tettheten av installasjoner i øvre del av skråningen mot Norskerenna stor. Samlet areal i Tampen-området utgjør omlag 8.000

km<sup>2</sup>, tilsvarende 16 oljeblokker. Ut fra en "bit-for-bit"-vurdering er de samlede arealbegrensningene for industritrålerflåten i fiske etter øyepål beregnet å være i størrelsesorden 165 til 170 km<sup>2</sup>. For konsumtrålfisket er arealbegrensningene beregnet å være i størrelsesorden 45 til 50 km<sup>2</sup>. Det er ikke tatt hensyn til andre registrerte hefter på havbunnen innen det aktuelle området.

I praksis kan det oppstå samvirkningseffekter mellom installasjoner, eller mer presist mellom arealbegrensningene rundt installasjonene. Dette kan være særlig aktuelt i områder med mange plattformer eller bunninstallasjoner med sikkerhetssoner eller begrensingsområder omkring. Uten sikkerhetssoner eller begrensingsområder vil bunninstallasjonene i praksis oppleves som andre hefter på havbunnen. Ved vurdering av de faktiske arealbegrensningene for fisket i de ulike områdene vurderes også eventuelle samvirkningseffekter.

I RKU vises det til at det er lite trolig at trålerne vil kjøre "slalåm" mellom installasjonene i dette området for å unngå brønnrammer. I praksis kan det være tale om et område på 20 til 25 kilometer lengde med et areal i størrelsesorden 50 km<sup>2</sup> som ikke vil bli benyttet av industritrålerne. Ut fra en slik vurdering ble de samlede arealbegrensninger for industritrålerflåten vurdert å være i størrelsesorden 215 til 220 km<sup>2</sup>. For konsumtrålfisket medfører ikke samvirkningseffekter endringer av beregnet arealer i og med at det i større grad kan velges trålrledning under dette fisket.

### **9.1.3 Konsekvenser i utbyggingsfasen**

Boring planlegges gjennomført i to perioder, fra september 2005 til april 2006 og fra juli 2006 til desember 2006. Den første boreperioden vil delvis overlape gyteperioden for øyepål og sei i området. Gytingen i Nordsjøen foregår ganske spredt både i tid og rom, og boreaktivitetene ventes derfor ikke å medføre noen forstyrrelser for gytingen som kan resultere i merkbare bestandsmessige konsekvenser.

Feltaktivitetene i forbindelse med produksjonsboring, installasjon av feltanlegg og rørledninger kan medføre noe større ulemper for fisket enn selve driftsfasen. Tatt hensyn til ankerbeltet omkring boreriggene tilsvarer arealet som berøres i anleggsfasen en sirkel med diameter på om lag 2

kilometer. I anleggsfasen vil i utgangspunktet fiske med alle redskapstyper kunne bli forstyrret.

Anleggsaktivitetene kan medføre størst ulempe for konsumtrålfisket. Det er tale om begrensede perioder med aktivitet, som ikke ventes å medføre fangsttap for de kvoteregulerte fiskeriene.

Rørlegging planlegges gjennomført med dynamisk posisjonert leggefartøy, og rørledningene planlegges grusdumpet. Både ved installering og grusdumping vil aktivitetene medføre et midlertidig arealbeslag for alt fiske i området. Disse aktivitetene medfører tidsbegrensede arealbeslag som forflytter seg med arbeidet. Det er imidlertid tale om en meget tidsbegrenset aktivitet som ikke ventes å medføre merkbare fangsttap.

Rørledningene vil ikke berøre viktige gytefelt, og leggingen ventes derfor ikke å medføre forstyrrelser som kan være til ulempe for rekrutteringen til fiskebestandene.

#### **9.1.4 Konsekvenser i driftsfasen**

Brønnrammene installeres i et område der det drives konsumtrålfiske. Selv om brønnrammene er konstruert for å være overtrålbare, velger storparten av fartøyene å tråle utenom. Dette skyldes i hovedsak frykt for fastheking av tråldører eller trålvaier. I slike tilfeller vil både N-brønnrammen og satellittbrønnen medføre et arealbeslag i størrelsesorden 1/4 km<sup>2</sup>, totalt i størrelsesorden 1/2 km<sup>2</sup>. Dette er en liten økning i forhold til arealbeslaget som følge av allerede gjennomført utbygging i Tampen-området, og økningen ventes ikke å medføre merkbare fangsttreduksjoner. I første rekke er det tale om økte operasjonelle ulemper som følge av at det er ytterligere bunninstallasjoner å ta hensyn til under konsumtrålfisket i området. For øvrige fiskerier i området vil utbyggingen ikke medføre noen ulemper i driftsfasen.

Generelt vurderes steinfyllinger langs rørledningstraséer og ved kryssing av eksisterende ledninger som uheldig i forhold til fiskeriene.

Under vanlig konsumtrålfiske går selve trålposen klar av bunnen. Dersom det ved passering av steinfyllinger kommer stein i trålposen, kan den bli presset mot bunnen og dermed bli utsatt for stor

slitasje. Det foreligger ikke noe entydig materiale med hensyn til virkninger av steinfyllinger, men steinfyllinger synes ikke å forårsake nevneverdige ulemper for konsumtrålfiske med større trålere i Nordsjøen.

Sommeren 1997 gjennomførte Havforskningsinstituttet en undersøkelse som skulle belyse i hvilken grad steinfyllinger på rørledninger i Nordsjøen kan være et hinder for fiske med bunntrål. Undersøkelsen omfattet både steindumpede rørledninger og steindumpede kryssningspunkter mellom rørledninger. Undersøkelsen viste at steinfyllinger medførte skade ved fiske med industri- og reketrål.

Sommeren 1998 ble det gjennomført et mindre trålforsøk over Sleipner kondensatrørledning i et område med intensivt rekefiske. Overtråling av steinfyllinger på denne rørledningen foregikk med reketrål med sabb og bruk av fiskefartøy som daglig driver rekefiske i det aktuelle området. Forsøket indikerte at tråling over steinfyllinger kan foregå skadefritt under forutsetning av at trålen er justert som ved vanlig fiske. Ved vurdering av resultatene fra dette forsøket må det tas hensyn til at steinfyllingene som inngikk i forsøket hadde forholdsvis liten stein i toppdekket (stein på 1" til 3"), og at reketrål dessuten er rigget noe lettere i forkant enn industritrål i øyepålfiske. Men resultatene indikerer at virkningen av steinfyllinger under enkelte forhold kan avvike fra resultatene fra Havforskningsinstituttets første forsøk. Industritrålerflåten velger fortsatt å tråle utenom steinfyllingene både for å unngå skader på redskapen og for å unngå stein i fangsten.

I forsøkene som er gjennomført med tråling over rørledninger og steinfyllinger er det i hovedsak benyttet industritrål, reketrål og krepsetrål. Konsumtrålerne krysser steinfyllinger over rørledninger i Nordsjøen uten at det oppstår problemer eller skade på redskapen. Dette skyldes at disse fartøyene bruker tråler konstruert av mye kraftigere nettmateriale og med trålutstyr av mye kraftigere dimensjoner enn det som ble brukt i overtrålingsforsøket. Samlet sett ventes derfor ikke de planlagte rørledningene å medføre økte operasjonelle ulemper av noen betydning for konsumtrålfisket i berørt område. For øvrige fiskerier i berørt område vil rørledningene ikke medføre noen ulemper i driftsfasen.



### **9.1.5 Avbøtende tiltak**

Rørledninger og kabler vil bli plassert på havbunnen og grusdumpet. Dimensjonen på de kabler og rørledninger som planlegges installert er slik at de må beskyttes mot mulig skade som følge av kontakt med trålrudskaper. Samtidig er bunnforholdene i området av en slik beskaffenhet at det vanskelig kan finnes alternativer til steindumping.

Mulig avbøtende tiltak kan være å optimalisere traséer for rørledninger slik at de gir minst mulige konsekvenser for fiskeriene.

## **9.2 Konsekvenser for akvakultur**

Akvakulturnæringen er generelt svært viktig for bosetting og sysselsetting langs kysten av Vestlandet. Næringen kan berøres ved eventuelle akuttutslipp av olje knyttet til bore- eller driftsfase. Ordinær drift av SRI vil ikke medføre konsekvenser for akvakultur.

Skader forårsaket av olje på oppdrettsfisk vil være en kombinasjon av akutte giftvirkninger og stress. Også i forbindelse med opprensning kan stressreaksjoner føre til økt dødelighet. Hydrokarboner kan videre akkumuleres i ulike typer av fettholdig vev, og gi opphav til redusert kondisjon eller smaksetting. Selv om fisk ikke blir utsatt for oljesøl, kan oljeforurensning i et område medføre økonomiske tap som følge av negative reaksjoner i markedet. Også selve anlegget vil kunne rammes og medføre tidsforbruk og kostnader i forbindelse med skifting og rensing av utstyr. Det vises til RKU, temarapport 7 for en mer utfyllende omtale av konsekvenser som kan oppstå dersom olje rammer områder med akvakulturanlegg.

### **9.2.1 Avbøtende tiltak**

Beredskapsmessige tiltak er de viktigste avbøtende tiltak i forhold til akutte utslipp av olje. Disse tiltakene er nærmere omtalt i RKU, temarapport 4. For det/de enkelte anlegg vil også lokale beredskapsmessige tiltak, for eksempel utlegging av lenser, kunne være mulig ved tilgjengelig kapasitet. Alternativt vil nedslaktning og flytting av fisk eller anlegg til mindre eksponerte områder kunne vurderes nærmere.

## **9.3 Konsekvenser for koraller**

Som vist i figur 5-2 i kapittel 5 er det ikke kjent forekomst av koraller i Tampen-området, til tross for at det her er utført en betydelig mengde bunnundersøkelser. Kartlegginger i området rundt SRI har til nå ikke identifisert forekomster av korallrev.

### **9.3.1 Avbøtende tiltak**

Siden det ikke er identifisert forekomster av koraller i forbindelse med de havbunnskartlegginger som er gjennomført i tilknytning til utbyggingen er avbøtende tiltak ikke vurdert. Dersom det skulle oppstå endringer i traséer for rørledninger vil nye undersøkelser bli gjennomført. Ved eventuelle funn vil i så fall avbøtende tiltak bli vurdert.

## **9.4 Konsekvenser for kulturminner**

Alle tiltak som berører sjøbunnen kan medføre direkte eller indirekte inngrep i kulturminner. Plassering av installasjoner som havbunnsrammer eller rørledninger på sjøbunnen vil føre til umiddelbar og permanent skade på skipsvrak, men vil ikke nødvendigvis medføre skade på funn fra steinalder, såfremt installasjonene ikke presses ned i sjøbunnen. Rørledninger som ikke graves ned i bunnen vil ikke føre til nevneverdig skade på funn fra steinalder.

Selv om dybdeforholdene i Gullfaks-området er slik at det kan finnes steinalderspor i området, og at det eksisterer et potensial for funn av skipsvrak i området, så innebærer utbyggingen kun et svært begrenset arealbeslag. En kjenner videre ikke til eksempler på konflikter med kulturminneinteresser i forbindelse med rene offshore utbyggingsprosjekter.

### **9.4.1 Avbøtende tiltak**

Før utbyggingen tar til vil de aktuelle områdene kartlegges både med sidesøkende sonar og ROV. Dette vil muliggjøre identifikasjon av eventuelle skipsvrak i området. Dersom slike vrak skulle bli påvist gjennom kartleggingen vil videre håndtering avklares nærmere med kulturminnemyndighetene.

## 10 Samfunnsmessige konsekvenser

Analysene av samfunnsmessige konsekvenser av utbyggingen av SRI er basert på investeringsstall slik de forelå våren 2004. Inntekter og utgifter vil kunne være noe endret etter dette tidspunktet ved eventuelle oppdateringer av produksjonsprofiler. Relevante myndigheter vil bli orientert dersom det skulle bli betydelige endringer i forhold til det som er lagt til grunn for konsekvensutredningen.

De samlede brutto investeringene for utbyggingen er foreløpig beregnet til omlag 3,3 milliarder 2004-kroner. Prosentmessig fordeling av investeringene over tid knyttet til utbyggingen av SRI er vist i tabell 10-1.

Investeringene fordeler seg i hovedsak over tre år i perioden 2004 til 2006, med hovedtyngden de to siste årene. I tillegg vil det bli utført nye borearbeider i 2011. Størsteparten av investeringene knytter seg til undervannsanleggene og til boring og komplettering, mens modifikasjoner på Gullfaks C-plattformen er av mindre størrelse.

**Tabell 10-1 Prosentvis fordeling av investeringer for SRI over tid.**

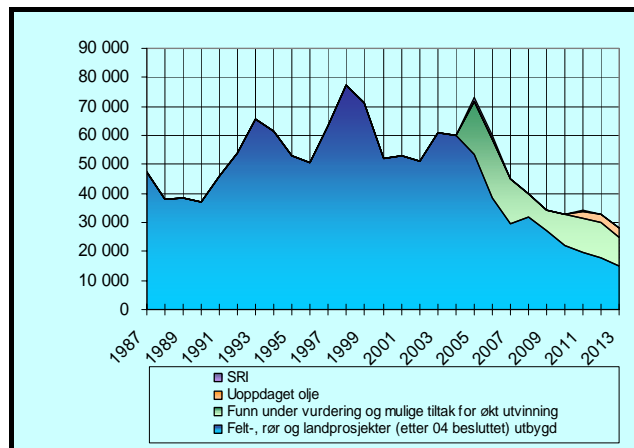
Investeringsår	2004	2005	2006	2011
% av investering	2	42	45	11

### 10.1 Virkninger på investeringsnivået i norsk petroleumsvirksomhet

Investeringer i norsk petroleumsvirksomhet har vist en økende tendens gjennom mesteparten av 1990-tallet. I inneværende år forventes investeringsnivået i norsk petroleumsvirksomhet å ligge på vel 60 milliarder kroner.

I tillegg kommer kostnader i forbindelse med leting med rundt 5 milliarder kroner per år. Dette er ikke tatt med i beregningene.

Forventet utvikling i investeringsnivået i petroleumsvirksomheten i årene framover framgår av figur 10-1.



**Figur 10-1 Forventede investeringer på norsk sokkel, oppgitt i faste milliarder 2004-kroner.**

Kapasiteten i norsk offshorerettet næringsliv er ganske fleksibel, men har de senere år stort sett vært tilpasset et investeringsnivå på 50 til 60 milliarder kroner, med normale norske andeler av vare- og tjenesteleveransene på rundt 55%. I 1998 og 1999 var kapasiteten, særlig i prosjektering, verkstedproduksjon og offshorerettet bygge- og anleggsvirksomhet, sterkt presset. Videre var riggmarkedet inne i en periode der etterspørselen etter riggtjenester var langt større enn tilbudet. Dette snudde dramatisk våren 2000, etter hvert som en del store utbyggingsprosjekter ble ferdigstilt. I dag har flere offshoreverft mangel på langsiktige oppdragsreserver, og riggmarkedet er inne i en bølgedal, med flere rigger i opplag.

For norsk offshorerettet næringsliv er slike variasjoner i mengde oppdrag svært lite ønskelig. Oppsigelser og permitteringer skaper usikkerhet, flere offshoreverft står i fare for å bli lagt ned, og bedriftene har vanskelig for å holde på kjernekompetanse de har brukt mange år på å bygge opp. Ethvert utbyggingsprosjekt på norsk kontinentalsokkel som kan settes i gang raskt vil dermed være svært velkomment.

Investeringene i SRI starter opp i 2004, og pågår for fullt de neste par årene. Slik situasjonen er i offshoremarkedet, ventes ikke investeringene i SRI å skape pressproblemer i noen del av norsk

offshorerettet næringsliv. Utbyggingen vil kunne gi verdifulle oppdrag til deler av norsk offshorerettet næringsliv som for tiden har lav aktivitet.

## 10.2 Samfunnsmessig lønnsomhet

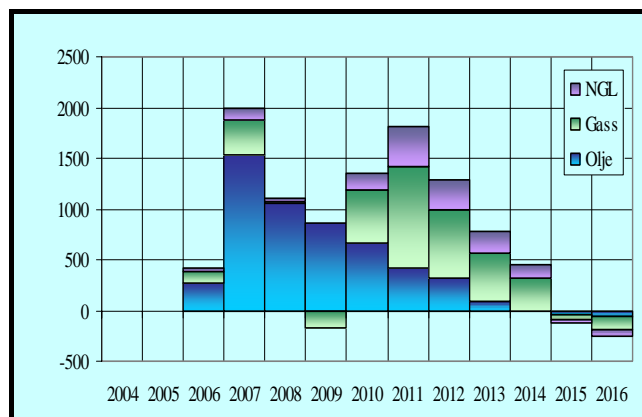
For det norske samfunn representerer petroleumsressursene i SRI betydelige verdier. For å beregne de samlede inntekter fra SRI er det tatt utgangspunkt i den planlagte produksjonsprofilen for feltet og lagt inn forutsetninger om framtidig dollarkurs og framtidige salgspriser for olje, NGL og gass. Basert på dette framkommer samlede inntekter av produksjonen. De samlede inntektene fra SRI er vist i figur 10-2.

Samlet inntekt av produksjonen fra SRI er beregnet til vel 9,5 milliarder kroner over 11 år, fordelt med 5,1 milliarder kroner på olje, 3,1 milliarder kroner på gass og 1,3 milliarder kroner på NGL. Inntektene er beregnet basert på økonomiske forutsetninger våren 2004. Ny utvinningsteknologi og innfasing av tilleggsstrukturer i området kan imidlertid endre dette bildet underveis, og føre til større produksjon og større inntekt enn det en ser for seg i dag.

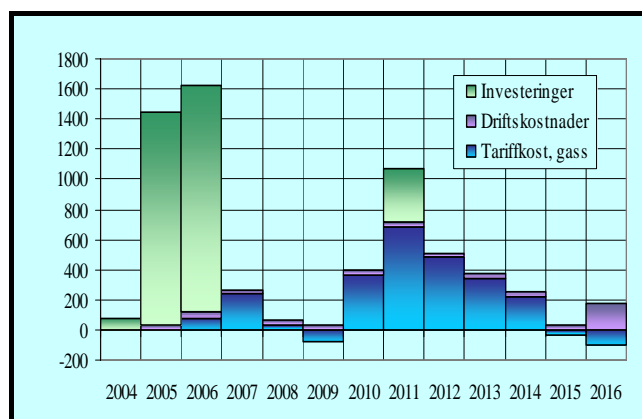
Figur 10-3 viser det samlede kostnadsbildet for SRI. CO<sub>2</sub>-avgift til staten med til sammen 38 millioner kroner er trukket ut. For oljeselskapene framstår dette som driftskostnad i form av en miljøavgift, beregnet på å begrense utslipp av klimagasser. For staten og samfunnet er det en inntekt på linje med vanlige skatter.

Investeringskostnadene dominerer kostnadsbildet de første årene. Fra år 2007 overtar driftskostnadene, og særlig tariffdelen av disse. Samlede kostnader til investering og drift av SRI i tidsrommet 2004 til 2016 er beregnet til nær 6,1 milliarder kroner. Av dette er 3,3 milliarder kroner investeringskostnader, mens 0,6 milliarder kroner er kostnader til drift av undervannsinstallasjoner og rørledninger (inkludert kostnader ved avvikling i 2016) og 2,2 milliarder kroner er tariffkostnader til prosessering av petroleum og transport av gass.

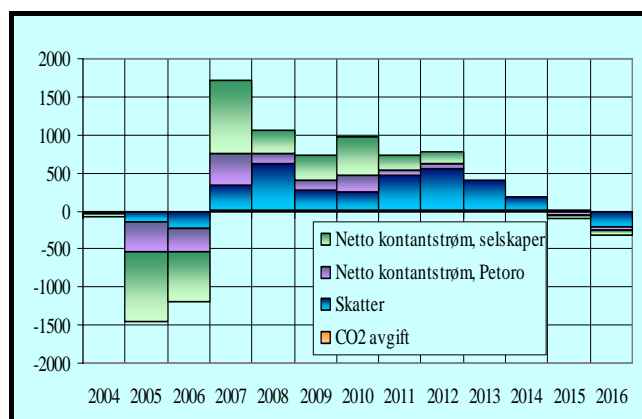
Kombinerer en det samlede inntektsbildet med kostnadsbildet framkommer netto kontantstrøm for feltets levetid, jamfør figur 10-4.



Figur 10-2 Inntekter fra SRI fordelt over tid, oppgitt i faste millioner 2004-kroner.



Figur 10-3 Investerings- og driftskostnader for SRI fordelt over tid, oppgitt i faste millioner 2004-kroner.



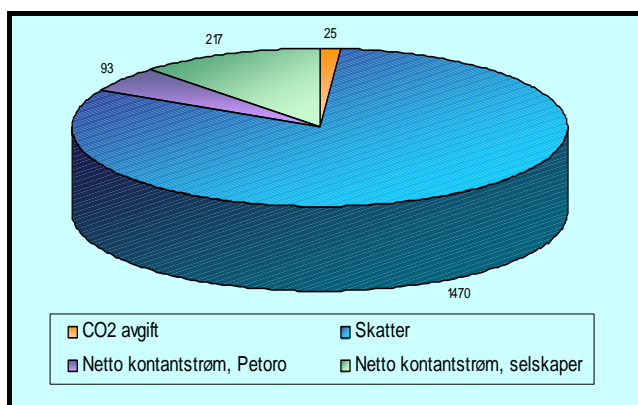
Figur 10-4 Netto kontantstrøm fordelt over år, oppgitt i faste millioner 2004-kroner.

Det framgår av figur 10-4 at netto kontantstrøm fra SRI er negativ i investeringsfasen, for deretter å bli positiv til den faller langsomt mot null og deretter

blir negativ fram mot planlagt nedstengning av feltet i 2016.

Samlet netto kontantstrøm fra SRI på vel 3,4 milliarder kroner i perioden 2004 til 2016. Også etter at alle kostnadene er trukket fra er det dermed store inntekter for det norske samfunn som følge av en utbygging av SRI. Netto kontantstrøm fordeler seg med 38 millioner kroner i CO<sub>2</sub>-avgift, nær 2.450 millioner kroner i selskapsskatt til staten, rundt 280 millioner kroner til statens og 660 millioner kroner til oljeselskapenes eierandel.

Nåverdien av framtidige inntekter og kostnader fra SRI, netto kontantstrøm er beregnet til 1.800 millioner kroner inklusive CO<sub>2</sub>-avgift. Fordelingen av nåverdien av netto kontantstrøm på henholdsvis CO<sub>2</sub>-avgift til staten, selskapsskatt til staten, statens økonomiske eierinteresser og på oljeselskapene, framgår av figur 10-5. Størsteparten av total nåverdi vil tilfalle staten i en eller annen form. Selskapsskatt fra oljeselskapene utgjør alene 1.470 millioner kroner eller 80% av den samfunnsmessige nåverdien. I tillegg tar staten inn 25 millioner kroner i CO<sub>2</sub>-avgift, og 93 millioner kroner på sine eierinteresser slik at statens samlede andel kommer opp i 88%. De øvrige 217 millioner kroner, eller 12%, tilfaller oljeselskapene.



**Figur 10-5 Netto kontantstrøm fordelt på mottaker, oppgitt i faste millioner 2004 kroner.**

### 10.3 Vare- og tjenesteleveranser

Et prosjekt i størrelsesorden som SRI er viktig for norsk næringsliv, fordi det kan gi betydelige vare- og tjenesteleveranser, samt skape verdifulle sysselsettingseffekter i det norske samfunn.

For å kunne anslå disse virkningene er det nødvendig å gjøre forutsetninger om forventede norske andeler av verdiskapningen i vare- og tjenesteleveransene til prosjektet i investerings- og driftsfasen.

For å beregne verdiskapningen på nasjonalt nivå, tar en utgangspunkt i forventede kontraktsverdier og trekker ut direkte import av varer og tjenester fra utlandet, og eventuell produksjon som foregår utenlands. Omvendt ser en om det er verdiskapning i forventede utenlandske kontrakter som faktisk foregår i Norge.

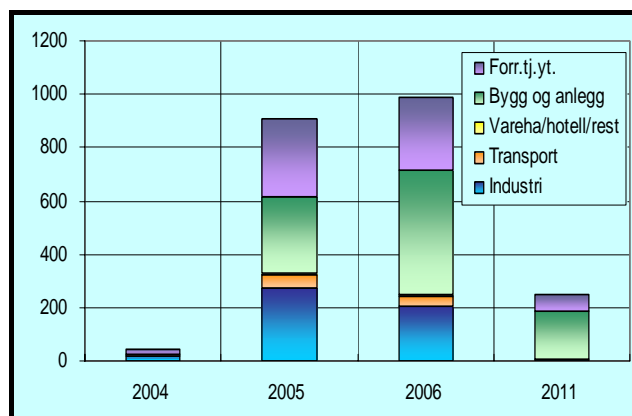
#### 10.3.1 Vare- og tjenesteleveranser i utbyggingsfasen

Anslåtte norske vare- og tjenesteleveranser til utbyggingen er vist i tabell 10-2. Det understrekes at anslagene inneholder betydelig usikkerhet både med hensyn til investeringstall og anslåtte norske leveranseandeler. Det framgår av tabellen at investeringene i SRI ventes å gi en norsk verdiskapning på nær 2.200 millioner kroner. Dette utgjør rundt 65% av de samlede investeringer, en forholdsvis normal norsk leveranseandel for en undervannsutbygging der rørledningene har så små dimensjoner at de kan produseres i Norge, og der det også foregår noe modifikasjonsarbeider på eksisterende installasjoner.

En oppsplitting av de beregnede norske vare- og tjenesteleveransene på næring og tid, er gjengitt i figur 10-6. De beregnede norske leveransene fordeler seg over tre år i perioden 2004 til 2006, med ytterligere borevirksomhet i 2011. Toppåret for norske leveranser er 2006. Dette året ventes alene norske leveranser opp mot 1.000 millioner kroner. I 2004 er de beregnede norske vare- og tjenesteleveransene små. Bygge- og anleggsvirksomhet ventes å få de største leveransene med nær 950 millioner kroner.

**Tabell 10-2 Beregnede norske leveranser.**

SRI	Investering [MNOK]	Norske leveranser	
		[%]	[MNOK]
Prosjektledelse	---	95	---
Modifikasjoner	---	80	---
Undervannsanlegg	---	55	---
Boring	---	70	---
Komplettering	---	65	---
<b>Totalt</b>	<b>3.344</b>	<b>65</b>	<b>2.186</b>



**Figur 10-6 Norske leveranser i utbyggingsfasen fordelt på næring og tid, oppgitt i faste millioner 2004 kroner.**

### 10.3.2 Vare- og tjenesteleveranser i driftsfasen

I oppstartsåret vil driftskostnadene for SRI ligge på rundt 45 millioner kroner. Ordinære driftskostnader til drift av SRI er beregnet til rundt 35 millioner kroner per år i et normalt driftsår. Kostnadene er knyttet til bruk av anleggene på Gullfaks C-plattformen og en del mindre inspeksjons- og kontrollarbeider på undervannsanlegg og rørledninger. Det alt overveiende av disse driftskostnadene vil være norske tjenesteleveranser, med en anslått norsk leveranseandel på rundt 90%.

I tillegg kommer tariffkostnader til transport av gass. Disse varierer betydelig over tid som følge av sterkt varierende gassproduksjon, med et toppnivå på 680 millioner kroner i 2011. Rørledningssystemene har norske eiere slik at norsk andel av tariffkostnadene blir nær 100%.

## 10.4 Virkninger for sysselsetting

På grunnlag av leveransene kan sysselsettingsvirkningen beregnes. Beregningene viser hvilken nasjonal sysselsettingseffekt utbygging og drift av SRI kan gi.

For beregning av sysselsettingsmessige virkninger på nasjonalt nivå av utbygging og drift av SRI, er det benyttet en forenklet beregningsmodell. Ved bruk av modellene beregnes følgende sysselsettingsmessige virkninger av en økt aktivitet i økonomien:

- Direkte virkninger
- Indirekte virkninger
- Konsumvirkninger

Direkte virkninger er knyttet til sysselsetting hos tiltakshaver og hos kontraktører. Indirekte virkninger er knyttet til sysselsetting hos leverandører og underleverandører mens konsumvirkninger er knyttet til sysselsettingsvirkninger som skapes ved at ansatte hos tiltakshaver og leverandører får økt forbruk.

De samlede virkningene blir derved summen av direkte leveranser, indirekte leveranser og avledet virksomhet gjennom økt privat konsum.

### 10.4.1 Sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen

Tar en utgangspunkt i de beregnede norske vare- og tjenesteleveransene til framkommer en beregning av sysselsettingsmessige virkninger av SRI på nasjonalt nivå, jmf figur 10-7.

Utbygging av SRI ventes å gi en sysselsettingseffekt i det norske samfunn på rundt 6.300 årsverk, fordelt over tre år i perioden 2004 til 2006 med tillegg av ytterligere borevirksomhet i 2011. Toppåret er 2006, med nær 2.900 årsverk, men også i 2005 er sysselsettingseffekten betydelig, med nær 2.600 årsverk.

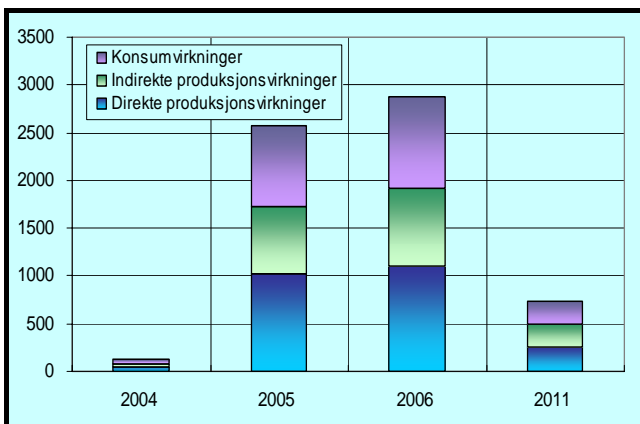
Direkte produksjonsvirkninger i leverandørbedriftene er beregnet til vel 2.400 årsverk eller omlag 40% av de totale sysselsettingseffektene. Indirekte sysselsettingsvirkninger hos underleverandører er beregnet til nær 1.800 årsverk eller

28%, mens de resterende 2.100 årsverk er konsumvirkninger av de ansattes forbruk, skattebetalinger med videre.

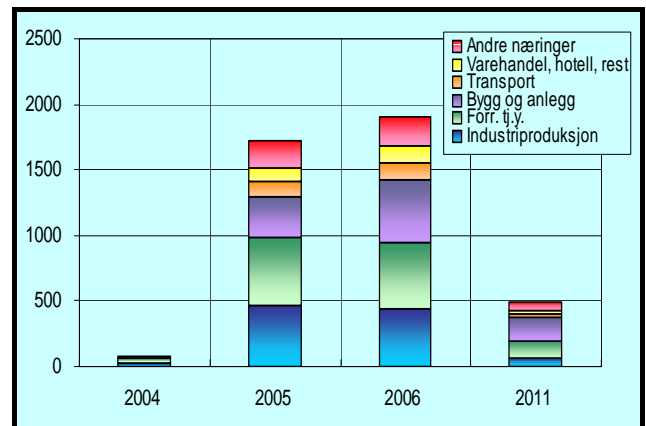
Det understrekes at dette ikke nødvendigvis vil representere ny sysselsetting. I stor grad vil de norske vare- og tjenesteleveransene kun bidra til å opprettholde en normal sysselsetting i offshorerettede deler av norsk næringsliv og i utbyggers organisasjon i utbyggingsperioden. Helt ny sysselsetting som følge av kapasitetsøkninger, kan man bare regne med i mindre grad.

Nasjonale produksjonsvirkninger fordelt på næring og tid framgår av figur 10-8. Merk at kun direkte og indirekte produksjonsvirkninger av utbyggingsprosjektet er fordelt. Konsumvirkningene er ikke tatt med da disse er vanskelig å næringsfordele med tilstrekkelig sikkerhet.

De største sysselsettingseffektene ventes å tilfalle forretningsmessig tjenesteyting, med 1.170 årsverk. Bygge og anleggsvirksomhet og industriproduksjon får hver en sysselsettingseffekt på rundt 1.000 årsverk som følge av utbyggingen, transportvirksomhet får nær 300 årsverk, det samme gjelder varehandel, hotell og restaurantvirksomhet mens de resterende nær 500 årsverk fordeler seg på andre næringer.



Figur 10-7 Nasjonale sysselsettingsvirkninger fordelt på type virkning og tid, antall årsverk.



Figur 10-8 Nasjonale produksjonsvirkninger fordelt på næring og tid, antall årsverk.

#### 10.4.2 Sysselsettingsvirkninger i driftsfasen

Drift av SRI vil skje som en tilleggsaktivitet til drift av Gullfaks C-plattformen, uten behov for tilleggsbemanning. Siden det meste av de ordinære driftskostnadene er kalkulatoriske kostnader knyttet til bruk av anleggene på Gullfaks C-plattformen, blir dermed sysselsettingsvirkningene i driftsfasen relativt beskjedne. Det eneste vil være sysselsettingsvirkninger av driftsleveranser til inspeksjon, ordinært vedlikehold og kontroll av undervannsanleggene, på kanskje 10 til 15 millioner kroner i et normalt driftsår, noe som med ringvirkninger vil kunne gi 25 til 30 årsverk hvert år i driftsperioden.

SRI vil imidlertid bidra vesentlig til å opprettholde aktivitetsnivået på Gullfaks C-plattformen i driftsperioden, og således bidra til å opprettholde den eksisterende sysselsetting på plattformen utover den tidsperiode Gullfaks-feltet alene vil kunne klare.

Når det gjelder tariffkostnadene til transport av gass, er dette en gjennomsnittskostnad som skal dekke investeringskostnader og driftskostnader for rørledningene. SRI utnytter her ledig transportkapasitet i rørledningssystemet, uten at dette krever tilleggsbemanning av noen art. Igjen er det slik at prosjektet bidrar til å opprettholde drift og lønnsomhet i et eksisterende transportsystem utover den tidsperiode de petroleumfeltet det opprinnelig var bygget for kan klare.

## 10.5 Regionale virkninger

Siden EØS-avtalens innkjøpsdirektiv stiller strenge krav til hvordan en anbudskonkurranse innenfor petroleumssektoren skal gjennomføres er det ikke mulig å ta nasjonale eller regionale hensyn ved kontraktstildeling, og kontrakter tildeles på bakgrunn av internasjonal konkurransekraft.

Beregninger indikerer at de nasjonale leveranser i utbyggingsfasen vil kunne bli om lag 2,2 milliarder kroner, med totale nasjonale sysselsettingsvirkninger på omlag 6.300 årsverk. Dette er i tråd med føringer i Stortingsmelding nr. 38 (2003-2004), hvor det legges til grunn at aktiviteten på kontinentalsokkelen skal vise igjen i aktivitet på land. Det presiseres at tallmaterialet er basert på erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter av samme type, og at det således vil være en usikkerhet knyttet til disse vurderingene. Basert på tidligere erfaringer er det rimelig å anta at aktuelle norske leveranser i utbyggingsfasen vil være fra firma med hovedkontor i de større byene (blant annet Stavanger-, Bergen- og Oslo-området). Underleverandører til disse kan imidlertid ha en mer variert regional beliggenhet. Før kontraktene tildeles er det imidlertid, med bakgrunn i blant annet EØS-regelverket, ikke mulig å gjøre en mer detaljert vurdering av dette.

Drift av feltene forventes å foregå som en integrert del av driften av det eksisterende Gullfaks-feltet, uten behov for tilleggsbemanning, og det forventes at man i stor grad vil dra nytte av det allerede etablerte leverandørnett til Gullfaks/Gullfaks C-plattformen.

Hovedforsyningsbasen for Gullfaks-feltet er lokalisert på Sotra utenfor Bergen, mens Fjord Base i Florø er base for forpleiningstjenester og deler av forsyningsvirksomheten. Helikoptertjenester leveres i hovedsak fra Flesland. Det kan således antas at det er disse områdene som i hovedsak også vil være de dominerende tjenesteleverandørene i driftsfasen for SRI.

Siden det meste av de ordinære driftskostnadene er kalkulatoriske kostnader til bruk av anleggene på Gullfaks C-plattformen, vil imidlertid sysselsettingsvirkningene i driftsfasen være relativt beskjedne, beregnet til 25 til 30 årsverk. Feltene vil imidlertid bidra til å opprettholde aktivitetsnivået på Gullfaks C-plattformen i driftsperioden, og således bidra til å

opprettholde den eksisterende sysselsetting på plattformen og hos landbasert virksomhet utover den tidsperiode Gullfaks-feltet alene vil kunne klare.

## 11 Avbøtende tiltak og aktiviteter

Tiltak og aktiviteter som er beskrevet i konsekvensutredningen er oppsummert i tabell 11-1.

**Tabell 11-1 Oppsummering av tiltak og aktiviteter ved utbygging og drift av SRI.**

Prosjektfase	Tema	Aktiviteter	Referanse
Kontrakt	HMS	Det vil bli satt krav til alle kontraktører og leverandører om å etablere et eget program for HMS. I tillegg vil det bli satt krav til at kontraktørene skal kunne dokumentere et eget styringssystem for HMS.	4.6
Boring og installasjon	Koraller	Gjennomføre nye undersøkelser dersom det skulle oppstå vesentlige endringer i plassering av brønnrammer eller rørledninger.	9.3.1
	Kulturminner	Dersom det påvises kulturminner i forbindelse med traséundersøkelser eller på annen måte vil videre håndtering diskuteres med kulturminnemyndighetene.	9.4.1
	Avfallshåndtering	OLFs veiledning for avfallsstyring skal bli benyttet i kontrakter for leveranser til SRI. HMS-program skal definere hovedaktiviteter og ansvarsforhold for håndtering av avfall. Tiltak for å redusere avfallsmengder, samt tiltak som øker gjenbruk og gjenvinning av næringsavfall og spesialavfall, skal prioriteres.	4.6 4.9
	Kjemikaliebruk	Det vil kun bli benyttet vannbasert borevæske som vil bli gjenbrukt for å redusere utslippsmengdene. Oljebasert borevæske vil kun bli benyttet dersom det viser seg nødvendig av operasjonelle årsaker. Kaks vil bli sendt til land for destruksjon. Alternativer til barytt som vektmaterialer vil bli vurdert.	7.1 7.5
	Havbunnsundersøkelser	Det skal gjennomføres havbunnsundersøkelser for optimalisering av rørledningstraséer og plassering av brønnrammer.	4.8 9.1.5
	Utslipp til luft	Tiltak for å redusere luftutslipp er under stadig vurdering på GFC. Det er begrenset mulighet for implementering av spesifikke tiltak for SRI. Eventuelle tiltak som blir innført på GFC vil også gjelde for SRI.	6.5
	Kjemikaliebruk	Rørledninger utført i 13 % Cr-stål slik at det ikke er behov for kontinuerlig injeksjon av korrosjonshemmer.	7.5
	Produsert vann	Produsert vann behandles på GFC. Tiltak som er under vurdering vil også gjelde for SRI.	7.6
	Akvakultur Akutt utslipp	Igangsette beredskapsmessige tiltak ved et eventuelt uhellsutslipp, det henvises til Rku for nærmere beskrivelse.	9.2.1
	Havbunnsundersøkelser		
Avvikling	Avslutningsplan	I tråd med gjeldende bestemmelser vil det i god tid før avslutning bli lagt fram en avslutningsplan med forslag til disponering av havbunnsinstallasjoner og rørledninger.	4.11



## 12 Litteratur

Acona Group, Konsekvensutredning for SRI –  
virkninger for fiskeriene, Notat, 21.04.2004

Statoil, Resultater EIF GFC med Skinfaks/Rimfaks,  
Arena-notat EIF Oppdrag 2004, 16.07.2004

Det norske Veritas, Statoil Gullfaks Hazid og grov  
risikovurdering, miljørisikovurdering og  
oljedriftsberegning for Skinfaks/Rimfaks IOR tie-in  
til Gullfaks C, Rapport 2004-5007, 24.06.2004

Agenda Utredning & Utvikling AS, Skinfaks og  
Rimfaks IOR Samfunnsmessige konsekvenser,  
Rapport R4758EHO, 09.07.2004

Statoil m. fl., Regional konsekvensutredning for  
Nordsjøen, 1999

Statoil, Skinfaks og Rimfaks IOR Forslag til  
program for konsekvensutredning, Rapport Mars  
2004

## 13 Fastsatt utredningsprogram

I den feltspesifikke konsekvensutredningen for Skinfaks og Rimfaks IOR legger man opp til å dra nytte av det utredningsarbeidet som er gjennomført i den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen. For tema som allerede er dekket vil det bli benyttet henvisninger til RKU.

Konsekvensutredningen vil beskrive den valgte utbyggingsløsning. Alternative utbyggingsløsninger som tidligere har vært vurdert vil kun bli kort omtalt.

### 13.1 Utredningsaktiviteter

#### 13.1.1 *Beskrivelse av naturressurser og ressursutnyttelse i influensområdet*

Konsekvensutredningen vil gi en beskrivelse av forekomst/potensialet for funn av sårbare marine ressurser (bl.a. koraller) innenfor utbyggingsområdet.

Følgende punkt anses for dekket av den regionale konsekvensutredningen:

- Generell beskrivelse av naturressurser og utnyttelse av disse innenfor influensområdet. (Temarapport 3 i RKU).

#### 13.1.2 *Utslipp til luft*

Utbyggingen av Skinfaks og Rimfaks IOR vil medføre utslipp til luft knyttet til:

- Boring
- Opprensning/Brønntesting
- Drift
- Prosessering
- Transport av olje (lasting av skytteltankere, transport med skytteltankere)

KU vil kvantifisere energibehov og utslipp til luft mht parametrene CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> og nmVOC,

fordelt på de ulike operasjonene nevnt ovenfor. Fremtidige planlagte og mulige tiltak på Gullfaks C-plattformen for å redusere utslippene til luft vil beskrives.

Utslippene knyttet til utbyggingen vil sammenlignes med utslipp fra:

- Gullfaks, Tampen-området og Nordsjøen (hentes fra RKU og RNB 2003)
- Samlede utslipp fra norsk sokkel (hentes fra RKU)

Følgende punkt anses dekket av RKU:

- Miljømessige konsekvenser av utslipp til luft (temarapport 5 i RKU og RKU-vedlegg, 3 og 4).

#### 13.1.3 *Utslipp til sjø*

Utbyggingen vil kunne føre til utslipp til sjø i forbindelse med:

- Boring
- Opprensning/Brønntesting
- Klargjøring for drift
- Drift

Det vil gis en beskrivelse av de forventede utslipp knyttet til boring og produksjon, deriblant også mengdefordeling på hovedtyper av kjemikalier.

Konsekvensutredningen vil beskrive sannsynligheten for miljøskade knyttet til driftsfasen. Resultatene fra utførte beregninger av EIF (Environmental Impact Factor) vil gjengis.

KU vil synliggjøre operatørens og Gullfaksfeltets nullutslippsstrategi, og hvordan denne planlegges implementert i dette prosjektet. I den forbindelse vil det bli fokusert på:

- Bruk av borevæske (type, gjenbruk)
- Opprensning/brønntesting (uten utslipp til sjø)

- Produksjons- og injeksjonskjemikalier
- Håndtering av produsert vann

Utslippene til sjø som følge av utbyggingen vil bli relatert til utslipp fra:

- Gullfaks, Tampen-området og Nordsjøen (hentes fra RKU og RNB 2003)
- Samlede utslipp fra norsk sokkel (hentes fra RKU)

De potensielle miljømessige konsekvenser av utslippene vil beskrives basert på RKU Nordsjøen og gjennomførte overvåkningsprogrammer i området. Planlagte og mulige tiltak for å redusere utslippene til sjø fra utbyggingen vil beskrives, sammen med de forventede effektene av slike tiltak.

### **13.1.4 Akutt forurensing**

Konsekvensutredningen vil beskrive sannsynligheten for akutte utslipp knyttet til bore- og driftsfasen. Resultatene fra utførte miljørisikoanalyser vil gjengis.

Følgende punkt anses dekket av den regionale konsekvensutredningen:

- Konsekvenser av akutte utslipp (Temarapport 4, RKU)
- Beskrivelse av eksisterende oljevernberedskap i området (Temarapport 4, RKU)

Eventuelle endringer i den eksisterende oljevernberedskapen siden RKU ble godkjent vil beskrives.

### **13.1.5 Konsekvenser for fiskerier og akvakultur**

Konsekvensutredningen vil beskrive:

- Eventuelle konsekvenser for fiskerier knyttet til bore- og anleggsfasen, og mulige tiltak for å redusere eventuelle skadevirkninger.
- Eventuelle konsekvenser knyttet til tilstedeværelse av rørledningene og brønramme i driftsfasen

- Eventuelle konsekvenser for fiskeri og akvakultur som følge av et akuttutslipp

Følgende punkt anses dekket av den regionale konsekvensutredningen:

- Beskrivelse av fiskeressursene og akvakultur i influensområdet (Temarapport 3 i RKU og RKU-vedlegg, vedlegg 2)
- Beskrivelse av fiskeriaktivitet i området og generell omtale av konsekvenser av arealbeslag og akuttutslipp (Temarapport 7, RKU)

### **13.1.6 Konsekvenser for kulturminner**

Det vil gjøres en vurdering av potensialet for å berøre marine kulturminner i det aktuelle området basert på eksisterende kunnskap om forekomsten av slike objekter i Nordsjøen.

Løsninger for å oppfylle undersøkelsesplikten etter Kulturminneloven vil skisseres.

### **13.1.7 Samfunnsmessige konsekvenser**

Konsekvensutredningen vil inneholde beregninger og analyser av:

- Forventede norske leveranser i utbyggingsfasen
- Sysselsettingseffekter i utbyggings- og driftsfasen
- Samfunnsmessig lønnsomhet, herunder inntekter til stat som følge av skatter og avgifter
- Innvirkning på investeringsnivået på norsk sokkel

### **13.1.8 Oppfølgende tiltak og undersøkelser**

Konsekvensutredningen vil inneholde en nærmere beskrivelse av den miljøovervåking som i dag foregår i Tampen-området, samt i hvilken grad det er behov for spesifikke undersøkelser og overvåking som følge av utbyggingen. I konsekvensutredningen vil det bli gjengitt resultater fra regionale og lokale miljøundersøkelser som er gjennomført i området.