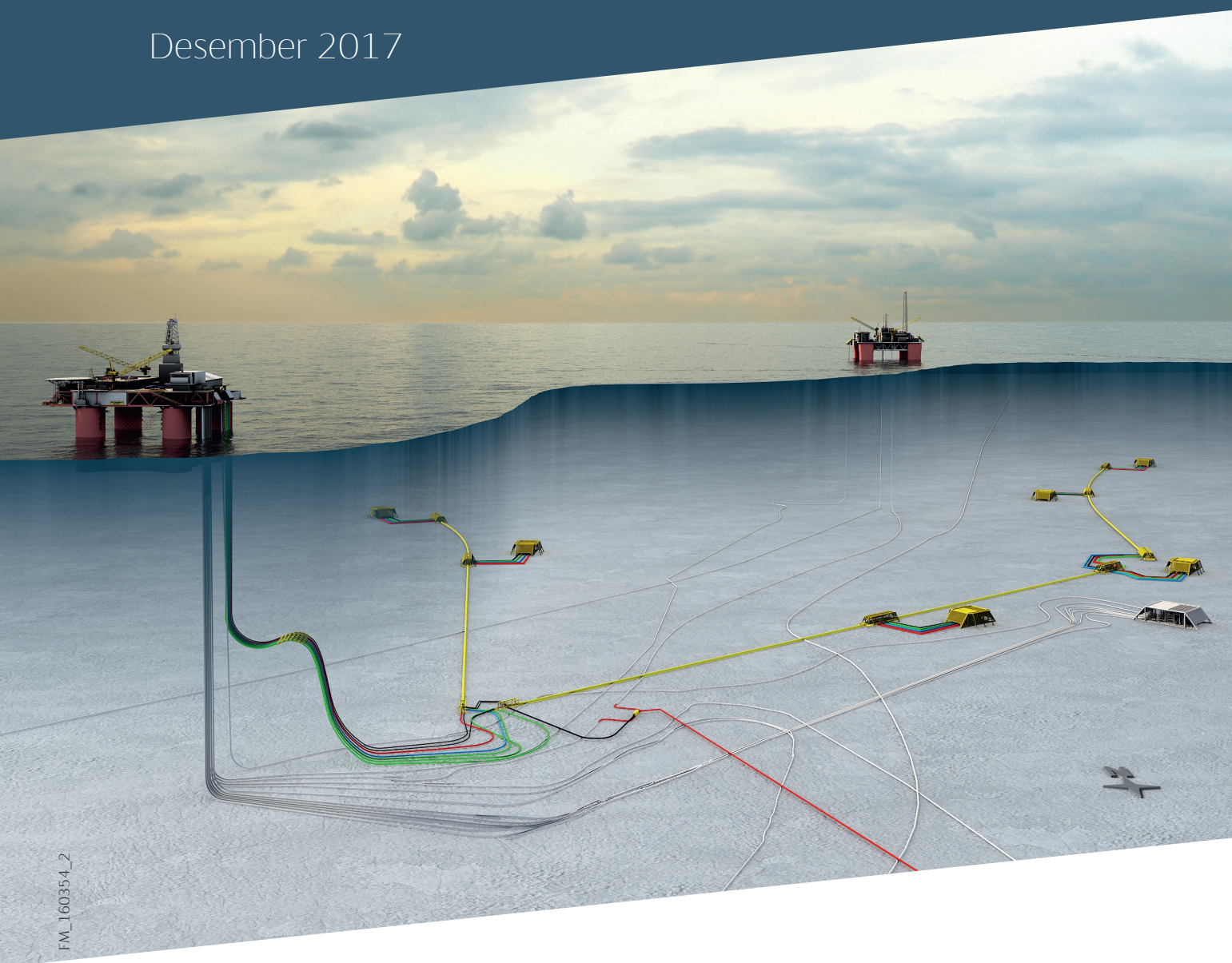


PL057 og PL089 Snorre Expansion Project

Konsekvensutredning

Oppsummering av høringsuttalelser og tilsva

Desember 2017



FM_160354_2



Konsekvensutredning for Snorre Expansion Project – SEP

Oppsummering av høringsuttalelser og tilsvar

Desember 2017

Innhold

1	Innledning	4
2	Sogn og Fjordane fylkeskommune	5
2.1	Ringvirkninger i Sogn og Fjordane.....	5
3	LO	6
4	Industri Energi	8
5	Fellesforbundet	8
6	Miljødirektoratet	8
6.1	Generelt	8
6.2	Utslipp til luft – muligheter for elektrifisering	9
6.3	Utslipp til luft – energioptimalisering og utslippsreducerende tiltak.....	10
6.4	Utslipp til luft – NOx-reducerende tiltak.....	10
6.5	Utslipp til luft – kaldventilering og diffuse utslipp.....	11
6.6	Utslipp til luft – fakling	12
6.7	Utslipp til sjø.....	12
6.7.1	Store utslipp av produsert vann og økt miljørisiko	12
6.7.2	Materialvalg og minimering av kjemikalieforbruk	13
6.8	Subsea hydraulikksystemer	13
6.9	Akutt forurensning.....	14
6.9.1	Rater, oljeegenskaper og miljørisiko.....	14
6.9.2	Beredskap mot akutt forurensning.....	15
6.10	Undervanns lekkasjedeteksjon	16
6.11	Samfunnsmessige konsekvenser	17
6.11.1	Ikke-prissatte miljøkonsekvenser.....	17
6.11.2	Usikkerheten ved beregnet samfunnsmessig lønnsomhet	17
7	Riksantikvaren	19
8	Klima- og miljødepartementet	19
8.1	Utslipp til sjø.....	19
8.2	Akutt forurensning.....	20
8.3	Samfunnsøkonomiske analyser.....	20
8.4	Energiforsyning og utslipp til luft	20
9	Fiskeridirektoratet	22
9.1	Avslutning av produksjonen	22
9.2	Fiskeressurser og fiskeriaktivitet.....	22
9.3	Rørbunter – frie spenn	22
10	Kystverket	23
11	Sjøfartsdirektoratet	23
12	Oljedirektoratet	23

Oppsummering av høringsuttalelser og tilsvar -
Konsekvensutredning for Snorre Expansion Project
- SEP

Dok. nr.
AU-TPD-SEP-00040
Trer i kraft

Rev. nr.

13	NVE	23
14	Utenriksdepartementet	24
15	Justis- og beredskapsdepartementet	24
16	Samferdselsdepartementet	24
17	Arbeids- og Sosialdepartementet	24

1 Innledning

Konsekvensutredning for Snorre Expansion Project (SEP) ble sendt på høring 15. september 2017, med frist for uttalelser 17. november 2017. Det er mottatt svar fra følgende instanser:

Høringsinstans	Dato	Merknad
Sogn og Fjordane fylkeskommune	02.11.2017	
Landsorganisasjonen i Norge (LO)	13.11.2017	
Industri Energi	07.11.2017	Viser til uttalelse fra LO
Fellesforbundet	05.10.2017	Viser til uttalelse fra LO
Miljødirektoratet	10.11.2017	
Riksantikvaren	06.11.2017	
Klima- og miljødepartementet	20.11.2017	
Fiskeridirektoratet	27.09.2017	
Kystverket	17.11.2017	
Sjøfartsdirektoratet	15.11.2017	Ingen kommentarer
Oljedirektoratet	17.11.2017	Ingen kommentarer
NVE	17.11.2017	
Utenriksdepartementet	17.11.2017	Ingen kommentarer
Justis- og beredskapsdepartementet	16.11.2017	Ingen kommentarer
Samferdselsdepartementet	17.11.2017	
Arbeids- og sosialdepartementet	22.11.2017	

I det følgende har operatøren Statoil Petroleum AS (heretter Statoil) oppsummert hovedpunktene fra de mottatte uttalelsene. Statoil har gitt sitt tilsvaer til hver enkelt uttalelse på vegne av lisensens rettighetshavere. Der hvor det er relevant er det gitt henvisning til likelydende eller tilsvarende uttalelser fra andre høringsinstanser. Se også Vedlegg 1 – Adresselisten og Vedlegg 2 – Høringsuttalelser.

Begrepene 'uttalelsen tas til etterretning' og 'uttalelsen tas til orientering' er benyttet i dette dokumentet. Disse skal forstås på følgende måte:

- 'Uttalelsen tas til etterretning' er benyttet om mottatte kommentarer og innspill som Statoil tar til følge eller vil forsøke å ta hensyn til i det videre arbeidet med Snorre Expansion Project eller i selskapets virksomhet for øvrig.
- 'Uttalelsen tas til orientering' er benyttet om mottatte synspunkt og kommentarer som Statoil merker seg og som er vurdert å ikke kreve et svar eller en konkret oppfølging.

2 Sogn og Fjordane fylkeskommune

Som i fråsegn til KU - programmet, vil Sogn og Fjordane fylkeskommune konsentrere fråsegna til konsekvensutgreiing av Snorre Expansion Project (SEP) om samfunnsmessige verknadar gjennom følgjande kommentarar:

2.1 Ringvirkningar i Sogn og Fjordane

1. Snorrefeltet er svært viktig for petroleumsvirksomheita i Flora og Sogn og Fjordane. Mange instansar har i fråsegn til høyring av KU - program for SEP stadfesta dette. Forsyningstenester til feltet, og delt driftsorganisasjon (ref. St.prp. nr. 56 (1987 - 88)) har vore ein grunnstein i utviklinga av miljøet, slik styresmaktene ønskte.
2. Florø ligg nærast feltet. Her er det over tid utvikla areal, kompetanse og annan infrastruktur slik at industrien leverer komplette og konkurransedyktige tenester. Dette tilseier at det både med omsyn til økonomi, miljø og tryggleik, så vel som ut frå omsyn til at aktivitet offshore skal syne att i aktivitet på land, er fornuftig å hente tenester til Snorre-området frå Florø.
3. Det er positivt at konsekvensutgreiinga stadfestar Florø sin posisjon som forsynings- og helikopter-base. Vi legg til grunn at dette gjeld både boring, modifikasjonar på Snorre A og utbygging av SEP, samt for påfølgjande drift.
4. Det er også positivt at det er utarbeidd rapport om ringverknadar. Diverre underbyggjer denne at det er eit misforhold mellom ressursnærleik og aktivitet på land. Av totale investeringar i SEP, vert det kalkulert med at berre 2,4 prosent vil liggje att som aktivitet i Sogn og Fjordane. Vi etterlyser difor verkemiddel som kan bidra til at fylket vårt vil kome betre ut.
5. Utbygging av SEP vil m.a. innebære omfattande aktivitet knytt til røyrlegging og installasjon av subseamodular. Å definere Florø som transportknutepunkt (både personell og utstyr) også for desse aktivitetane, er viktig for at vår leverandørindustri skal finne grunnlag for eit best mogleg inngrep i prosjektet. Så snart hovud- /systemleverandørane er valde, forventar vi difor at det blir arrangert leverandørseminar eller anna med tilsvarande effekt, slik at kontakt mellom desse og leverandør-industrien kan etablerast for å sikre eit best mogleg grunnlag (informasjonsflyt mm.) for konkurransedyktige tilbod av støttetjenester og utstyr.
6. For SEP er det i seinare driftsfase grunn til å tru at det vil være omfattande aktivitet knytt til lagring og vedlikehald av subseautstyr. M.a. i forhold til denne aktiviteten, minner vi om det som står i St.prp. nr. 56 (1987 - 88) om deling av driftsorganisasjon for Snorre mellom Florø og Stavanger. Vedlikehald av innsendt utstyr er blant oppgåvene som vart lagt til Florø. På Fjordbase og i området elles er det over tid utvikla infrastruktur og erfaring til å ta hand om slike oppgåver (både subsea- og anna utstyr). Lokalt bachelorstudium i undervasssteknologi er med å styrkje denne kompetanse-basen.
7. SEP vil innebære hektisk aktivitet i prosjektperioden. Minimum éin bore rigg skal forsynast med personell og utstyr kontinuerleg over fleire år. I denne fasen er det auka behov for forsyningsfartøy, helikoptertransport og tilbringartransport. Vi forventar at operatøren om naudsynt aukar fartøy- og helikopterkapasiteten, og i god tid melder sine behov i høve tredjepart (som Widerøe), slik at gjeldande modell med forsynings- og helikopterbase i Florø

fullt ut lar seg gjennomføre også i dei pressperiodar som vi her må rekne med.

Tilsvaer:

Det er både i KU-programmet, tilsvaret til kommentarene til KU-programmet og i KU opplyst om at SEP vil være en integrert del av Snorre drift. SEP innebærer ingen endring i lokaliseringen av drifts- og basefunksjoner for Snorre-feltet. Det påregnes ikke behov for utvidelse av eksisterende basetjenester.

Det er videre i tilsvaret til kommentarer til KU-programmet presisert at kontraktene til Snorre Expansion Project på vanlig måte tildeles basert på en vurdering av leverandørene på kommersielt grunnlag etter forutgående konkurranse.

Mer detaljert betyr dette at Statoil ved inngåelse av kontrakter for utbyggingsfasen følger overordnede prinsipper om konkurranse mellom flere tilbydere, objektive tildelingskriterier og likebehandling av tilbydere. Ved inngåelse av langsiktige rammekontrakter og større EPC-kontrakter (Engineering, Procurement and Construction), går Statoil ut med informasjon om leveransemuligheter til norsk og internasjonalt næringsliv. Deretter går man ut med en anbudskonkurranse, og velger de leverandørbedrifter, norske eller utenlandske, som samlet sett vurderes som mest konkurransedyktige. Både kompetanse, kapasitet, leveringsevne, HMS og kostnader vektlegges i vurderingene.

Statoil jobber aktivt mot leverandørindustrien i hele Norge for å kunne tilrettelegge for nasjonal og regional verdiskapning. Snorre Expansion Project har også i flere sammenhenger informert om leveransemulighetene knyttet til prosjektet, bl.a. gjennom konsekvensutredningsprosessen og leverandrseminarer regionalt. Der har det bl.a. blitt informert om del-leveranser på følgende områder:

- Produksjon og installasjon av havbunnsutstyr (produksjonsutstyr, rørledninger, kontroll- og strømkabler)
- Boring
- Utstyrsagre
- Transport av utstyr og personell
- Tilgang til grov grus og stein for understøttelse eller tildekking av feltinterne rr, rørbunter og installasjoner

Resultatet fra dette arbeidet er reflektert i vurderingene av nasjonale, regionale og lokale ringvirkninger i konsekvensutredningen.

Nr hovedleverandører er valgt, vil Statoil ta initiativ til et nytt leverandørseminar eller andre tiltak, slik at kontakt mellom hovedleverandørene og leverandørindustrien regionalt blir etablert for å bidra til best mulig grunnlag (informasjonsflyt mm.) for konkurransedyktige tilbud på støttetjenester og utstyr.

3 LO

Det er svert gledelig at Statoil har funnet løsninger som realiserer en utbygging av SEP. Den reduserte aktiviteten etter oljeprisfallet har medført store reduksjoner i antall arbeidsplasser. Den norske leverandørindustrien er avhengig av nye oppdrag.

LO mener SEP er et prosjekt av stor nasjonal verdi. Investering og drift er beregnet til 28 milliarder 2016-kroner, og de samlede inntektene fra produksjonen på SEP er estimert til 83 milliarder 2016-kroner.

Statoil redegjør i konsekvensutredningen for at den totale norske verdiskapningsandelen vil ligge på 61 %. LO vil understreke betydningen av nasjonale, regionale og lokale ringvirkninger av aktiviteten på norsk sokkel. Den

nasjonale oppslutningen om petroleumsaktiviteten bygger på den verdiskapningen og de arbeidsplassene den bidrar med i landet.

Statoil har som største operatør på norsk sokkel et særskilt ansvar for å legge til rette for ringvirkninger i Norge. LO ba i høringen av plan for konsekvensutredningen Statoil belyse følgende spørsmål i utredningen, men kan ikke se at dette er besvart:

- Snorre Expansion Project er et stort subseaprojekt, og lagring og vedlikehold av subseautstyr kan gi mye aktivitet. Dette kan ha stor betydning med hensyn til foregående punkt. På Fjordbasen i Florø og området rundt er det over tid utviklet en infrastruktur og erfaring innenfor slike oppgaver. Det har blant annet blitt opprettet et lokalt bachelorprogram i undervannsteknologi for å styrke denne kompetansen. LO ber om innsikt i hvordan disse oppgavene vil bli organisert.
- Snorre Expansion Project vil innebære en hektisk aktivitet i utbyggings – og modifikasjonsperioden. Det er trolig at en kan ha to rigger som kontinuerlig borer i området over flere år. Dette kan i perioder medføre et økt behov for transportkapasitet (båt og helikopter). LO ber om innsikt i hvordan dette vil bli håndtert.
- Snorre Expansion Project vil innebære mye aktivitet for leverandører og underleverandører. LO ber om innsikt i hvordan Snorre Expansion Project planlegger å muliggjøre at nasjonale, regionale og lokale leverandører kan komme i posisjon for å levere konkurransedyktige løsninger.

Tilsvaer:

Det er både i KU-programmet, tilsvaret til kommentarene til KU-programmet og i KU opplyst om at SEP vil være en integrert del av Snorre drift. SEP innebærer ingen endring i lokaliseringen av drifts- og basefunksjoner for Snorre-feltet. Det påregnes ikke behov for utvidelse av eksisterende basetjenester.

Det er videre i tilsvaret til kommentarer til KU-programmet presisert at kontraktene til Snorre Expansion Project på vanlig måte tildeles basert på en vurdering av leverandørene på kommersielt grunnlag etter forutgående konkurranse.

Mer detaljert betyr dette at Statoil ved inngåelse av kontrakter for utbyggingsfasen følger overordnede prinsipper om konkurranse mellom flere tilbydere, objektive tildelingskriterier og likebehandling av tilbydere. Ved inngåelse av langsiktige rammekontrakter og større EPC-kontrakter (Engineering, Procurement and Construction), går Statoil ut med informasjon om leveransemuligheter til norsk og internasjonalt næringsliv. Deretter går man ut med en anbudskonkurranse, og velger de leverandørbedrifter, norske eller utenlandske, som samlet sett vurderes som mest konkurransedyktige. Både kompetanse, kapasitet, leveringsevne, HMS og kostnader vektlegges i vurderingene.

Statoil jobber aktivt mot leverandørindustrien i hele Norge for å kunne tilrettelegge for nasjonal og regional verdiskapning. Snorre Expansion Project har også i flere sammenhenger informert om leveransemulighetene knyttet til prosjektet, bl.a. gjennom konsekvensutredningsprosessen og leverandørseminarer regionalt. Der har det bl.a. blitt informert om del-leveranser på følgende områder:

- Produksjon og installasjon av havbunnsutstyr (produksjonsutstyr, rørledninger, kontroll- og strømkabler)
- Boring
- Utstyslagre
- Transport av utstyr og personell
- Tilgang til grov grus og stein for understøttelse eller tildekking av feltinterne rør, rørbunter og installasjoner

Resultatet fra dette arbeidet er reflektert i vurderingene av nasjonale, regionale og lokale ringvirkninger i konsekvensutredningen.

Når hovedleverandører er valgt, vil Statoil ta initiativ til et nytt leverandørseminar eller andre tiltak, slik at kontakt mellom hovedleverandørene og leverandørindustrien regionalt blir etablert for å bidra til best mulig grunnlag (informasjonsflyt mm.) for konkurransedyktige tilbud på støttetjenester og utstyr.

4 Industri Energi

Industri Energi uttaler seg sammen med LO og viser til LO's uttalelse, se kapittel 3.

5 Fellesforbundet

Fellesforbundet uttaler seg sammen med LO og viser til LO's uttalelse, se kapittel 3.

6 Miljødirektoratet

6.1 Generelt

Som høringsinstans er Miljødirektoratets rolle å gi anbefalinger knyttet til Stortingets behandling av Statoils program for utbygging og drift for SEP. Vi baserer våre anbefalinger på vår erfaring som miljømyndighet, og på den miljøfaglige, teknologiske og samfunnsøkonomiske kunnskapen våre oppgaver krever. Selv om Statoil, som operatør, er mottaker av dette brevet, er innspillene også rettet mot ressursmyndighetene som skal legge fram saken for Stortinget.

Dersom utbyggingen av SEP godkjennes, vil det kreve oppdatering av gjeldende tillatelse etter forurensningsloven for Snorrefeltet. Miljødirektoratets oppgave blir da, som myndighetsutøver, å fastsette vilkår for å motvirke at forurensning fører til skader eller ulemper for miljøet. Noen av våre kommentarer til KU er knyttet til denne prosessen. Dette for å sikre forutsigbarhet, at våre forventninger blir tidlig kjent, slik at operatøren kan implementere nødvendige tiltak på en kostnadseffektiv måte.

Konsekvensutredningen (KU) er en viktig del av grunnlaget for beslutningen om utbygging. På generelt grunnlag mener Miljødirektoratet at Statoil har lagt ned mye godt arbeid som underlag for KU. Men på enkelte områder mener vi foreliggende KU er mangelfull og ikke gir god nok eller tilstrekkelig grunnlag for å vurdere tiltaksmulighetene/miljøkonsekvensene.

Tilsva:

Statoil tar uttalelsen angående Miljødirektoratets rolle som høringsinstans til orientering. . Snorre Expansion Project (SEP) er kjent med Miljødirektoratets pålegg til Snorre Drift om oppdatering av utslippstillatelsen for Snorre-feltet. SEP og Snorre Drift har i fellesskap etablert dialog med Miljødirektoratet for å avklare faglige forventninger og praktiske forhold rundt søknadsprosessen. Det er avtalt en tidsplan for oppdatering av utslippstillatelsen som gir rom for å ta hensyn til endringer på Snorre-feltet som følge av SEP. BAT vurderinger og utslippsreducerende tiltak er dokumentert i konsekvensutredningens kapittel 3.7. For en stor del av tiltakene er endelig beslutning om implementering ikke fattet. Status for disse tiltakene er derfor angitt som 'Vurderes videre', jfr. tabell 3-2, Som det fremgår av diskusjonen i kapittel 3.7, er implementering av tiltakene vurdert som sannsynlig basert på tilgjengelig teknisk og økonomisk informasjon. Endelig beslutning

om implementering av tiltakene fattes av Snorre Drift. Alle tiltak med status 'Vurderes videre' og som gjelder utslipp til luft (se tabell 3-2) ligger på plan for behandling i Snorre Drift i 2018. Tiltaksmulighetene vil bli fulgt opp i forbindelse med oppdateringen av utslippstillatelsen for Snorre-feltet.

De aktuelle utslippsreducerende tiltakene på Snorre-feltet er en del av en større tiltaksportefølje for å oppfylle Statoils strategiske målsetting på klimaområdet. Denne målsettingen innebærer en samlet reduksjon i utslippet av CO₂ fra Statoilopererte felt på norsk sokkel på 2 millioner tonn i 2030 sammenlignet med 2020. Tiltakene gjennomføres på tvers av hele selskapets aktivitet på norsk sokkel. Gjennomføring av tiltak på Snorre-feltet koordineres med tilsvarende tiltak på andre felt for mest mulig effektiv måloppnåelse.

Se også tilsva-
r i kapitlene 6.3, 6.5 og 6.6.

6.2 Utslipp til luft – muligheter for elektrifisering

Å elektrifisere Snorre-feltet med kraft fra land er vurdert å ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomt av Statoil. Miljødirektoratet mener imidlertid Snorre-feltet er en god kandidat for å elektrifisere et eksisterende felt, både ut fra at tiltakskostnaden er sammenlignbar med kostnaden ved å elektrifisere nye felt, og at det er teknisk gjennomførbart.

Miljødirektoratet mener at utslippsprofilen som er lagt til grunn for elektrifiseringsvurderingen ikke stemmer med forventede fremtidige utslipp av CO₂ fra Snorre-feltet. Direktoratet anslår i sin uttalelse at CO₂-utslippet fra kraftgenerering forventes å være i størrelsesorden 470 000 tonn/år, og at dette er vesentlig høyere enn tallene som er brukt i elektrifiseringsstudien. Direktoratet ber om at Statoil begrunner sine antagelser for utslipp fra Snorre-feltet fra 2020-2040, i referansen uten SEP, og dersom SEP gjennomføres med og uten elektrifisering. Ved en manglende begrunnelse vil vi at Statoil på nytt beregner tiltakskostnader for elektrifisering basert på at dagens utslipp fra Snorre-feltet vedvarer.

Tilsva- r:

Statoil tar uttalelsen angående Snorre-feltets kandidatur for elektrifisering til orientering.

Miljødirektoratet oppfatter at det er en uoverensstemmelse mellom rapporterte CO₂ utslipp fra Snorre-feltet (2016) og utslippsprofilen i årene fremover som er benyttet i beregningen av tiltakskostnadene for elektrifiseringsalternativene.

Statoil har grunn til å anta at dette beror på en misforståelse. Begge elektrifiseringsalternativene gjelder kun elektrisk kraftgenerering, se kapittel 3.7.2 og Vedlegg C i konsekvensutredningen. Vigdis-turbinen som driver 3 kompressorer i Vigdis-delen av anlegget ved direkte drift og dieselgeneratorer, er ikke omfattet av elektrifiseringsalternativene. Årsaken til at Vigdis-turbinen ikke er inkludert er de uforholdsmessig høye kostnadene en utbytting av turbinen med en elektrisk driver vil medføre. En eventuell utskiftning av turbinen innebærer store tekniske utfordringer og gjennomførbarhet kan ikke bekreftes uten omfattende tekniske studier. Tiltaket vil også medføre flere måneder med redusert produksjon fra SNA fordi Vigdis-delen av gasskompresjonsanlegget er ute av drift. Basert på en optimistisk forutsetning om at tiltaket er teknisk gjennomførbart, er konklusjonen at tiltakskostnaden for elektrifisering av Snorre-feltet vil øke vesentlig dersom Vigdis-turbinen inkluderes. Isolert sett vil elektrifisering av Vigdis-turbinen ha en tiltakskostnad på mer enn 3000 NOK/tonn CO₂ (5 % kalkulasjonsrente).

Utslippene fra Vigdis-turbinen er i et gjennomsnittså-
r beregnet til om lag 85 000 tonn CO₂/år. I tillegg vil det være utslipp fra dieselgeneratorer som kan variere betydelig fra år til år, men som i konsekvensutredningen er estimert til 20 000 tonn CO₂/år.

Utslppsprofilen som er lagt til grunn for tiltakskostnadsberegningen fremgår av Figur C-8 i konsekvensutredningen. Oppstart av elektrifisering er forutsatt i juni/juli 2023. Gjennomsnittlig årlig CO₂ utslipp fra elektrisk kraftgenerering i perioden frem til 2030 når Vigdis-feltet tas ut av produksjon vil være om lag 360 000 tonn CO₂/år. Legges det til 85 000 tonn CO₂/år fra Vigdis-turbinen og 20 000 tonn CO₂/år fra dieselgeneratorer, utgjør dette til sammen 465 000 tonn CO₂/år. Dette er tilnærmet den samme utslippsmengden som Miljødirektoratet nevner i sin uttalelse (470 000 tonn CO₂/år). Etter 2030 når Vigdis tas ut av produksjon vil årlige utslipp fra Snorre-feltet synke med om lag 50 000 tonn CO₂/år i gjennomsnitt. Det presiseres for ordens skyld at Vigdis-turbinen fortsatt vil være i bruk selv om produksjon fra Vigdis-feltet stenges ned etter 2030.

6.3 Utslipp til luft – energioptimalisering og utslippsreducerende tiltak

Dersom energianlegget på Snorre B utnyttes maksimalt gir dette, ifølge Statoil, langt mer kraft enn Snorre B trenger selv. Den overskytende kraften må overføres til Snorre A i eksisterende kraftkabel og kan erstatte produksjon i mindre effektive turbiner på Snorre A. Overføringskapasiteten i kabelen er oppgitt til maksimalt 22 MW, men begrenset til om lag 15-17 MW ved normal drift.

Statoil har sett på ulike alternativer for å øke kraftoverføringen mellom Snorre A og Snorre B. Tiltakene, som ifølge Statoil er delvis overlappende, vil redusere behovet for kraftproduksjon på Snorre A og muliggjør nedstengning av den ene av to generatorturbiner på Snorre A.

Tiltakene som er vurdert, vil redusere utslippet på Snorrefeltet med om lag 40 500 – 54 000 tonn CO₂/år. Ingen av tiltakene er endelig besluttet. Statoil opplyser at tiltakene vurderes videre, og at oppdatert status for dette arbeidet vil bli gitt i PUD (desember 2017) og i forbindelse med oppdatering av utslippstillatelsen for Snorre-feltet.

Det er av stor betydning at tiltak gjennomføres for å redusere klimagassutslippene på Snorre-feltet. Flere av energieffektiviseringstiltakene som er vurdert, er også aktuelle dersom elektrifisering gjennomføres. Dette gjelder bl.a. økt overføringskapasitet i kabelen, oppgradering av kompressorer i Vigdis-delen av anlegget, reduksjon av interne lekkasjer i Snorre VAG-kompressor og utskifting av innmat i oljeeksportpumper på Snorre A. Vi anbefaler derfor at det ved eventuell godkjenning av SEP stilles vilkår om gjennomføring av energieffektiviseringstiltak som bl.a. øker overføringskapasiteten i kraftkabelen og reduserer kraftbehovet på Snorre-feltet.

Tilsvar:

Det vises til generelt tilsvar om utslippsreducerende tiltak og tiltaksgjennomføring i kapittel 6.1.

Ingen av tiltakene med status 'Vurderes videre' i kategorien energioptimalisering er endelig besluttet, men ligger på plan for behandling i Snorre Drift i 2018. Tiltaksmulighetene vil bli fulgt opp overfor Miljødirektoratet i forbindelse med oppdateringen av utslippstillatelsen for Snorre-feltet.

6.4 Utslipp til luft – NOx-reducerende tiltak

Kraftgenerering på Snorre-feltet medfører også høye NOx-utslipp. Utslipet utgjorde totalt 2 449 tonn i 2016. Utslipet er det fjerde største utslippet på norsk sokkel.

Elektrifisering av Snorre-feltet med kraft fra land vil gi vesentlige NOx-reduksjoner over feltets levetid. I vår uttalelse til program for konsekvensutredning ble Statoil bedt om å gi en grundig vurdering av NOx-reducerende tiltak, herunder muligheten for installering/ombygging til lav-NOx-teknologi (DLE-teknologi) eller injeksjon av vann eller damp i brennkammeret.

Statoil opplyser at lav-NOx-teknologi ikke er realitetsvurdert i forbindelse med PUD/KU for SEP, fordi tiltak er forkastet i tidligere fase pga. teknisk kompleksitet og behov for lang driftsstans. Miljødirektoratet anser utredningen for å være mangelfull på dette punktet. Flere av turbinene på Snorrefeltet er forberedt for ombygging til lav-NOx (DLE-teknologi). Injeksjon av vann i brennkammeret (WLE-teknologi) er en alternativ løsning til DLE-ombygging. WLE-teknologi er implementert på en av turbinene på Troll C med støtte fra NOx-fondet.

Statoil har nylig søkt om samtykke til forlenget drift av Snorre A og B. Dersom samtykke til forlenget drift krever tiltak knyttet til eksisterende kraftgenererende utstyr på Snorre-feltet (eksempelvis utskifting/større oppgraderinger av roterende utstyr) eller en forlenget driftsstans, og dette ikke er vurdert i forbindelse med utarbeidelse av konsekvensutredningen, anser vi forutsetningene som endret. Dette bør i så fall utløse oppdaterte vurderinger av tiltakskostnader for elektrifisering med kraft fra land og i tillegg vurderinger av NOx-reduserende tiltak sammenlignet med kostnaden ved å oppgradere turbinene.

Tilsva:

Det er en grunnleggende forutsetning for realisering av Snorre Expansion Project at eksisterende kraftgenereringsanlegg på Snorre-feltet skal benyttes uten større og kostnadskrevende oppgraderinger. Det er gjennomført overordnede BAT-vurderinger for NOx-reduserende tiltak i FEED-studien (Aibel 2017) som grunnlag for konsekvensutredningen for SEP. Disse bekrefter konklusjonene fra tidligere planfaser.

Turbinene på Snorre A er ikke forberedt for ombygging til lav-NOx. Det er estimert at implementering av lav-NOx-teknologi (DLE) på disse turbinene vil koste i størrelsesorden 2 milliarder NOK. Videre er det grovt estimert at kostnaden for WLE for alle turbinene på Snorre A (4 stk) vil være i størrelsesorden 1-1,5 milliard NOK. Dette er basert på erfaringer fra Troll C hvor WLE teknologi på én turbin er implementert med en kostnad på 450-500 millioner NOK. De nevnte tiltakene har høy teknisk kompleksitet og implementering vil medføre lengre driftsstans på Snorre A. Implementering av lav-NOx tiltak som nevnt vurderes derfor ikke som hensiktsmessig, og kan ikke gjennomføres innenfor rammene av en realisering av SEP.

Turbinene på Snorre B er forberedt for ombygging til DLE, og kan oppgraderes mer kostnadseffektivt enn turbinene på Snorre A. Mulige NOx-reduserende tiltak på Snorre B er imidlertid ikke vurdert i konsekvensutredningen siden SEP ikke planlegger noe arbeid på Snorre B.

Det er ikke forventet at levetidsforlengelse vil medføre større oppgraderinger av roterende utstyr eller ytterligere driftstanser utover de allerede planlagte.

6.5 Utslipp til luft – kaldventilering og diffuse utslipp

Utslipp av metan og NMVOC fra prosessen kan reduseres vesentlig ved å implementere utslippsreducerende teknikker og Statoil har identifisert følgende mulige tiltak på Snorrefeltet:

- Erstatte brenngass som spyle- og teppegass med nitrogen i oppsamlingsystemene og lagertank for oljestrømmer. Reduksjonspotensialet er av Statoil estimert til 15 630 tonn CO₂-ekvivalenter/år. Tiltaket er identifisert som et lønnsomt tiltak.
- Flytte vent fra TEG-glykolkokeren over til lavtrykkfakkelsystemet. Utslippet vil kunne elimineres helt siden fakkeltgassgjenvinning er besluttet implementert på Snorre A. Reduksjonspotensialet er av Statoil estimert til 3 200 tonn CO₂-ekvivalenter per år.

Statoil påpeker at tiltakene ikke er endelig besluttet, men at foreløpige vurderinger tilsier at tiltakene kan være lønnsomme. Statoil vil redegjøre for status for dette arbeidet i PUD og i forbindelse med oppdatering av

utslippstillatelsen for Snorrefeltet. Miljødirektoratet anbefaler at det stilles vilkår om gjennomføring av ovennevnte tiltak ved en eventuell PUD-godkjenning av SEP.

**Tilsva-
r:**

**Det vises til generelt tilsva-
r om utslippsreduerende tiltak og tiltaksgjennomføring i kapittel 6.1.**

Ingen av tiltakene med status 'Vurderes videre' i kategorien kaldventilering er endelig besluttet, men ligger på plan for behandling i Snorre Drift i første kvartal 2018. Tiltaksmulighetene vil bli fulgt opp overfor Miljødirektoratet i forbindelse med oppdateringen av utslippstillatelsen for Snorre-feltet.

6.6 Utslipp til luft – fakling

Statoil har besluttet å gjenvinne fakkalgassen på Snorre A (dvs. lukket fakkelsystem) tilsvarende som på Snorre B. Ifølge Statoil gjennomføres tiltaket uavhengig av SEP, og hvor nødvendige modifikasjoner utføres i forbindelse med vedlikeholdsstans på Snorre A i 2017. Miljødirektoratet vurderer at dette er et godt og viktig tiltak, som i tillegg til å redusere klimagassutslipp, reduserer utslipp av NOx og andre forbrenningsutslipp på Snorrefeltet.

**Tilsva-
r:**

Statoil tar dette til orientering.

6.7 Utslipp til sjø

6.7.1 Store utslipp av produsert vann og økt miljørisiko

Nullutslippsmålet for utslipp av olje og miljøfarlige stoffer til sjø fra petroleumsvirksomheten ble etablert i St.meld.nr 58 (1996-1997) om Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling og er senere presisert og operasjonalisert i en rekke stortingsmeldinger. Senest i 2016 leverte Miljødirektoratet en vurdering av måloppnåelse. I rapporten konkluderte vi med at målet ikke er nådd, og at vi er lengre fra målet nå enn tidligere. Bakgrunnen er både at utslippsmengden har økt, og at den beregnede risikoen fra disse utslippene er økende. Det er produsertvann som er hovedkilden til slike utslipp. Vi pekte på at utslipp av dispergert olje og naturlig forekommende miljøgifter i produsertvann fra norsk sokkel øker fordi de eksisterende renseanleggene for noen av de eldre feltene ikke lenger er optimale for vannmengdene og vannkvaliteten som følger av den nåværende produksjonen, og fordi mange felt har en lavere injeksjonsgrad enn opprinnelig planlagt.

Utslippet av olje til sjø med produsertvann vil øke på Snorrefeltet som følge av SEP. Statoil har beregnet bidraget fra SEP til henholdsvis 150 kg olje/dag og 53 tonn olje/år. Snorre A er per 2016 den installasjonen på norsk sokkel som slipper ut den største mengden olje til sjø. Årlig utslipp av olje til sjø fra Snorre A vil øke fra 162 tonn (2016) til nær 200 tonn/år i perioden 2024-2029. Ifølge Statoil har renseanlegget på Snorre A kapasitet til å håndtere økte vannmengder.

Statoil har i konsekvensutredningen redegjort for tekniske utfordringer knyttet til å starte med injeksjon av produsertvann i et modent felt der det allerede er injisert sjøvann som trykkstøtte, og planlegger derfor ikke injeksjon. Miljødirektoratet tar dette til etterretning. Vi vil imidlertid påpeke at den planlagte økningen i utslipp til sjø av produsertvann fra SEP vil bidra til at det blir vanskeligere å nå nullutslippsmålet og gjør det dermed enda viktigere at nye feltutbygginger gjennomfører reinjeksjon.

Økningen i utslipp av produsertvann medfører også økte utslipp av komponenter som bidrar til miljørisiko. Statoils prognoser over forventede EIF (Environmental Impact Factor) - verdier viser at Snorre A som følge av SEP vil ha EIF-verdier som ligger mellom 140 og 160 i en tiårsperiode. Dette er svært høye risikofaktorer hvis man sammenligner disse verdiene med situasjonen på norsk sokkel i 2015. Snorre A får den 7. høyeste EIF-verdien på norsk sokkel. Slik SEP er beskrevet i KU, vil utbyggingen bidra til en økning av det samlede risikobidraget fra produsertvann på norsk sokkel. Miljødirektoratet har allerede igangsatt en særskilt oppfølging av de felt på norsk sokkel som har en EIF over 100 for å få operatørene til å gjennomføre tiltak som vil senke risikobidraget sitt. Snorre må forvente en tilsvarende oppfølging.

EOR-tiltak er ikke utredet i foreliggende KU, men Miljødirektoratet er kjent med at ressursmyndighetene har en uttalt strategi om størst mulig utvinningsgrad fra feltene på norsk sokkel. EOR-tiltak, slik som injeksjon av store mengder kjemikalier, kan medføre en betydelig økning i utslipp av kjemikalier med lave nedbrytningsevner gjennom produsertvann og følgende mulige miljøkonsekvenser. Miljødirektoratet fraråder å tillate injeksjon av store mengder kjemikalier som et EOR-tiltak, med mindre alt produsertvann reinjiseres. Dersom dette blir aktuelt i en senere fase i drift av Snorre, forutsetter Miljødirektoratet at det gjennomføres en ny konsekvensutredning.

**Tilsva-
r:**

Det foregår en kontinuerlig aktivitet i Snorre drift med sikte på å redusere bruken av miljøskadelige kjemikalier eller skifte ut miljøskadelige kjemikalier med mer miljøvennlige alternativer. Dette arbeidet vil bli videreført, og forventes å gi resultater i form av redusert EIF-bidrag fra produsert vann.

Det planlegges ingen EOR-tiltak som nevnt i Miljødirektoratets uttalelse på Snorre-feltet.

Uttalelsen forøvrig tas til etterretning.

6.7.2 **Materialvalg og minimering av kjemikalieforbruk**

På Snorre er korrosjonsinhibitor en stor bidragsyter til risiko knyttet til produsertvann. For å redusere denne risikoen, anbefaler Miljødirektoratet at Statoil benytter korrosjonsbestandig materiale dersom dette kan bidra til å redusere bruk av korrosjonshemmer. Statoils vurdering av bruk av korrosjonsbestandig materiale bør derfor inngå i underlaget som OED og Stortinget skal basere sin videre behandling på.

**Tilsva-
r:**

Alle nye anleggsdeler som introduseres i forbindelse med SEP undervannsanlegg eller på Snorre A topside og som kan bli eksponert for korrosive fluider vil bli utført i korrosjonsbestandig materiale. Bidraget fra SEP til økt bruk av korrosjons-hemmer vil utelukkende være knyttet til økt gjennomstrømning i eksisterende korrosjonsutsatte anleggsdeler.

6.8 **Subsea hydraulikksystemer**

På Snorre A er det lukkede hydraulikksystemer. I henhold til årsrapporten for 2016 er hovedandelen av hydraulikkvæskene som brukes subsea på Snorre A i gul kategori. Ifølge KU så skal det benyttes lukkede hydraulikksystem på SEP også. Statoil har imidlertid sendt inn en rettelse til KU datert 24. oktober 2017 der det fremgår at de planlegger for et åpent hydraulikksystem.

Et åpent hydraulikksystem vil medføre utslipp av hydraulikkvæske til sjø ved operasjon av ventilene. Statoil estimerer et utslipp på 35-50 m³ per år og vurderer dette utslippet til å ha en ubetydelig konsekvens. Etter Miljødirektoratets vurdering er ikke bruk av åpent system som medfører økte utslipp til sjø BAT. Snorre A har allerede et lukket system med minimale utslipp. Miljødirektoratet viser til Aktivitetsforskriften §66 "Bruk og utslipp av kjemikalier skal reduseres så langt det er mulig.". Miljødirektoratet vurderer denne endringen til å være dårlig dokumentert og vi ber om at Statoil i forbindelse med innlevering av PUD begrunner særskilt hvorfor de anser et åpent hydraulikksystem som BAT.

**Tilsva-
r:**

Det presiseres at rettelsen til konsekvensutredningen datert 24. oktober 2017 ikke innebærer en reell endring i planlagt hydraulikk-løsning for SEP. Statoil har hele tiden planlagt å benytte et åpent hydraulikksystem i tråd med standard løsning i industrien generelt. Beskrivelsen i den opprinnelige konsekvensutredningen kan kun beskrives som et beklagelig arbeidsuhell internt hos Statoil.

Det er riktig at det er lukkede hydraulikksystemer på Snorre A, og at det er disse som er omtalt i årsrapportene for Snorre-feltet til Miljødirektoratet. Det er imidlertid også et åpent hydraulikksystem på Snorre A. Dette benyttes for operasjon av undervannsanlegget på Vigdis-feltet. Utslippene fra dette systemet er rapportert i årsrapportene for Vigdisfeltet siden utslippene skjer subsea på Vigdis undervannsanlegg.

Hydraulikksystemet for SEP innebærer en utvidelse av det åpne hydraulikksystemet for Vigdis-anleggene.

Det er i flere sammenhenger blitt argumentert for at miljøbelastningen fra åpne hydraulikksystemer må anses for akseptabel gitt hydraulikkvæskenes sammensetning med høy andel grønne kjemikalier (vann og etylenglykol) og kun 10 % innhold av kjemikalier i gul kategori (Y2). Det har også vært påpekt at selv om det ikke er operasjonelle utslipp fra et lukket system, kan det observeres et visst tap av hydraulikkvæske også fra slike systemer. Hydraulikkvæsker som benyttes i lukkede systemer vil generelt ha dårligere miljøegenskaper enn tilsvarende i åpne systemer. Eventuelle uhellshendelser med utslipp av hydraulikkvæske (brudd på ledning e.l.) vil av samme grunn medføre større miljøkonsekvenser ved et lukket kontra et åpent system.

6.9 Akutt forurensning

6.9.1 Rater, oljeegenskaper og miljørisiko

Ratene som er lagt til grunn for oljedriftsmodelleringen og miljørisikoanalysen er henholdsvis 3619 Sm³/døgn og 3508 Sm³/døgn for overflate- og sjøbunnsutblåsning. Lengste varighet for en utblåsning er satt til 91 døgn, tiden det tar å bore en avlastningsbrønn. Dette tilsvarer varigheten av Macondoutblåsningen. Snorreoljen har et raskt vannopptak og danner stabile emulsjoner. Modelleringer viser at den korteste drivtiden til land er 8,9 døgn. 18 områder betegnet som Verdsatte Økosystem (VØK) kan rammes, inkludert Froan og Frøya. Det fremgår av KU at det høyeste utslaget for miljørisiko er alkekonge om høsten og det utgjør 80 % av de feltspesifikke akseptkriteriene i skadekategori alvorlig i høyaktivitetsåret 2022. Dette er et relativt høyt risikonivå, som også er forbundet med betydelig usikkerhet, og vi forventer at Statoil iverksetter tiltak for å redusere miljørisiko. I søknaden til Miljødirektoratet om utslippstillatelse forventer vi oppdaterte analyser for å synliggjøre miljørisiko og beredskapsbehov knyttet til SEP, inkludert beskrivelser av planlagte risikoreducerende tiltak utover beredskap.

**Tilsva-
r:**

Statoil vil beskrive miljørisiko og beredskapsbehov knyttet til SEP i søknaden om oppdatert utslippstillatelse for Snorre-feltet.

6.9.2 Beredskap mot akutt forurensning

Statoil har beregnet et foreløpig beredskapsbehov på 13 systemer for mekanisk bekjempelse i barrierene på felt/åpent hav for Snorre-feltet. 13 systemer vil kreve 26 fartøyer (oljevernartøy + slepefartøy), samt systemer for overvåking og koordinering av aksjonen. Statoil har i KU ikke synliggjort hva beredskapsbehovet som følger av SEP er. Det fremkommer ikke av KU at Statoil har vurdert bruk av dispergering som bekjempelsesstrategi for Snorre. Dette forventer vi at blir kommentert i søknad om utslippstillatelse.

Miljødirektoratet har tidligere påpekt utfordringene ved et så omfattende beredskapsbehov for andre felt og operasjoner, blant annet for Johan Sverdrup, Johan Castberg og for enkelte leteboringer i Norskehavet. Vi har etterlyst en bedre dokumentasjon på om det faktisk er mulig å gjennomføre en beredskapsaksjon med så mange systemer. Det beregnede beredskapsbehovet er basert på flere forutsetninger, som blant annet innebærer at en stor andel av systemene må bekjempe oljen nær kilden, hvilket vil si innen noen få kilometer fra utslippskilden. Det vil innebære store utfordringer å koordinere og manøvrere et stort antall fartøyer og systemer innenfor et begrenset område. Fartøyene vil kunne fordeles utover et større område, og følge oljen i dens drivbane, men dersom dette legges til grunn som forutsetninger, vil beredskapsbehovet øke ytterligere fordi mulig oppsamlet mengde per system vil reduseres.

13 systemer i barrieren "på felt/åpent hav" er en stor andel av sokkelens store havgående beredskapssystemer. Vi har tidligere etterlyst dokumentasjon fra Statoil på hvor lenge en aksjon med så mange systemer vil kunne opprettholdes, dvs. utholdenheten av systemene og den samlede aksjonen. Utholdenheten av et system er avhengig av hvor lenge mannskapet kan arbeide før de må avløses, behov for vedlikehold og utskiftning/reparasjoner av utstyr, avhending av olje/emulsjon til tankskip og en rekke andre faktorer. Etter en tid vil et fartøy kunne erstattes av andre beredskaps-fartøyer på sokkelen, men det er et begrenset antall slike fartøyer tilgjengelig. For tiden er det 11 oljevernartøyer i stående beredskap og rundt 17 mobiliserbare fartøyer. Det er tilgjengelig 25 komplette NOFO-systemer (lense og oljeopptaker), med en beslutning om innkjøp av ytterligere to systemer. Det foreligger god dokumentasjon på tilgjengeligheten av disse systemene, og også andre systemer som er tilgjengelig gjennom avtaler med nasjonale og internasjonale aktører. Disse tilleggsressursene har imidlertid ikke tilsvarende kapasitet og effektivitet som systemene fra NOFO. Så langt er det Miljødirektoratets vurdering at Statoil ikke har presentert tilfredsstillende dokumentasjon på utholdenhet ved en aksjon som krever så mange systemer som er planlagt for SEP.

Vi vil videre påpeke at en beredskapsaksjon med i alt 13 systemer, som mest sannsynlig vil måtte erstattes av andre systemer på sokkelen etter en viss tid, vil legge beslag på en betydelig andel av den samlede beredskapen på norsk sokkel gitt en utblåsningshendelse på Snorre. Konsekvensen av dette vil kunne bli at andre felt ikke kan etterleve sine krav til beredskap og installasjoner vil måtte stenge ned produksjonen, med de økonomiske konsekvenser dette vil ha. Det finnes flere eksempler på felt som har et tilsvarende og høyere beredskapsbehov enn Snorre, eksempelvis Johan Sverdrup og Johan Castberg. Vi etterlyser en vurdering fra Statoil om i hvilken grad de faktisk har tilgang til så mange systemer gjennom en lengre beredskapsaksjon som de har lagt til grunn.

Tilsva:

Snorre-feltet har p.t ikke forhåndstillatelse til bruk av dispergeringsmidler som bekjempelsesmetode ved en utblåsing. Bruk av kjemisk dispergering på hele Snorre-feltet er behandlet i beredskapsanalysen som er utarbeidet med grunnlag i oppdatert miljørisikoanalyse for Snorre-feltet inkludert SEP. Beredskapsanalysen er vedlagt i sin helhet, vedlegg 3. Kjemisk dispergering vil kommenteres i utslippssøknaden.

Beredskapsbehovet for Snorre-feltet er beregnet og oppgitt til å være 13 systemer i barriere 1 og 2. Dette er beredskapsbehovet ved en utblåsning ved vinterforhold, som er dimensjonerende sesong på Snorre-feltet. Ved en utblåsning sommerstid vil det beregnede beredskapsbehovet være lavere. Ved en hendelse vil det reelle beredskapsbehovet vurderes fortløpende, og vil kunne variere etter hvert som hendelsen utvikler seg. I kommunikasjon med myndigheter rapporteres vanligvis det sammenslåtte beredskapsbehovet i barriere 1 og 2. Barriere 1 er oppsamling av olje nær kilde, mens barriere 2 er oppsamling lenger unna kilden. Både barriere 1 og 2 er offshore. Det er derfor ikke riktig at det nødvendigvis vil være 26 fartøyer i aksjon nær kilden ved en utblåsning. Metodikken for beregning av beredskapsbehovet tar videre hensyn til forskjellen mellom barriere 1 og 2 når det gjelder olje tilgjengelig for opptak. Detaljer rundt dette er vist i tabell 5-3 i beredskapsanalysen for Snorre-feltet. Tabellen nedenfor viser beredskapsbehovet fordelt mellom barriere 1 og 2 under sommer og vinterforhold.

	Vinter 5 °C - 10 m/s	Sommer 15 °C - 5 m/s
Beregnet behov for NOFO-systemer i barriere 1	6	3
Beregnet behov for NOFO-systemer i barriere 2	7	2
Beregnet behov for NOFO-systemer i barriere 1 og 2	13	5

I forbindelse med forberedelsene til leteboringskampanjen i Barentshavet sommeren 2017 utarbeidet Statoil et dokument som omhandler utholdenhet og opptrapping av oljevernaksjon ledet av Statoil. Dette dokumentet vil også være dekkende for en oljevernaksjon i Nordsjøen, og er vedlagt i sin helhet, vedlegg 4.

Beredskapen på norsk sokkel er dimensjonert for å kunne takle en enkelt pågående hendelse, på samme måte som den statlige beredskapen langs norskekysten er dimensjonert for å kunne bekjempe en enkelt pågående hendelse. NOFO vurderer fortløpende hvor mange systemer de må ha tilgjengelig i sin utstyrspool. Utstyrspoolen er dimensjonert for å kunne opprettholde en langvarig oljevernaksjon. Statoil er et aktivt medlem i NOFO og bidrar med informasjon mht. planlagt aktivitetsnivå i fremtiden. Det er for øvrig besluttet at NOFO vil gå til innkjøp av ytterligere 5 systemer, slik at antall tilgjengelige systemer på norsk sokkel etter hvert blir 30. Dette øker robustheten til oljevernberedskapen på norsk sokkel.

Problemstillingen med samtidig ressursbruk er også spilt inn til NOFO og vil tydeliggjøres som en del av pågående oppdatering av planverket.

Ved behov for avtalefestet utstyr fra andre leverandører enn NOFO vil Statoil påse at slikt utstyr har relevant kapasitet.

Statoil har utarbeidet 'Business Continuity' planer som vil bli brukt ved en større hendelse. Det vil fortløpende bli vurdert om beredskapen er godt nok ivaretatt på resterende felt ved en hendelse slik at produksjon kan opprettholdes. En konsekvens av en pågående beredskapshendelse kan være at andre felt må redusere eller stenge sin produksjon.

6.10 Undervanns lekkasjedeteksjon

Statoil påpeker at det ikke forelå noen beslutning om lekkasjedeteksjon for undervannsanleggene på SEP ved tidspunktet for ferdigstilling av konsekvensutredningen. Ifølge Statoil vil SEP gjennomføre en studie i samarbeid med kontraktører for å modne og eventuelt kvalifisere aktuelle teknologier før endelig beslutning om løsning tas. Det påpekes videre at dersom teknologikvalifiseringen ikke lykkes, vil SEP installere punktsensorer på brønrammene.

Små lekkasjer av hydrokarboner og kjemikalier fra undervannsinstallasjoner kan over tid utvikle seg til store lekkasjer. Tidlig deteksjon av eventuelle lekkasjer vil redusere omfang og konsekvenser av hendelsen. Selv små utslipp kan medføre skade på sårbare bunnhabitater og organismer i vannsøylen. Miljødirektoratet anser lokal lekkasjedeteksjon på undervannsinstallasjoner for å være beste tekniske løsning for å oppdage lekkasjer tidlig. Det er derfor viktig at dette tiltaket gjennomføres. Vi anbefaler derfor at det ved eventuell PUD-godkjenning av SEP stilles krav om at lokal lekkasjedeteksjon installeres. Vi ber også om å bli holdt orientert om status for kvalifiseringsarbeid og valg av løsning.

Tilsva:

Statoil bekrefter at det vil bli installert lokal lekkasjedeteksjon (metansniffere) på havbunnsrammene for SEP.

6.11 Samfunnsmessige konsekvenser

6.11.1 Ikke-prissatte miljøkonsekvenser

I KU presenterer Statoil en nåverdiberegning basert på antakelser om utvinnbare reserver, samt prissatte inntekter og kostnader (inkludert kostnader ved utslipp av CO₂ fra produksjonen). Basert på denne beregningen konkluderer Statoil med at utvidelsen av Snorre er samfunnsøkonomisk lønnsom. I en vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet skal også ikke-prissatte konsekvenser inngå. I Statoils vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet inngår ingen drøfting av hvilken betydning det samlede omfanget av ikke-prissatte miljøkonsekvenser har for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av prosjektet. Vurderingen av samfunnsøkonomisk lønnsomhet er dermed ufullstendig. Selv om samfunnsøkonomisk analyse ikke er et krav i PUD, mener vi at dette er viktig informasjon for Stortinget, og at en mer fullstendig vurdering burde legges frem når de skal behandle saken.

Tilsva:

Kostnader for miljøeffekter er vanskelige å tallfeste. Metodikken for ikke-prissatte miljøeffekter av olje- og gass prosjekter er fortsatt mangelfull, og ikke god nok til å kunne benyttes for å kvantifisere disse virkningene i økonomiske termer. Slike analyser er følgelig ikke inkludert. Miljøkonsekvensene av SEP er imidlertid kvalitativt beskrevet i konsekvensutredningen. Dette vurderes å være i tråd med gjeldende praksis og regelverk.

6.11.2 Usikkerheten ved beregnet samfunnsmessig lønnsomhet

Utbyggingen av SEP medfører store investeringer på kort sikt, om lag 22 mrd. kroner. Produksjonsstart er forventet å være i 2021, og etter oppstart forventes feltet å være i produksjon til 2040. Både anslag på utvinnbare reserver og framtidige oljepriser er forbundet med usikkerhet, og avvik fra forutsetningene om disse elementene vil potensielt gi store utslag på lønnsomheten av utbyggingen.

Konsekvensutredningsdokumentet fra Statoil presenterer kun én lønnsomhetsberegning, på 23,2 mrd. kroner, med oppgitte forutsetninger om oljepris på 70 dollar/fatet i 2020, gradvis økende til 90 dollar/fatet i 2030, med tilhørende dollarkurs på 6,5 kr i 2020, fallende til 6,00 kr i 2030. Dette er etter vår vurdering høye oljeprisforutsetninger. Til sammenligning legger Statoil til grunn en oljeprisforutsetning på 70 dollar, med tilhørende dollarkurs på 7,5 kr, for hele levetiden for Johan Castberg-feltet. Det vises i KU til at SEP er meget robust overfor endrede oljepriser, endret dollarkurs og endrede miljøkostnader, og at prosjektet vil være samfunnsmessig

lønnsomt selv med en oljepris på 30 dollar/fatet (og tilhørende dollarkurs på 9,5 kr/dollar). Hvilken lønnsomhet dette vil gi, er imidlertid ikke oppgitt, verken i KU-dokumentet eller i underlagsrapporten hvor den samfunnsmessige lønnsomheten er beregnet.

Videre vil vi påpeke at kalkulasjonsrenten som er brukt i lønnsomhetsberegningene er 6 %, ikke 7 % som ifølge OEDs PUD-/PAD-veileder er den som skal benyttes. Bruk av en høyere kalkulasjonsrente vil gi en lavere nåverdi. I lønnsomhetsberegningene er det dessuten gjort en forutsetning om at dollarkursen vil gå opp ved lavere oljepris. Vi bestrider ikke at det er en samvariasjon mellom disse historisk, men det er mange andre faktorer som også vil påvirke dollarkursen, og det er usikkert hvordan oljepris og dollarkurs vil variere i forhold til hverandre langt fram i tid. Ifølge Norges Banks oversikt over dollarkursen har årsgjennomsnittet for dollarkurs ikke vært over 9 kroner noen gang, gitt tall tilbake til 1960. I 2000 og 2001 lå den tett oppunder ni kroner, men da var prisen på Brent Blend (Nordsjøolje) nede i om lag 20 dollar/fatet, ifølge SSBs statistikkbank. Vi mener det ville være opplysende hvis det i innsendingen av PUD vises følsomhetsberegninger der dollarkursen holdes fast, for å rendyrke følsomheten knyttet til oljepris.

Rask utvikling i nullutslippsteknologier og strammere global klimapolitikk øker usikkerheten rundt fremtidige olje- og gasspriser. Å nå målene i Parisavtalen innebærer rask global avkarbonisering av både kraft- og transportsektoren, og dermed et permanent skifte i etterspørselen etter fossile ressurser. Vi viser til anbefalingene fra G20-landenes Financial Stability Board, hvor en av hoved-anbefalingene er å benytte ulike scenarier for å vurdere klimarisiko. TCFD5 anbefaler at virksomheter, i tillegg til de framtidsscenarier som vanligvis benyttes, bruker et togradersscenarie for å beskrive mulig utvikling med langt strammere klimapolitikk globalt og/eller langt raskere utvikling og implementering av nullutslippsteknologier. I den underliggende rapporten til Agenda Kaupang vurderes fire ulike oljeprisutviklinger, hvor også dollarkurs varierer, samt tre ulike CO₂-prisutviklinger. Det fremgår ikke om disse legger til grunn endringer i etterspørselen, og dermed endringer i oljepris, som kan forventes hvis målene i Parisavtalen innfris.

Etter vårt syn er det viktig at Stortinget presenteres for den reelle økonomiske usikkerheten i prosjektet, og ikke kun med én lønnsomhetsberegning hvor det er stor usikkerhet knyttet til hver enkelt forutsetning. Vi ber derfor om at Statoil i forbindelse med PUD-innsendelse legger frem følsomhetsberegninger av lønnsomheten i prosjektet der usikkerheten i beregnet lønnsomhet ved utbyggingen presenteres, og der korrekt kalkulasjonsrente (7 %) benyttes. Vi ber videre om at tallet for lønnsomheten ved en oljepris på 30 USD per fat presenteres, dvs. resultatet av beregningene som har blitt gjennomført og vist til som samfunnsmessig lønnsomme, men også ved bruk av lik dollarkurs som ved referanseprisen og ved bruk av kalkulasjonsrenten gitt av OEDs PUD/PAD-veileder. Vi forutsetter også at det i forbindelse med PUD-innsending beregnes en break-evenpris for prosjektet, jf. krav i OEDs PUD-PAD-veileder.

For at Stortinget skal kunne gjøre en vurdering av klimarisiko ved investeringen mener Miljødirektoratet at Statoil bør presentere hvordan selskapet vurderer denne, med spesielt fokus på overgangsrisiko og virkningen av markedsmessige endringer.

Tilsva- r:

Lønnsomhetsvurderinger vil bli dokumentert i PUD (Plan for utbygging og drift) i henhold til gjeldende «Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD)». Lønnsomhetsvurderingene vil inneholde

sensitiviteter med hensyn på oljeproduksjon (P10/P90), investeringskostnader (P10/P90), driftskostnader (+/- 20%) og oljepris (+/-40%). Det er viktig å være oppmerksom på at grunnlaget for økonomiberegningene ved DG3 (PUD) som forventet vil være noe endret i forhold til grunnlaget for konsekvensutredningen (DG2). Tallene som presenteres i PUD del I er derfor ikke de samme som ble presentert i konsekvensutredningen (PUD del II).

7 Riksantikvaren

Riksantikvaren er fornøyd med beskrivelsene av forholdet til eventuelle kulturminner i konsekvensutredningen. For øvrig viser vi til vårt brev av 08.12.2016 med utdypende informasjon om tema kulturminner og oljeutvinning.

Videre gjør Riksantikvaren oppmerksom på at finner av skipsfunn m.m. plikter å melde disse til vedkommende myndighet jf. Kulturminnelovens § 14 tredje ledd.

Tilsva- r:

Uttalelsen tas til etterretning. Statoil er kjent med dette regelverket og vil følge opp i forhold til kulturminnemyndighetene dersom det blir gjort skipsfunn e.l.

8 Klima- og miljødepartementet

8.1 Utslipp til sjø

Forvaltningsplanen for Nordsjøen og Skagerak setter mål for utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten. Disse nullutslippsmålene sier blant annet at det ikke skal være utslipp til sjø av miljøfarlige tilsatte stoffer og minimering av utslipp av naturlig forekommende miljøfarlige stoffer. Videre skal det være ingen utlipp eller minimering av utslipp av olje og andre stoffer som kan føre til miljøskade.

Miljødirektoratet følger opp status i arbeidet med å møte nullutslippsmålene. Statusrapporten, som Miljødirektoratet utarbeidet i 2016, viser at målene ikke er nådd. Både utslippene og den beregnede risikoen knyttet til utslippene er økende og det er produsert vann som bidrar mest til økningen. Statoil planlegger å rense og slippe ut produsert vann til sjø. Snorre A har allerede høye utslipp av olje med produsert vann og en høy beregnet risiko knyttet til utslippet. SEP bidrar til å øke dette ytterligere.

Vi forutsetter derfor at Statoil utreder muligheter for å redusere utslipp knyttet til produsert vann på Snorre A og iverksetter mulige tiltak for å redusere utslipp og miljørisiko knyttet til olje og kjemikalier. Dette vil bli fulgt opp særskilt fra Miljødirektoratet.

Tilsva- r:

Det foregår en kontinuerlig aktivitet i Snorre drift med sikte på å redusere bruken av miljøskadelige kjemikalier eller skifte ut miljøskadelige kjemikalier med mer miljøvennlige alternativer. Dette arbeidet vil bli videreført, og forventes å gi resultater i form av redusert EIF-bidrag fra produsert vann.

Det er lagt til grunn opprettholdelse av høy rensegrad (BAT) i vannrenseanlegget på Snorre A.

Alle nye anleggsdeler som introduseres i forbindelse med SEP undervannsanlegg og på Snorre A topside og som kan bli eksponert for korrosive fluider vil bli utført i korrosjonsbestandig materiale. Dette bidrar til å begrense forbruket av korrosjonshemmende kjemikalier.

8.2 Akutt forurensning

Det er foreløpig beregnet et omfattende beredskapsbehov på Snorrefeltet. Klima- og miljødepartementet vil understreke at operatørene er ansvarlige for å ha en tilstrekkelig beredskap mot akutt forurensning, og forutsetter at beredskapen mot akutt forurensning som etableres er tilfredsstillende, også om det skulle bli nødvendig med en stor og langvarig aksjon.

Tilsva:

Det vises til tilsva på Miljødirektoratets uttalelse om samme tema, kapittel 6.9.

8.3 Samfunnsøkonomiske analyser

Konsekvensutredningen bør gi en grundig og transparent framstilling av de samfunnsøkonomiske konsekvensene av utbyggingen. Følsomhetsberegninger bør på en systematisk og transparent måte framstille usikkerhetsrommet ved utbyggingen, inkludert konsekvensene for lønnsomheten om flere sentrale parametere samtidig endrer seg i negativ retning. For øvrig viser Klima- og miljødepartementet til Miljødirektoratets høringsuttalelse i saken.

Tilsva:

Det vises til tilsva på Miljødirektoratets uttalelse om samme tema, kapittel 6.11.

8.4 Energiforsyning og utslipp til luft

Snorre-feltet har det åttende største utslippet fra brenngass på sokkelen per i dag, 92 prosent av utslippene stammer fra energiforbruk og feltet har et lavt varmebehov. Feltene med de ti høyeste utslippene står for 72 prosent av alle brenngassutslippene på norsk sokkel. Konsekvensutredningen viser at det ikke ser ut til å være forhold som gjør at feltet er uegnet for elektrifisering. Det framstår derfor som om tiltakskostnaden alene er avgjørende i konklusjonen om at elektrifisering vurderes som ikke hensiktsmessig.

Tiltakskostnadene for elektrifisering er av Statoil er beregnet til om lag 1400 kroner/tonn CO₂. Kostnadene er sammenlignbare med kostnaden ved elektrifisering av Johan Sverdrup, som var oppgitt å være mellom 1 100 – 1 700 kr/tonn CO₂. FNs klimapanel anslår at en global karbonpris forenlig med et togradersmål i gjennomsnitt vil stige til 800 kroner/tonn CO₂ i 2030 og til 2000 kroner/tonn CO₂ i 2050. IEA anslo i Word Energy Outlook 2016 at prisen på utslipp må opp i rundt 600–800 kroner per tonn CO₂ i 2030 og 1000–1200 kroner i 2040, gitt dagens dollarkurs. Dette er høyere enn det som legges til grunn av Statoil.

I en slik kontekst framstår Snorrefeltet som en kandidat for å elektrifisere et eksisterende felt med kraft fra land. Dette skyldes både at tiltakskostnaden er sammenlignbar med kostnaden ved å elektrifisere nye felt, og at det er teknisk gjennomførbart. Elektrifisering av Snorrefeltet vil også gi vesentlige NOx-reduksjoner.

Statoil har nylig søkt om samtykke til forlenget drift av Snorre A og B. Dersom dette krever tiltak knyttet til eksisterende kraftgenererende utstyr på Snorrefeltet eller forlenget driftsstans, er det viktig at dette er inkludert i beregning av tiltakskostnader, blant annet for elektrifisering av innretningen. For øvrig viser vi til Miljødirektoratets høringsuttalelse i saken.

Klima- og miljødepartementet vil videre framheve betydningen av å gjennomføre andre tiltak for energieffektivisering, hvorav flere også er aktuelle dersom elektrifisering gjennomføres, samt planlagte tiltak for fakkeltgassgjenvinning og reduksjon av kaldventilering.

Tilsva:

Klima- og miljødepartementet (KLD) påpeker at prisbanene for CO₂ som Statoil har lagt til grunn ved vurderingen av om elektrifisering av Snorre-feltet er samfunnsøkonomisk lønnsomt, er lave. Det vises til at FNs klimapanel og IEA i World Energy Outlook 2016 har lagt til grunn en høyere karbonprisbane forenlig med togradersmålet.

Statoil har i basisforutsetningene lagt til grunn en pris på CO₂ som øker fra 582 kroner/tonn CO₂ i 2023 til 755 kroner/tonn CO₂ i 2040. Denne prisbanen representerer etter Statoils syn en rimelig forventning for utviklingen i karbonprisen fremover. Det er imidlertid også gjennomført en karbonpris-sensitivitet i konsekvensutredningen basert på de samme kildene som KLD nevner (IPCC). Karbonpris-sensitiviteten er inkludert i Vedlegg C i konsekvensutredningen, se også underlagsrapporten fra Thema Consulting Group, 'Snorre Expansion Project- Vurdering av alternativer for elektrifisering'.

Resultatene for den aktuelle sensitiviteten fremgår av figurene C-13, C-14 og C-15.

Konklusjonen er fremdeles meget klart at elektrifisering av Snorre-feltet ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Et vesentlig moment i denne sammenheng er at økte kostnader for utslipp av CO₂ også medfører at kraftprisene øker. Dette innebærer at tiltakskostnadene for elektrifiseringsalternativene øker til i overkant av 1700 kroner/tonn CO₂ ved 5 % kalkulasjonsrente.

KLD viser for øvrig til Miljødirektoratet høringsuttalelse. Statoil henviser til tilsva til Miljødirektoratets uttalelser i kapitlene 6.2, 6.3, 6.4, 6.5 og 6.6.

9 Fiskeridirektoratet

9.1 Avslutning av produksjonen

Under punkt 3.10, Avslutning av produksjonen, står det at etter avsluttet produksjon og nedstenging vil innretninger på feltet bli fjernet i henhold til gjeldende regelverk (ref. OSPAR- beslutning 98/3). Fiskeridirektoratet vil fortsatt påpeke viktigheten av at en planlegger fjerning av rørledninger etter endt bruk slik at en unngår unødvendige hefter på sjøbunnen på lengre sikt. Hefter kan i verste fall utgjøre en sikkerhetsrisiko.

Tilsva:

Statoil tar Fiskeridirektoratets synspunkter til etterretning. Som beskrevet i konsekvensutredningen vil innretningene på Snorre-feltet bli fjernet i henhold til gjeldende regelverk. En avslutningsplan for feltet med tilhørende konsekvensutredning vil bli utarbeidet i god tid før produksjonen på feltet tar slutt. Konsekvensutredningen vil som del av beslutningsprosessen være gjenstand for ekstern involvering av berørte parter som fiskerimyndighetene og andre.

9.2 Fiskeressurser og fiskeriaktivitet

Under punkt 10.1.3, Forventet framtidig utvikling av fisket i området ved Snorre antas å være dekkende for område. Men Fiskeridirektoratet må påpeke at fisket er en dynamisk aktivitet og vil variere alt etter fiskens vandringsmønster og de til enhver tid gjeldene reguleringer. På sikt kan dette føre til økende fiskeriaktivitet inn i området.

Tilsva:

Statoil tar kommentaren til orientering.

9.3 Rørbunter – frie spenn

Under punkt 10.1.4, Virkninger for fiskeriene, står det at rørbuntene er dimensjonert for å tåle treff av trålutstyr og ankre, og kan derfor ligge ubeskyttet på sjøbunnen. Det planlegges i utgangspunktet ikke tildekking eller understøtting av rørbuntene med stein på noen strekninger. Rørbunt-traseene planlegges for å unngå frie spenn. Fiskeridirektoratet vil fortsatt påpeke at vi er opptatt av at frie spenn reduseres til et minimum. Videre er det viktig at helningsvinkel på steininstallasjoner er så liten som mulig slik at trålredskaper lettere kan krysse disse uten å grave med seg steinmasser som kan medføre tap av redskap og/eller fangst.

Tilsva:

Statoil tar uttalelsen til etterretning og vil ved behov gjennomføre tiltak som nevnt i uttalelsen, se konsekvensutredningen kapittel 10.1.5.

10 Kystverket

Tiltaket vil føre til utslipp av mer produsert vann. Rensemetode og grad av rensing vil være lik den som benyttes i dag. Det beregnes på det maksimale å være opp mot 200 tonn olje pr år. Midlet ut over året vil det under normal drift være små mengder som er detekterbare på sjøen. Erfaringsmessig vil effektiviteten av rensing av produsert vann variere, og i perioder registrer Kystverket erfaringsmessig relativt store områder med forurensning av tynne oljelag via satellittbilder eller flyovervåkning. Under spesielle vind og værforhold kan olje samles i lange striper og danne tykkere lag. Disse vil kunne ha lenger levetid på sjøen og kan da ha mer negativ miljøvirkning på eksempelvis sjøfugl når disse benytter området. Det er også viktig at informasjon om sjøfuglers bruk av område oppdateres med opplysninger fra de nye Seatrack- prosjektene som pågår. Kystverket vil derfor anbefale at mest mulig av det produserte vannet injiseres. Beredskapsplanen bør alternativt ha prosedyrer for å samle opp eller gjøre tiltak når oljen er aksjonerbar, selv om dette ligger innenfor et lovlig utslipp fordelt over tid og dermed ikke kan betegnes som akutt forurensning etter forurensningsloven.

Med så store havbunnsutbygginger må det også være på plass gode systemer for å tidlig detektere eventuelle utslipp fra installasjoner og rørledninger, samt ha installert sikkerhetssystemer som raskt kan avgrense og stenge ned eks. rørledninger som lekker. Teknologiutviklingen når det gjelder å detektere selv små oljemengder i vannmassene blir stadig bedre og kan trolig gi tidlig varsel om at en lekkasje er i ferd med å oppstå. Når oljelekkasjer kan oppstå over et så stort område som ved en havbunnsutbygging er det viktig å ha ulike systemer som kan supplere hverandre og gjøre tiden fra en lekkasje oppstår til den registreres kortest mulig. Beredskapsplanen må beskrive hvordan disse ulike systemene kan implementeres og i best mulig grad beskrive hvor lang deteksjonstid en da vil ha fra en lekkasje oppstår til den registreres.

For skipsfarten og navigasjon kan vi ut fra de beskrevne tiltakene ikke se at det vil være store endringer ut fra dagens situasjon i området.

Tilsva:

Kystverkets uttalelse angående oljeutslipp med produsert vann tas til orientering.

Det bekreftes at det vil bli installert lekkasjedeteksjon på undervannsanlegget for Snorre Expansion Project, se også tilsva til Miljødirektoratets uttalelse i kapittel 6.10.

11 Sjøfartsdirektoratet

Direktoratet har ingen merknader

12 Oljedirektoratet

Direktoratet har ingen merknader

13 NVE

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har ingen merknader til valgt løsning for kraftforsyning. Videre er det etter NVE sin vurdering ingen konflikter med planer for havenergi eller mellomlandsforbindelser.

Tilsvaer:

Uttalelsen tas til orientering

14 Utenriksdepartementet

Departementet har ingen merknader.

15 Justis- og beredskapsdepartementet

Departementet har ingen merknader.

16 Samferdselsdepartementet

Samferdselsdepartementet viser til Kystverkets uttalelse.

Departementet har ikke ytterligere merknader.

17 Arbeids- og Sosialdepartementet

Arbeids- og sosialdepartementet har forelagt saken for Petroleumstilsynet som opplyser at de ikke har kommentarer til Statoils forslag til program for konsekvensutredning for Snorre Expansion Project.

Arbeids- og sosialdepartementet har ikke ytterligere merknader til saken.

Vedlegg 1 – Adresselisten, www.statoil.com/snorreexpansionproject

Vedlegg 2 – Høringsuttalelser, www.statoil.com/snorreexpansionproject

Vedlegg 3 – Beredskapsanalyse Snorre-feltet, www.statoil.com/snorreexpansionproject

Vedlegg 4 – Statoil utholdenhet i oljevernaksjon, www.statoil.com/snorreexpansionproject