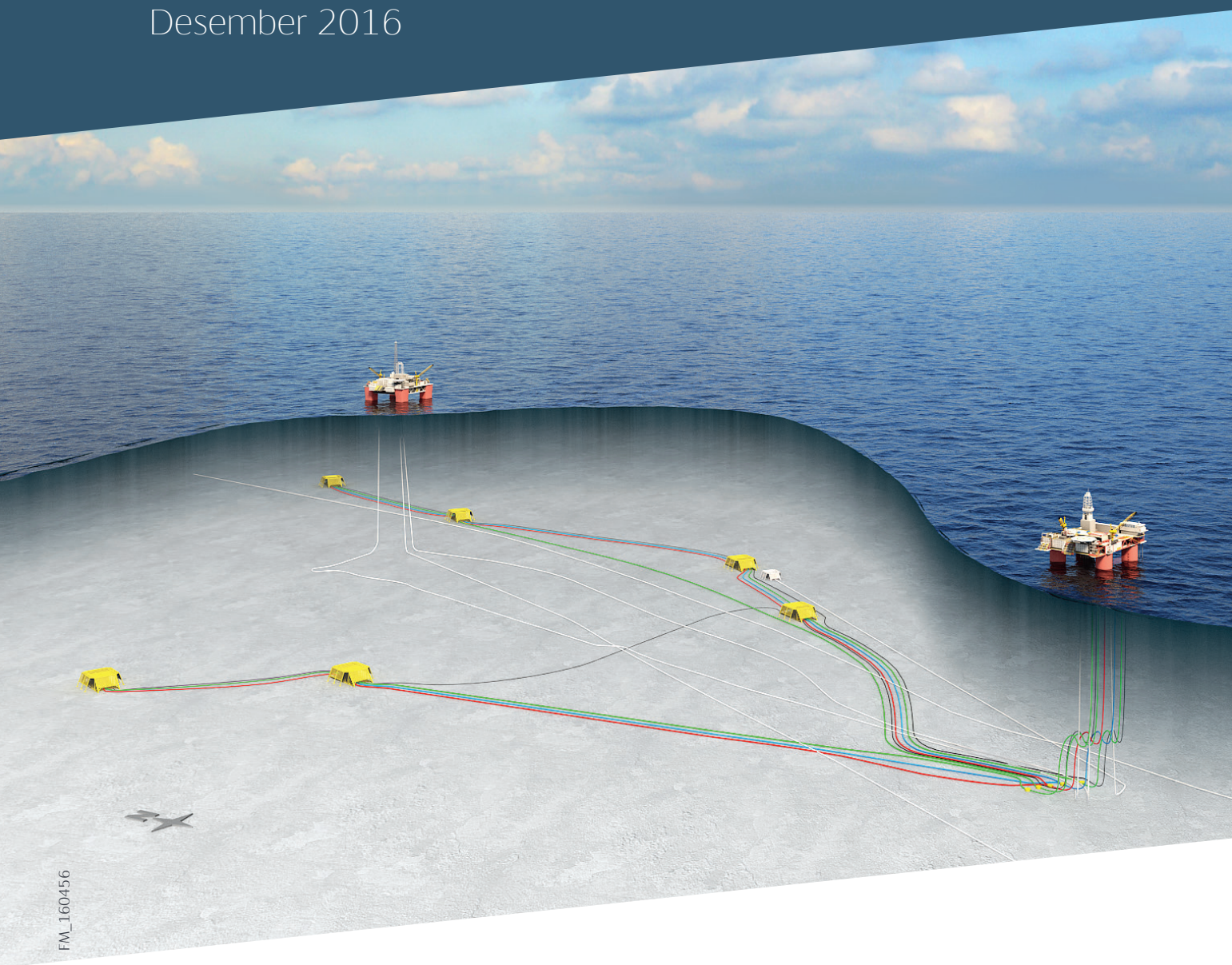


PL057 og PL089 Snorre Expansion Project

Forslag til program for konsekvensutredning

Desember 2016



FM_160456



Snorre Expansion Project

Forslag til program for konsekvensutredning

Desember 2016

Innhold

0	Sammendrag	4
1	Innledning	5
1.1	Formål med utredningsprogrammet.....	5
1.2	Lovverkets krav	5
1.2.1	Internasjonalt lovverk	5
1.2.2	Norsk lovverk	5
1.3	Forholdet til Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og regionale konsekvensutredninger	6
1.4	Konsekvensutredningsprosessen for feltutbyggingen	6
1.5	Tilknyttede prosjekter og utredningsprosesser	7
1.5.1	Rørledning for oljeeksport etter 2023	7
1.5.2	Kraftforsyning fra land.....	7
1.6	Tidsplan for konsekvensutredningen	7
1.7	Søknader og tillatelser	8
2	Planer for utbygging og drift – Snorre Expansion Project	9
2.1	Helse miljø og sikkerhet.....	9
2.2	Miljøtiltak	9
2.3	Rettighetshavere og eierforhold.....	9
2.4	Lisenshistorikk og produksjonsstatus.	9
2.5	Prosjekt beskrivelse	10
2.5.1	Eksisterende infrastruktur på Snorre-feltet	10
2.5.2	Generell beskrivelse av Snorre Expansion Project (SEP)	11
2.5.3	Lokalisering av innretninger	15
2.6	Gjeldende lover og forskrifter.....	15
2.7	Eksport av olje	15
2.8	Forsyningsbaser og driftsorganisasjon	15
2.9	Vurderte alternativer	15
2.10	Tidsplan for utbyggingen.....	16
2.11	Investeringer	17
2.12	Avslutning av produksjonen	17
3	Områdebeskrivelse	18
3.1	Influensområde	18
3.2	Miljøtilstand	18
3.3	Særlig verdifulle og sårbare områder, sjøfugl, sjøpattedyr	18
3.4	Fiskeressurser	19
4	Foreløpig vurdering av konsekvenser for miljø og kulturminner. Avbøtende tiltak.	21
4.1	Utslipp til luft.....	21
4.1.1	Utslipp i bore- og anleggsfasen	21
4.1.2	Utslipp i driftsfasen.....	21
4.1.3	Planlagte tiltak for å redusere utslipp til luft	22

4.1.4	Konsekvenser av utslipp til luft.....	23
4.2	Utslipp til sjø.....	23
4.2.1	Utslipp i bore- og anleggsfasen	23
4.2.2	Utslipp i driftsfasen.....	23
4.2.3	Vurderte tiltak for å redusere utslipp til sjø.....	24
4.2.4	Konsekvenser av utslipp til sjø.....	24
4.3	Uhellsutslipp.....	24
4.3.1	Resultater av foreløpige miljørisiko- og beredskapsvurderinger.....	25
4.3.2	Konsekvenser av uhellsutslipp.....	25
4.4	Fysisk påvirkning	26
4.4.1	Konsekvenser av arealbeslag og fysiske inngrep.....	26
4.5	Konsekvenser for fiskerier og andre næringer til havs.....	26
4.5.1	Fiskerier	26
4.5.2	Skipstrafikk.....	27
4.5.3	Vindenergi.....	27
4.6	Samfunnmessige konsekvenser	27
4.6.1	Inntekter, leveranser, sysselsetting.....	27
4.6.2	Drifts- og basetjenester	27
5	Planlagte utredninger	28
5.1	Beskrivelse av natur- og miljøressurser i influensområdet. Kulturminner	28
5.2	Utslipp til luft.....	28
5.3	Planlagte utslipp til sjø	29
5.4	Avfall	29
5.5	Uhellsutslipp.....	29
5.6	Arealbeslag og fysisk påvirkning.....	30
5.7	Fiskerier og andre næringer til havs	30
5.8	Samfunnmessige konsekvenser	30
5.9	Miljøovervåking	30
6	Referanser	31

0 Sammendrag

Snorre Expansion Project (SEP) er et prosjekt for å øke oljeutvinningen fra Snorre-feltet i Nordsjøen. Snorre-feltet omfatter produksjonslisensene PL057 og PL089. Feltet er lokalisert i Tampen-området i nordre Nordsjøen. Avstanden til Statfjord og Gullfaks feltene i sør er 25-30 km. Vanndybden er 300-380 m. Korteste avstand til land (Florø) er om lag 140 km. Feltet har en utstrekning på ca 200 km²

Samtidig med utviklingen av SEP arbeider Snorre-lisensen med forlengelse av produksjonsperioden på Snorre-feltet. Etter gjeldende regelverk skal det søkes til Petroleumstilsynet (Ptil) om samtykke til forlengelse av teknisk levetid på Snorre-feltet. Søknadsprosessen vil i størst mulig grad bli søkt gjennomført i nær samordning med, og tidsmessig parallelt med PUD prosessen for SEP. Det forventes at produksjonen fra eksisterende innretninger på feltet (Snorre A og Snorre B plattformene) vil vare til 2040 uavhengig av om SEP blir realisert eller ikke.

Snorre-feltet har vært i produksjon siden 1992. Ved årsskiftet 2015/16 var det produsert totalt i overkant av 1,25 milliarder fat olje (om lag 200 millioner Sm³ olje) fra feltet samt mindre mengder gass og kondensat.

SEP er å anse som et såkalt IOR prosjekt (IOR - Increased Oil Recovery). Samlede utvinnbare petroleumsressurser i SEP er anslått til om lag 190 millioner fat olje. All egenprodusert gass vil bli reinjisert og i tillegg vil det bli importert gass for injeksjon som trykkstøtte i reservoaret.

De totale investeringskostnader for SEP er anslått til 22-25 milliarder norske kroner (2016) . Estimater inkluderer kostnader for plattform modifikasjoner på Snorre A, havbunnsinstallasjoner og brønner.

Investeringene vil i all hovedsak skje i årene 2018 til 2024.

Prosessering av SEP brønnstrøm baseres i størst mulig grad på bruk av eksisterende utstyr og prosesskapasitet på Snorre A plattformen. Kraftforsyningen vil i utgangspunktet skje ved hjelp av eksisterende gassturbiner på Snorre A og eksisterende gassturbiner og dampturbin på Snorre B. Det vil bli gjennomført en vurdering av muligheten for kraftforsyning fra kraftnettet på land som en del av konsekvensutredningen for prosjektet. Produsert vann vil bli sluppet ut til sjø etter rensing mens oljeforurenset borekaks vil bli transportert til land for rensing og deponering. Vannbasert kaks vil bli sluppet ut på sjøbunnen.

Utbygging og drift av SEP vil i vesentlig grad bidra til å opprettholde petroleumsproduksjonen fra norsk sokkel, og i neste omgang gi betydelige inntekter til den norske stat. De samfunnsmessige virkningene vil være betydelige i form av inntekter til stat og kommuner, leveranser av varer og tjenester samt direkte og indirekte sysselsetting i både utbyggings- og driftsfasen.

På vegne av rettighetshaverne legger med dette operatøren Statoil Petroleum forslag til program for konsekvensutredning for SEP ut til offentlig høring.

Innsending av Plan for utbygging og drift (PUD) vil etter planen skje i fjerde kvartal 2017. Oppstart av produksjonen er planlagt i begynnelsen av 2021.

1 Innledning

På vegne av rettighetshaverne i produksjonslisensene PL057 og PL089 (unitisert som Snorre Unit) legger Statoil frem forslag til program for konsekvensutredning for utbygging og drift av Snorre Expansion Project (SEP).

Gjennom konseptutviklingsfasen har flere utbyggingsalternativer vært vurdert. Noen av de viktige valgene som er gjort er omtalt i dette dokumentet.

Rettighetshaverne har anbefalt å gå videre med en utbyggingsløsning basert på en undervanns utbygging med 6 bunnrammer knyttet opp til den eksisterende Snorre A plattformen for prosessering av brønnstrømmen samt injeksjon av vann og gass for trykkstøtte.

Prosessert olje vil bli eksportert i eksisterende Vigdis olje-eksportør til Gullfaks A i en initiell fase frem til 2023. Etter 2023 er det planlagt å etablere en ny eksportløsning, mest sannsynlig til Mongstad via Kvitebjørn eksport og Troll oljerør (TOR II). Oljeeksporten etter 2023 vil bli fremmet som et eget prosjekt.

1.1 Formål med utredningsprogrammet

Konsekvensutredningen (KU) er en integrert del av planleggingen av større utbyggingsprosjekter. Konsekvensutredningen skal sikre at forhold knyttet til miljø, samfunn og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på lik linje med tekniske, økonomiske og sikkerhetsmessige forhold.

Formålet med forslag til program for konsekvensutredning er å gi myndighetene og andre høringsinstanser informasjon og varsel om hva som er planlagt utbygd, hvor og hvordan, og hva som er planlagt utredet i konsekvensutredningen. Gjennom uttalelser til programmet har høringsinstansene mulighet til å kunne påvirke hva som blir krevd utredet i konsekvensutredningen, og dermed også hva som skal ligge til grunn for de beslutninger som skal tas.

1.2 Lovverkets krav

1.2.1 Internasjonalt lovverk

Kravet til konsekvensutredning er gjenspeilet i EUs regelverk som Norge har implementert i norsk lovverk. EUs Rådsdirektiv 97/11/EC «Endringsdirektiv til Rådsdirektiv 85/337/EEC» krever konsekvensutredning for offentlige og private prosjekter som kan ha vesentlige miljø- og/eller samfunnsøkonomiske konsekvenser.

1.2.2 Norsk lovverk

Det planlagte prosjektet er konsekvensutredningspliktig i henhold til bestemmelsene i Petroleumsloven (PL), §§ 4.2 og 4.3 samt Forskrift til lov om Petroleumsvirksomhet, § 22. En konsekvensutredning skal i henhold til disse bestemmelsene baseres på et utredningsprogram. Utredningsprogrammet blir fastsatt av ansvarlig myndighet (Olje- og energidepartementet - OED) etter en forutgående offentlig høring.

§ 22 i Forskrift til Petroleumsloven inneholder følgende bestemmelser om utredningsprogram:

"Rettighetshaver skal i god tid før fremleggelse av plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst utarbeide forslag til utredningsprogram. Forslaget skal gi en kort beskrivelse av utbyggingen, av aktuelle utbyggingsløsninger og på bakgrunn av tilgjengelig kunnskap, av antatte virkninger for andre næringer og miljø, herunder eventuelle grenseoverskridende miljøvirkninger. Videre skal forslaget klargjøre behovet for dokumentasjon. Dersom det er utarbeidet en konsekvensutredning for det området hvor utbyggingen planlegges gjennomført, skal forslaget klargjøre behovet for ytterligere dokumentasjon eller oppdatering.

Forslaget til utredningsprogram bør i nødvendig grad inneholde en beskrivelse av hvordan utredningsarbeidet vil bli gjennomført, særlig med sikte på informasjon og medvirkning i forhold til grupper som antas å bli særlig berørt. Forslaget til utredningsprogram skal baseres på rammene for dokumentasjon i § 22a.

Rettighetshaver sender forslaget til utredningsprogram til uttalelse til berørte myndigheter og interesseorganisasjoner. Det skal settes en rimelig frist for uttalelser. Fristen bør ikke være kortere enn seks uker. Departementet fastsetter utredningsprogrammet på bakgrunn av forslaget og uttalelsene til dette. Det skal redegjøres for innkomne uttalelser og hvordan disse er vurdert og ivaretatt i fastsatt program. Kopi av fastsatt program skal sendes til dem som har avgitt uttalelse i saken. Avgjørelser etter denne bestemmelsen er ikke enkeltvedtak etter forvaltningsloven. Departementet kan i særlige tilfeller bestemme at departementet sender forslag til utredningsprogram på høring."

Utredningen vil også oppfylle bestemmelsene om konsekvensutredning i Forurensingslovens § 13, samt i andre lover og reguleringer, herunder Kulturminneloven, Naturmangfoldsloven etc.

1.3 Forholdet til Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og regionale konsekvensutredninger

Nordsjøen har hatt omfattende petroleumsvirksomhet i lang tid, og det er gjennomført et stort antall utredninger som belyser konsekvensene av virksomheten. Konsekvensutredningen som utarbeides for SEP vil basere seg på eksisterende informasjon om naturressurser og miljøkonsekvenser, og i stor grad støtte seg på den omfattende dokumentasjonen som er framlagt i forbindelse med Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak fra 2013. På enkelte fagområder vil en også basere seg på de regionale konsekvensutredninger (RKU) som er gjennomført for Nordsjøen, siste gang i 2006.

1.4 Konsekvensutredningsprosessen for feltutbyggingen

Prosessen starter med at rettighetshaver oversender forslag til program for konsekvensutredning til berørte myndigheter og interesseorganisasjoner, og innhenter uttalelser fra disse. OED fastsetter det endelige programmet for konsekvensutredningen på bakgrunn av forslaget, sammen med en oppsummering av innkomne uttalelser og en redegjørelse av hvordan disse er vurdert og ivaretatt.

På grunnlag av det fastsatte utredningsprogrammet vil operatøren utarbeide konsekvensutredningen som del II av Plan for utbygging og drift (heretter omtalt som PUD).

Rettighetshaver vil, på tilsvarende måte som for forslaget til utredningsprogram, sende konsekvensutredningen på høring til berørte myndigheter og interesseorganisasjoner og innhente uttalelser fra disse. Samtidig kunngjøres det i Norsk Lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på offentlig høring. Konsekvensutredningen og relevant underlagsdokumentasjon legges i tillegg ut på internett.

Når høringen er avsluttet og innkomne uttalelser er oppsummert, og operatøren har gitt sine kommentarer til håndtering og ivaretagelse av uttalelsene, vil OED forestå den videre behandling av konsekvensutredningen, og til slutt ta stilling til hvorvidt utredningsplikten er oppfylt i henhold til Petroleumslovens bestemmelser.

SEP prosjektet vil på grunn av størrelsen på investeringene kreve godkjenning i Stortinget. Olje- og energidepartementet lager en anbefaling i form av en Stortingsproposisjon. Denne godkjennes av Kongen i Statsråd før den oversendes Stortinget for videre behandling og endelig godkjenning. Proposisjonen oppsummerer prosjektet i sin helhet, og inkluderer eventuelle forutsetninger og vilkår som skal ligge til grunn for godkjenningen. Oppsummeringen av høringen av konsekvensutredningen følger saken videre som vedlegg.

1.5 Tilknyttede prosjekter og utredningsprosesser

1.5.1 Rørledning for oljeeksport etter 2023

Eksportløsningen for olje fra Snorre-feltet etter 2023 vil bli omsøkt som et eget prosjekt. Prosjektet vil gjennomføre en egen konsekvensutredningsprosess og Plan for Anlegg og Drift (PAD) med KU vil sannsynligvis bli levert i 2020.

Vesentlige aspekter knyttet til konsekvenser for miljø og andre brukere av havområdene (f.eks alternative rørtraseer) vil bli presentert i konsekvensutredningen for SEP. Høringsinstansene vil ha anledning til å fremme kommentarer til den fremlagte informasjonen.

1.5.2 Kraftforsyning fra land

Selv om SEP i seg selv ikke har behov for ytterligere kraftgenerering, vil mulige alternativer til tradisjonell kraftproduksjon i gassturbiner bli dokumentert i forbindelse med konsekvensutredningen. Se også kapittel 2.9..

En eventuell kraft fra land løsning kan ikke realiseres i tide for produksjonsstart for SEP, og må eventuelt fremmes som et eget prosjekt i etterkant av SEP oppstart.

Uttak og overføring av kraft fra land krever både konsesjon etter Energiloven og en godkjent PAD etter Petroleumsloven. En PAD vil kreve konsekvensutredning, og under gitte forutsetninger vil det også være behov for en konsekvensutredning som del av konsesjonssøknaden etter Energiloven. En konsekvensutredning vil kunne dekke utredningskravet etter begge lovverk.

1.6 Tidsplan for konsekvensutredningen

Foreslått tidsplan for konsekvensutredningen for SEP tar utgangspunkt i prosjektets hovedplan, de retningslinjer som er gitt i Forskrift til Petroleumsloven og i Veileder for PUD/PAD, samt møter med Olje- og energidepartementet.

Hovedelementene fra tidsplanen er kort oppsummert i tabell 1-1 nedenfor.

Tabell 1-1 Milepæler for konsekvensutredning og myndighetsgodkjenning

Forslag til utredningsprogram sendes på høring	4. kvartal 2016
Utredningsprogram fastsettes av OED	1. kvartal 2017
Konsekvensutredning sendes på høring	3. kvartal 2017
Plan for utbygging, anlegg og drift sendes til myndighetene	4. kvartal 2017
Stortingsbehandling og godkjenning av PUD	Vårsesjonen 2018

1.7 Søknader og tillatelser

For å gjennomføre utbyggingsplanene vil det måtte innhentes flere tillatelser fra norske myndigheter. Noen av tillatelsene vil måtte innhentes i planfasen, mens andre tillatelser ikke er påkrevd før i utbyggingsfasen. Videre er noen tillatelser kun relevante for nedstengningsfasen.

Hvilke tillatelser som må innhentes i de ulike fasene vil bli avklart i den videre prosessen og gjennom behandlingen av konsekvensutredningen. Konsekvensutredningen vil identifisere de mest sentrale søknader og tillatelser som er nødvendig for godkjenning av prosjektet.

2 Planer for utbygging og drift – Snorre Expansion Project

2.1 Helse miljø og sikkerhet

Operatørens overordnede HMS-mål er null skade. HMS-forpliktelsene er innarbeidet i all forretningsvirksomhet for selskapet.

Det er et mål å konstruere, drive og vedlikeholde anlegg og installasjoner på en måte som sikrer at ulykker og alvorlige hendelser ikke skjer, samt at negative miljøkonsekvenser ikke oppstår.

Det er utarbeidet et eget program for helse og arbeidsmiljø, ytre miljø og sikkerhet for utbyggingen av SEP. Programmet omfatter overordnede mål og strategier og definerer spesielle prosjektkrav. Programmet vil bli oppdatert for å dekke ulike faser ettersom prosjektgjennomføringen skrider fram.

2.2 Miljøtiltak

Operatøren skal velge de tekniske, operasjonelle og organisatoriske løsninger som etter en samlet vurdering gir de beste resultater, jf. forurensingsloven § 2 nr. 3 og rammeforskriften § 11 andre ledd. Gjennomføring av vurderinger av Beste Tilgjengelige Teknikker (Best Available Techniques, BAT) er nedfelt i operatørens interne krav og prosedyrer. BAT-vurderinger skal ta hensyn til kostnader og fordeler. Prosjektet vil gjennomføre de nødvendige vurderinger slik at disse kan benyttes og være en del av grunnlaget ved valg av design.

2.3 Rettighetshavere og eierforhold

Rettighetshaverne i produksjonslisensene PL057 og PL089 framgår av tabell 2-1 nedenfor, sammen med de respektive eierandelene. Det er inngått en unitiseringsavtale som samordner de to lisensene i Snorre Unit. Statoil Petroleum er gitt operatøransvaret.

Tabell 2-1 Rettighetshavere og eierandeler.

Selskap	Snorre Unit
Statoil Petroleum	33,27556%*
Petoro	30%
ExxonMobil	17,44596%
DEA Norge	8,57108%
Idemitsu	9,6%
Point Resources	1,1074%

*Lisensoperatør

2.4 Lisenshistorikk og produksjonsstatus.

Snorre-feltet omfatter produksjonslisensene PL057 og PL089.

PL057 ble tildelt 06.04.1979 som en del av tildelingsrunde nummer 4 i Nordsjøen. Lisensen omfatter del av blokk 34/4.

PL089 ble tildelt 09.03.1984 i tildelingsrunde 8 i Nordsjøen. Lisensen omfatter del av blokk 34/7.

Produksjonsstart på Snorre-feltet (Snorre A) var 03.08.1992. Snorre B kom i produksjon i 2001. Pr. årsskiftet 2015/16 er det produsert totalt 218 millioner Sm³ oljeekvivalenter (1,37 milliarder fat oljeekvivalenter) fra Snorre-feltet, i det alt vesentligste olje.

2.5 Prosjekt beskrivelse

I det følgende beskrives eksisterende infrastruktur på Snorre-feltet og ny planlagt infrastruktur i forbindelse med SEP.

2.5.1 Eksisterende infrastruktur på Snorre-feltet

Snorre-feltet er lokalisert i Tampen-området i nordre Nordsjø og ligger innenfor oljeblokkene 34/4 og 34/7. Feltet ligger ca. 140 km vest for Florø og omlag 210 km nord-vest for Bergen. Feltet produserer i dag fra fullintegrerte plattformer, Snorre A (SNA) og Snorre B (SNB), som begge er utstyrt med prosessanlegg, boreanlegg og boligkvarter. Feltet startet produksjon fra SNA i 1992. Se oversikt over eksisterende infrastruktur i Tampen-området i figur 2-1.

SNA er en strekkstagsplattform (TLP - Tension Leg Platform) forankret til sjøbunnen med stålstag (steel tethers). Delstabilisert olje og gass eksporteres til nærliggende Statfjord A plattformen for videre prosessering. Etter ferdig prosessering eksporteres oljen til markedet i skytteltankere.

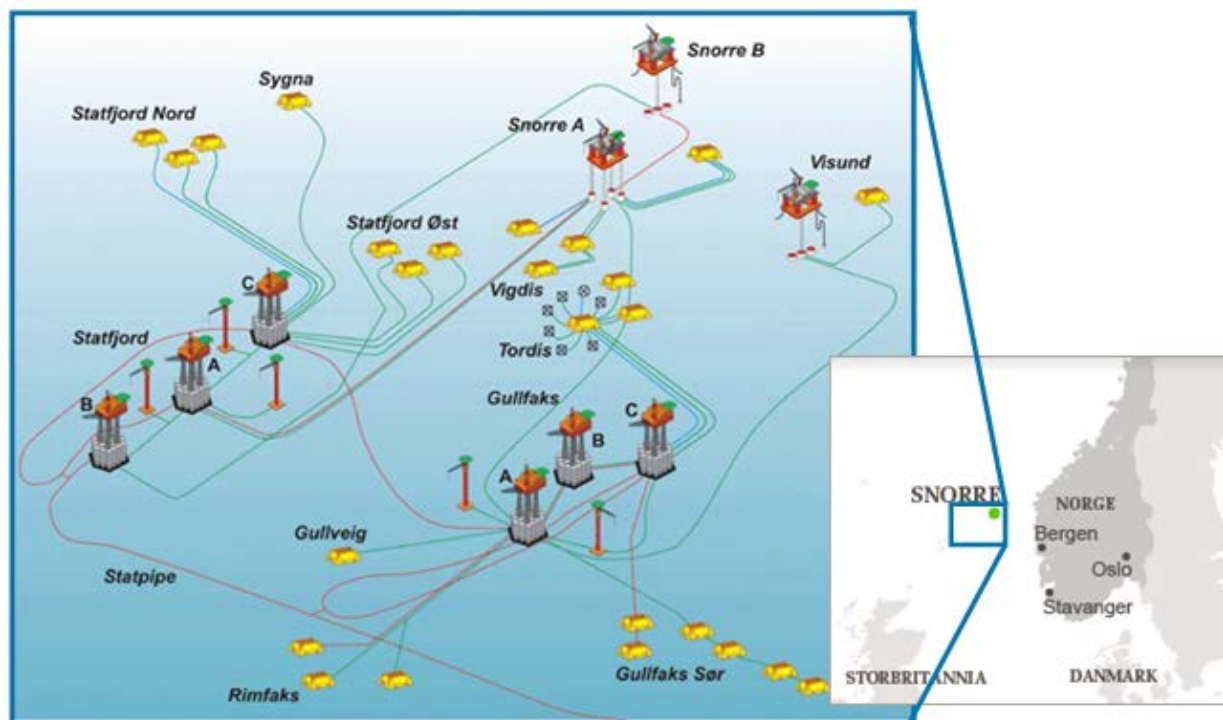
SNB er en halvt nedsenkbar, flytende plattform lokalisert omlag 9 km nord for SNA. Plattformen kom i produksjon i juni 2001. Stabilisert olje fra SNB sendes i rørledning til Statfjord B (SFB) for lagring og endelig eksport med skytteltankere.

Snorre Undervanns Produksjonsanlegg (UPA) er en eksisterende bunnramme for produksjon og vanninjeksjon på Snorre-feltet. Bunnrammen er koblet til SNA med rørledninger og styringskabel og vil være i produksjon frem til januar 2022. Stigerør og tilhørende utstyr på SNA kan fra dette tidspunktet fjernes for å frigjøre plass og vektmarginer på SNA. Det er antatt at undervannsstrukturer og rørledninger vil bli tømt, rengjort, sikret og etterlatt på sjøbunnen i påvente av avslutning av Snorre-feltet i sin helhet.

Vigdis er et felt lokalisert like sør for Snorre. Vigdis-reservene produseres gjennom et undervanns produksjonsanlegg knyttet opp mot SNA. Vigdis brønnstrøm fullstabiliseres på SNA og eksporteres gjennom Vigdis oljerør til Gullfaks A (GFA) for lagring og videre eksport med skytteltankere.

Produsert gass fra Snorre og Vigdis feltene blir i dag delvis reinjisert og delvis eksportert. Eksport kan skje via eksisterende 8" gassrør fra SNA til Statfjord A (SFA) og videre i Statpipe eller Tampen link. Statfjord A stenger etter planen ned i 2020. Gasseksport fra Snorre etter dette tidspunkt er ikke mulig. Gassrøret fra SNA til SFA vil etter dette tidspunktet bli benyttet av SEP for gassimport fra Gullfaks A. Eksisterende 8" gassrør mellom SNB og SNA benyttes for håndtering av gassbalansen mellom plattformene.

På Snorre-feltet er det installert et såkalt permanent seismisk monitorerings-system (PRM - Permanent Reservoir Monitoring System). PRM systemet ble installert i 2014. Monitoreringskablene er nedgravd og ligger i hovedsakelig i øst-vest retning med ca. 400 m innbyrdes avstand, se figur 2-3 og 2-4. Kablene er overdekket/gravd ned med ca. 0,5 – 1 m overdekning. På grunn av PRM systemet vil nye feltinterne rørledninger i forbindelse med SEP ikke bli gravd ned. Steinoverdekning vil bli benyttet der overdekning er nødvendig.



Figur 2-1 Oversikt over infrastrukturen i Tampen-området

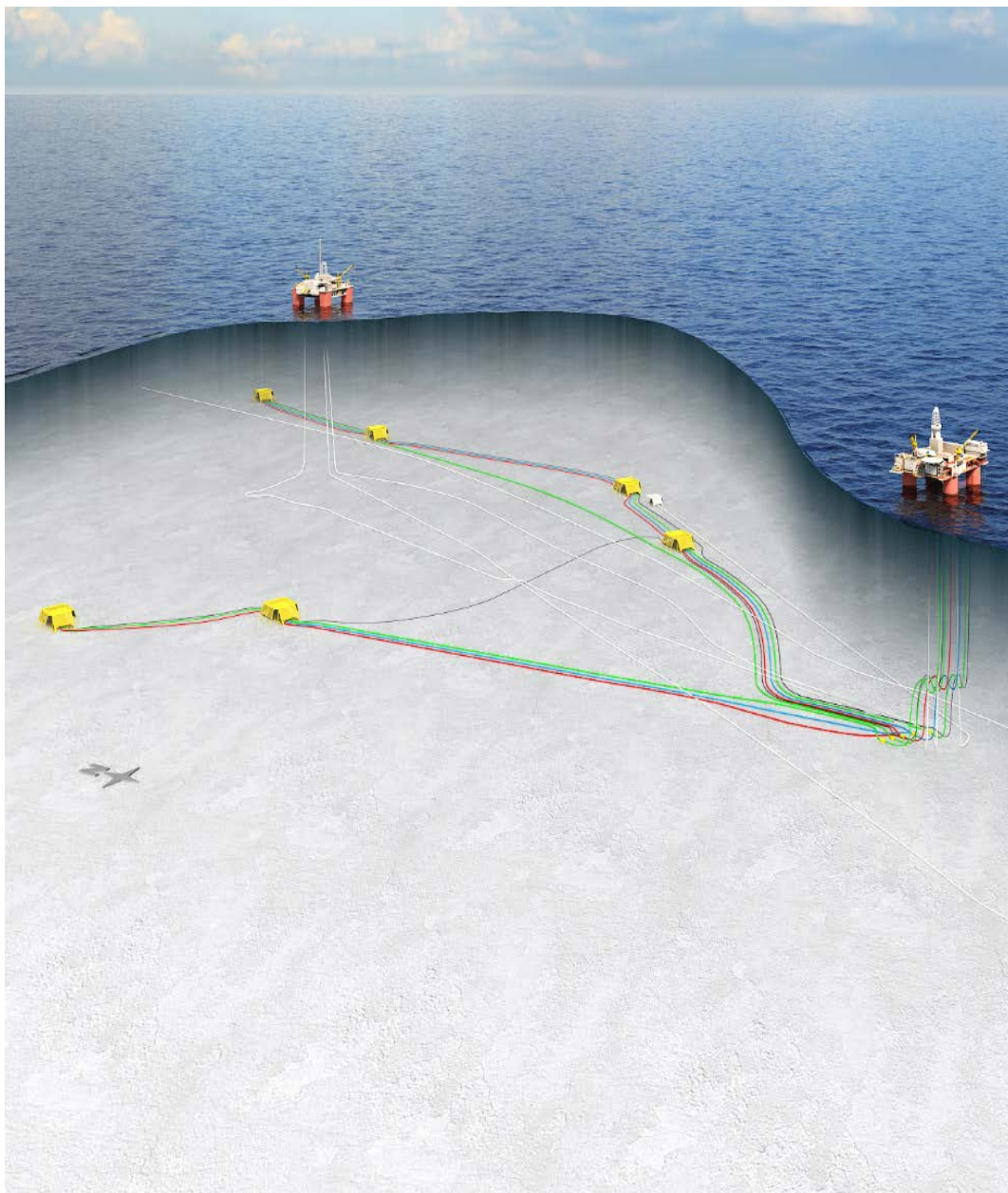
2.5.2 Generell beskrivelse av Snorre Expansion Project (SEP)

Det planlegges installert 6 bunnrammer med plass til 4 brønner på hver bunnramme knyttet opp mot Snorre A plattformen, se figurene 2-2 og 2-3. SEP kommer i produksjon på et tidspunkt når eksisterende produksjon på SNA er på vei nedover. SEP volumene kan derfor produseres gjennom eksisterende prosessanlegg på SNA, og det planlegges ingen utvidelse av prosess- eller kraftproduksjonskapasiteten på SNA. Det må likevel gjennomføres et relativt stort modifikasjonsarbeid på SNA i forbindelse med SEP, i hovedsak for tilknytning av nødvendige rørledninger for produksjon og injeksjon samt kabler.

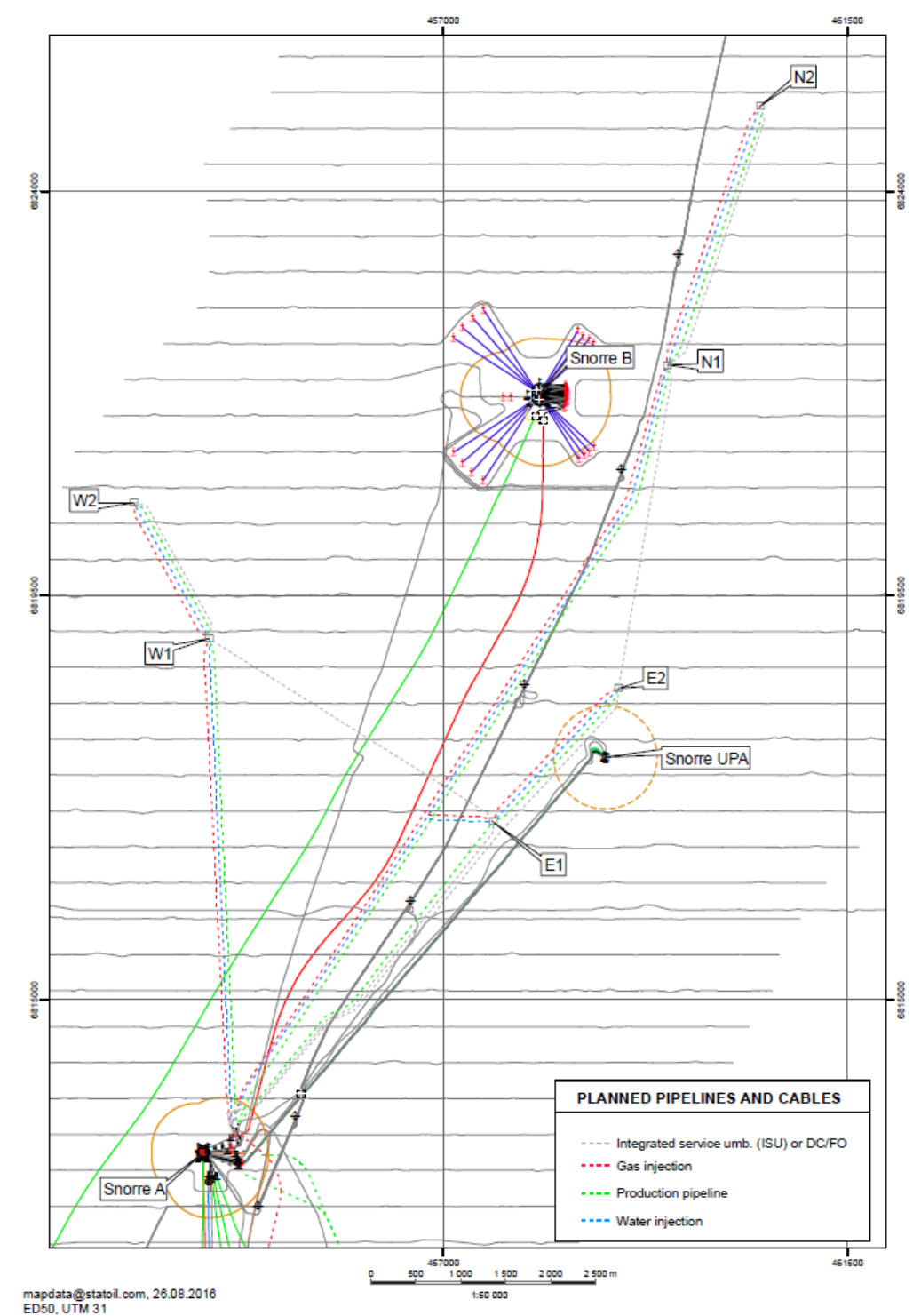
Dreneringsstrategien er basert på alternerende vann- og gassinjeksjon (WAG – Water Alternating Gas injection). Det er planlagt med 11 produksjonsbrønner og 11 WAG brønner totalt. Fire brønner planlegges å være forhåndsbores og klare til produksjon i januar 2021. Alle 6 bunnrammene vil ha funksjonalitet for både produksjon og WAG injeksjon. Konseptet innebærer også import av inntil 2 MSm³/dag med gass fra Gullfaks A for trykkstøtte fra 2022 til 2036. Beslutningen om gassimport kan bli endret dersom ny informasjon tilsier dette.

Gassimportrørledningen fra Gullfaks A vil bli koblet til eksisterende SNA-Statfjord A (SFA) 8" gassrør på havbunnen. Det vil derfor ikke være behov for installasjon for nytt stigerør i denne sammenheng på SNA.

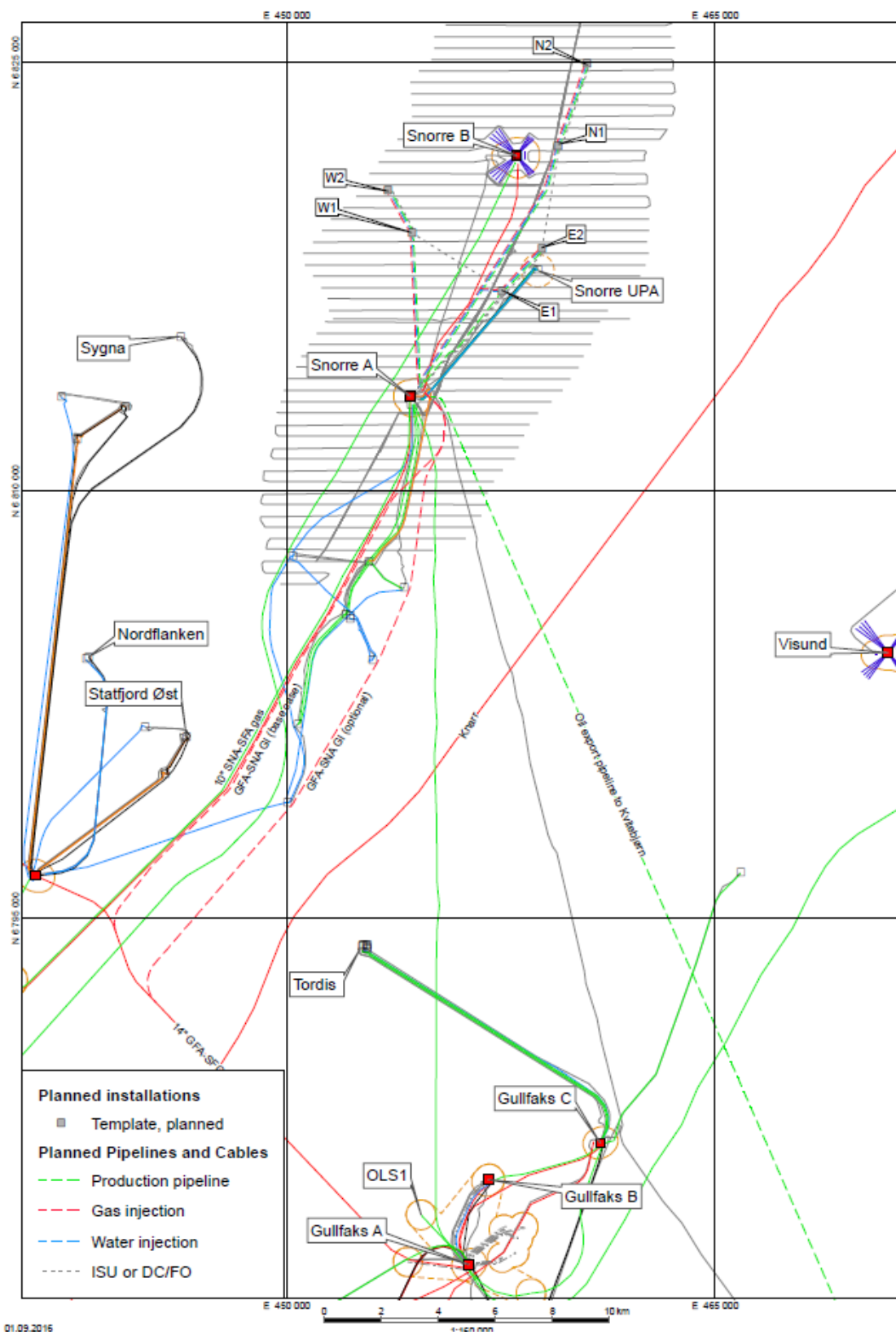
Undervannsanlegget omfatter brønnrammene, feltinterne rørledninger for injeksjon og produksjon, fleksible stigerør på Snorre A, påkoblingspunkt for stigerør på sjøbunnen med sikkerhetsventiler (SSIV - SubSea Isolation Valves) og styringskabler (ISU - Integrated Service Umbilicals).



Figur 2-2 Snorre-feltet med ny planlagt infrastruktur for SEP (gulfargede bunnrammer og rørledninger/kabler)



Figur 2-3 Infrastruktur på Snorre-feltet (øst-vestgående, gråfargede linjer viser installerte seismikk-kabler – PRM (Permanent Reservoir Monitoring))



Figur 2-4 Infrastruktur i Tampen-området

2.5.3 Lokalisering av innretninger

UTM koordinater for de viktigste SEP relaterte nævårende og fremtidige anleggsdeler på Snorre-feltet fremgår av tabell 2-1. Bunnrammelokasjonene er optimalisert i forhold til brønnmål, brønnbaner, grunn gass, ruting av rørledninger, tilstand på sjøbunnen og nødvendig avstand til eksisterende innretninger.

Tabell 2-1 Lokalisering av viktige SEP installasjoner (Geodetisk datum: ED1950 UTM Zone 31N)

Installasjoner	UTM E	UTM N
SNB	458 060	6 821 732
SNA	454 322	6 813 304
Eksisterende Snorre UPA bunnramme	458 801	6 817 698
Bunnramme W1	454 351	6 819 020
Bunnramme W2	453 384	6 820 531
Bunnramme N1	459 622	6 822 113
Bunnramme N2	460 522	6 825 045
Bunnramme E1	457 725	6 816 981
Bunnramme E2	459 196	6 818 465

Note 1). Lokasjon for fremtidige bunnrammer kan bli endret basert på ytterligere optimalisering.

2.6 Gjeldende lover og forskrifter

Tekniske design-løsninger for SEP skal sikre trygg drift som beskytter mennesker, miljø og materielle verdier i samsvar med gjeldende lover og forskrifter.

2.7 Eksport av olje

Fullstabilisert olje fra SEP planlegges eksportert i eksisterende Vigdis olje-eksportør til Gullfaks i perioden frem til 2023. Fra 2023 vil en alternativ eksportløsning måtte etableres. Foreløpig vurderes et nytt oljerør for tilknytning til Kvitebjørn transport via Troll oljerør (TOR II) til Mongstad som mest aktuelt.

2.8 Forsyningsbaser og driftsorganisasjon

Driften av SEP vil bli en integrert del av driften av Snorre-feltet. Driftsorganisasjonen for Snorre-feltet ligger i Stavanger. Forsyningsbase for Snorre-feltet og helikopterterminal for personelltransport til feltet ligger i Florø.

SEP prosjektet innebærer ingen endring i disse lokaliseringene.

2.9 Vurderte alternativer

Snorre Expansion prosjektet har allerede vært gjennom omfattende utredninger for å komme frem til et best mulig teknisk og økonomisk utbyggingskonsept. HMS og samfunnsmessige hensyn har vært viktige elementer i vurderingene som er foretatt. Nedenfor er kort omtalt noen av de viktige valgene, og hvilke avveininger som er gjort. Dette vil bli nærmere gjort rede for i konsekvensutredningen.

- Plattform alternativ
 - Et alternativ med produksjon av SEP volumene via en ny Snorre C plattform lokalisert omtrent midtveis mellom Snorre A og Snorre B var lenge prosjektets mål. Det ble gjennomført konsept-studier for plattform-alternativet i flere omganger og med varierende tekniske og gjennomføringsrelaterte vinklinger uten at akseptabel prosjektøkonomi ble oppnådd. I løpet av vinteren 2015/2016 ble derfor plattform-alternativet lagt bort for godt. Oppmerksomheten ble rettet mot en undervanns utbyggingsløsning med tilkobling av produksjonslinjene til Snorre A plattformen for prosessering og eksport.
- Offshore kraftgenerering kontra kraft fra land
 - Kraftforsyning fra land til offshore installasjoner der det er hensiktsmessig er en politisk målsetting i Norge. Det har imidlertid vist seg svært krevende å gjennomføre på en lønnsom måte for enkeltfelt. Selv om SEP i seg selv ikke trenger ytterligere kraftgenerering, er det i forbindelse med prosjektet blitt gjennomført vurderinger av både tradisjonell kraftgenerering med eksisterende offshore gassturbiner, fullstendig elektrifisering med bruk av strøm fra land, samt ulike mellomløsninger. Det er foreløpig konkludert at kraftforsyning fra land til Snorre A ikke vil være teknisk mulig på grunn av plass og vektbegrensninger. Prosjektet anbefaler derfor en løsning med lokal kraftgenerering med gassturbiner, dvs. fortsatt bruk av eksisterende kraftforsyning på feltet. Det er lagt vekt på å sikre at gjennomføring av SEP prosjektet ikke vil vanskeliggjøre en kraft fra land løsning til Snorre-feltet på et senere tidspunkt. Det vil bli gjort nærmere rede for de vurderinger som er gjennomført og mulige fremtidige elektrifiseringsalternativer for Snorre-feltet i konsekvensutredningen.
- Håndtering av produsert vann
 - Det er gjennomført miljørisikovurderinger hvor ulike strategier for håndtering av produsert vann er sammenlignet. SEP vil medføre en økning av produsert vann mengdene over feltets levetid, samtidig som Snorre vil ha bruk for store mengder vann for trykkstøtte. Det er derfor sett på muligheten for benytte produsert vann til reinjeksjon. Slik bruk innebærer imidlertid også en betydelig risiko for redusert injektivitet i reservoaret over tid. SEP prosjektet vurderer at risikoen vil være for stor, og har besluttet å ikke anbefale injeksjon av produsert vann. Produsert vann vil bli sluppet ut til sjø etter rensing.
- Håndtering av borekaks
 - SEP prosjektet innebærer boring av mer enn 20 brønner i perioden 2019-2024. Med unntak av brønnenes topphullseksjon vil det være nødvendig å benytte oljebasert borevæske. Dette vil medføre store mengder borekaks som ikke kan slippes direkte til sjø. Det finnes følgende alternativer for behandling:
 - Injeksjon i undergrunnen
 - Transport til land for videre rensing og avfallshåndtering
 - Offshore rensing og utslipp til sjø

SEP prosjektet anbefaler å transportere all oljebasert borekaks til land for videre rensing og deponering.

2.10 Tidsplan for utbyggingen

SEP prosjektets foreløpige hovedplan er vist i tabell 2-2 nedenfor. Planen er basert på produksjonsstart i første kvartal 2021.

Tabell 2-2 Foreløpig hovedplan for prosjektet.

Aktivitet	Tidsplan
Godkjenning i Stortinget	Q2 2018
Modifikasjoner SNA	
- Vekt fjerning	Q1 2018 – Q4 2020
- Installasjonsarbeid	Q1 2020 – Q4 2021
Installasjon av brønnrammer	Q2 2019 og Q2 2020
Installasjon av rørledninger og kabler	Q1 2020 – Q4 2021
Boreoperasjoner	Q3 2019 – Q2 2024
Produksjonsoppstart	Q1 2021

2.11 Investeringer

De totale investeringskostnader for SEP er foreløpig estimert til i størrelsesorden 22-25 milliarder norske kroner (2016). Estimater inkluderer kostnader for modifikasjoner på Snorre A, havbunnsanlegg og brønner.

Investeringene vil i all hovedsak komme i årene 2018 til 2024.

2.12 Avslutning av produksjonen

Nye innretninger som installeres for Snorre Expansion Project, dvs. undervannsanlegg og feltinterne rørledninger og kabler, har en design levetid på 20 år. Standard utstyr, som normalt vil ha lengre levetid enn 20 år, vil også bli benyttet. Etter avsluttet produksjon og nedstengning vil innretninger på feltet bli fjernet i henhold til gjeldende regelverk, ref. OSPAR- beslutning 98/3. Brønner vil bli permanent plugget og forlatt.

I god tid før avslutning av produksjonen på Snorre-feltet vil det bli lagt fram en avslutningsplan med forslag til disponering av plattformer, havbunnsinstallasjoner og rørledninger.

3 Områdebeskrivelse

Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak fra 2013 inneholder en omfattende dokumentasjon av miljøtilstand, naturressurser og brukerinteresser i Nordsjøen. Beskrivelsene nedenfor bygger i stor grad på denne dokumentasjonen.

3.1 Influensområde

Området som kan bli påvirket av utbygging og drift av feltet avhenger av hvilken påvirkningsfaktor vi snakker om. Fysisk forstyrrelse vil være avgrenset til områder i umiddelbar nærhet av installasjoner og rørledninger (steininstallasjon, ankring, grøfting, mudring mm). Disse aktivitetene vil medføre støy, og bunnsedimenter vil bli virvlet opp og deretter re-sedimentert.

Utslipp av borekaks fra boring med vannbasert borevæske (først og fremst fra topphullet) vil slippes ut på havbunnen og vil avleires ut til en avstand på 50 – 120 m fra borestedet. Dette vil umiddelbart redusere antall bunndyr på det berørte området. Når utslippet opphører vil den opprinnelige faunaen etter en tid re-etableres.

Ved boring av dypere brønnsegmenter vil det bli benyttet oljebasert borevæske. All oljeforurensede borekaks vil bli transportert til land for rensing og deponering. Det vil ikke være utslipp til sjø fra boring av disse brønnsegmentene.

Produsert vann vil bli sluppet ut til sjø etter rensing. I sjøen vil det skje en rask fortykning, og det ventes ikke målbar effekt på miljøet. I konsekvensutredningen vil det bli presentert beregninger av forventede konsentrasjoner i miljøet og tilhørende miljørisikovurderinger.

Et eventuelt uhellsutslipp av olje vil kunne medføre at et større område blir berørt, avhengig av bl.a. størrelse og varighet på utslippet.

Utslipp til luft vil dels bidra til klimaendringer, dels bidra til forurensing, overgjødning og dannelse av bakkenært ozon.

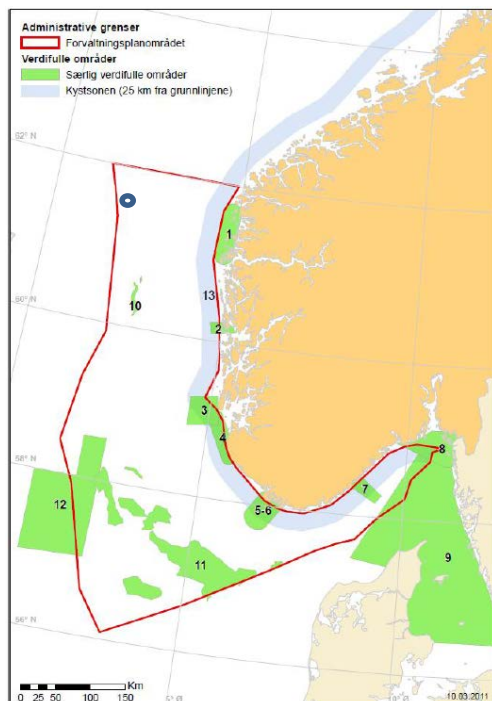
3.2 Miljøtilstand

Nordsjøen er et sterkt trafikkert havområde, fiskeri- og oppdrettsaktiviteten er høy, områdene omkring er tett befolket og sterkt industrialisert, og utvinningen av olje og gass er omfattende. Det har gjennom flere år blitt arbeidet internasjonalt for å redusere utslippene. Forbedringer er oppnådd, men fremdeles er det store utfordringer lokalt og regionalt. Samlet tilførsel av forurensende stoffer er uoversiktlig. Best oversikt har man over tilførslene fra olje- og gassvirksomheten, som er underlagt strenge rapporterings- og kontrollrutiner, og hvor det er etablert omfattende overvåkingsaktivitet. Konsekvensutredningen vil gi en nærmere beskrivelse av resultater fra miljøovervåkingen i den aktuelle delen av Nordsjøen. Nødvendige miljøgrunnlagsundersøkelser for SEP vil bli gjennomført i forbindelse med den rutinemessige regionale miljøovervåkingen i 2017.

3.3 Særlig verdifulle og sårbare områder, sjøfugl, sjøpattedyr

I forbindelse med Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak er det gjennomført et arbeid for å identifisere særlig verdifulle områder mht. marine kultur- og naturverdier. Dette er f.eks. viktige gyteområder for fisk (f.eks. for tobis), områder for sjøfugl (f.eks. hekke-, myte- overvintringsområder) og områder som er viktige for sjøpattedyr. Snorre feltet kommer ikke i direkte konflikt med noen av disse identifiserte områdene, se figur

3-1. I konsekvensutredningen vil en nærmere vurdere hvorvidt et eventuelt uhellsutslipp fra feltet vil kunne representere en trussel mot slike områder.



Figur 3-1 Særlig verdifulle områder. (Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak). Snorre-feltet er markert med en blå ring.

Nordsjøen har ingen store fuglefjell på norsk side, og sammenlignet med Norskehavet og Barentshavet er antall hekkende sjøfugler lite, mindre enn 5% av alle norske sjøfugler. Likevel er Nordsjøen og Skagerrak et viktig område for mange sjøfuglebestander, og da særlig utenom hekketida. Et eventuelt oljesøl i Nordsjøen vil kunne ramme sjøfuglebestander hjemmehørende både i og utenfor Nordsjøområdet.

Hvalbestander i Nordsjø-området domineres av nise og kvitnos, samt vågehval i forbindelse med næringsvandring. Av sel finnes det to arter; steinkobbe og havert. Begge er knyttet til kystområdene. For havert er det vist at det er en utveksling av individer på tvers av Nordsjøen, mellom bestander i Norge og Storbritannia.

3.4 Fiskeressurser

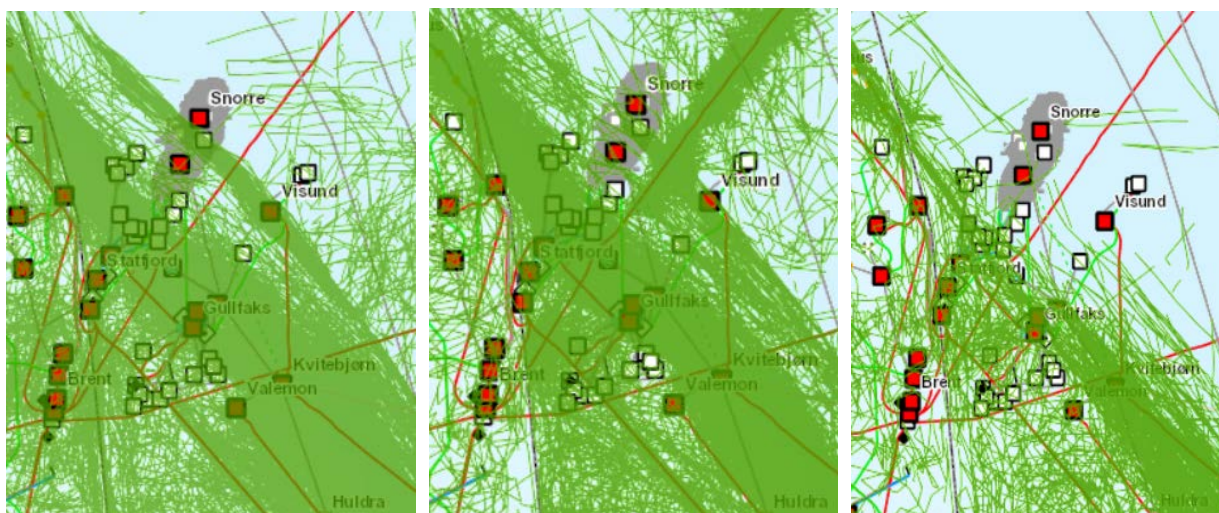
Nordsjøen har viktige bestander av kommersielt utnyttede fiskearter. Sild og brisling dominerer, og er tilstede hele året. Små mengder av makrell og hestmakrell er også tilstede hele året, men på ettersommeren vandrer de inn i store mengder fra gyteområder lenger vest og sør. Torsk, hyse, hvitting, øyepål og sei er de viktigste torskefiskene.

Flere av fiskeartene i Nordsjøen gyter på mindre, mer konsentrerte områder enn der de oppholder seg ellers i året. Dette gjelder særlig for bunngytere, som for eksempel sild. Tobis lever mesteparten av livet nedgravd i sedimentene, og gyter også på bunnen. Slike arter er avhengige av en bestemt type sedimenter som ikke finnes overalt, og de er derfor særlig utsatt dersom disse gyte- og leveområdene forstyrres.

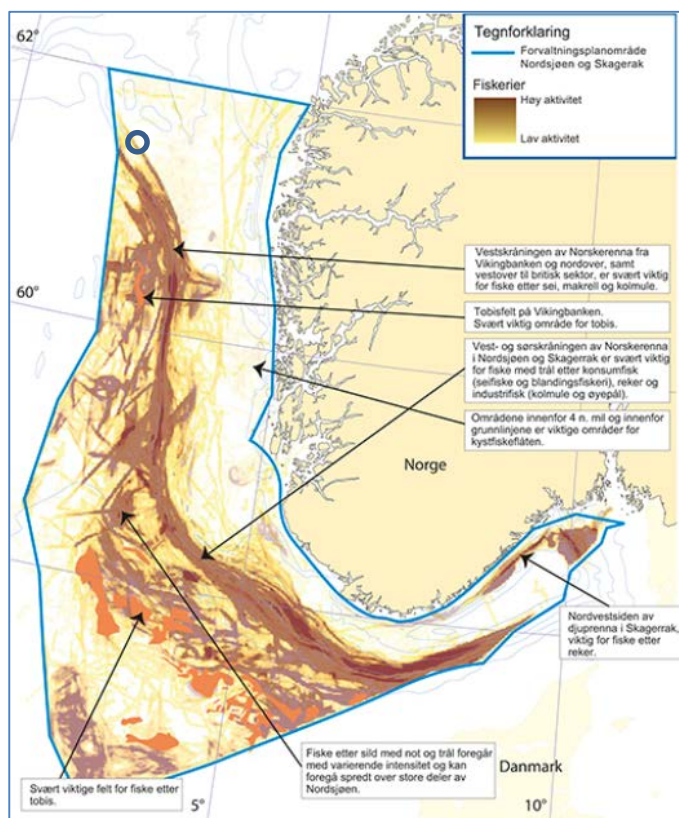
Snorre feltet er lokalisert utenfor kjente viktige gyte- og oppvekstområder for fisk, se figur 3-1.

Fisket i Nordsjøen utøves av både norske og utenlandske fartøy. Illustrasjonene i figurene nedenfor viser aktiviteten til sporingspliktige fartøy i årene 2011–2012, 2013–2014 og 2015. Det fremgår av figurene at Snorre-feltet ligger utenfor de områdene som er aller viktigst for fiskeriene.

Fisket etter tobis er strengt regulert, og kommer derfor ikke klart fram på satellittsporingen. For å illustrere disse viktige fiskeområdene er de på den nederste figuren illustrert særskilt (med rosa farge).



Figur 3-2 Samlet trålingsaktivitet i periodene 2011-12 (til venstre), 2013-14 (midten) og 2015 (til høyre) Merk: Restriksjoner på fiske pga. installasjon av seismikk-kabler i 2014.



Figur 3-3 Viktige områder for fiskeriene i Nordsjøen (fra Helhetlig Forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak). Snorre-feltet er markert med en blå ring.

4 Foreløpig vurdering av konsekvenser for miljø og kulturminner. Avbøtende tiltak.

I det følgende gis en oversikt over de aktiviteter som kan påvirke miljø og kulturminner, hvilke konsekvenser som kan oppstå, og hvilke avbøtende tiltak som vurderes.

4.1 Utslipp til luft

Utslipp til luft oppstår i hovedsak som følge av:

- Produksjon av kraft og varme
 - for drift av roterende utstyr
 - for prosessformål
 - for boring av brønner
 - for transportformål (forsyningskip, helikopter)
- Fakling av gass
- Diffuse lekkasjer fra prosessanleggene

4.1.1 Utslipp i bore- og anleggsfasen

Brønnene for SEP vil bli boret med en mobil borerigg med dieselgeneratorer. Borerigger som drives av dieselmotorer gir utslipp av CO₂ og NO_x samt mindre mengder SO₂.

I anleggsfasen vil det bli utslipp fra kraftgenerering på fartøy knyttet til marine operasjoner i forbindelse med modifikasjonsarbeidene på Snorre A og installasjon av bunnrammer, kabler og rørledninger. Dieselmotorer på de involverte fartøyene vil gi utslipp av CO₂, NO_x og mindre mengder SO₂.

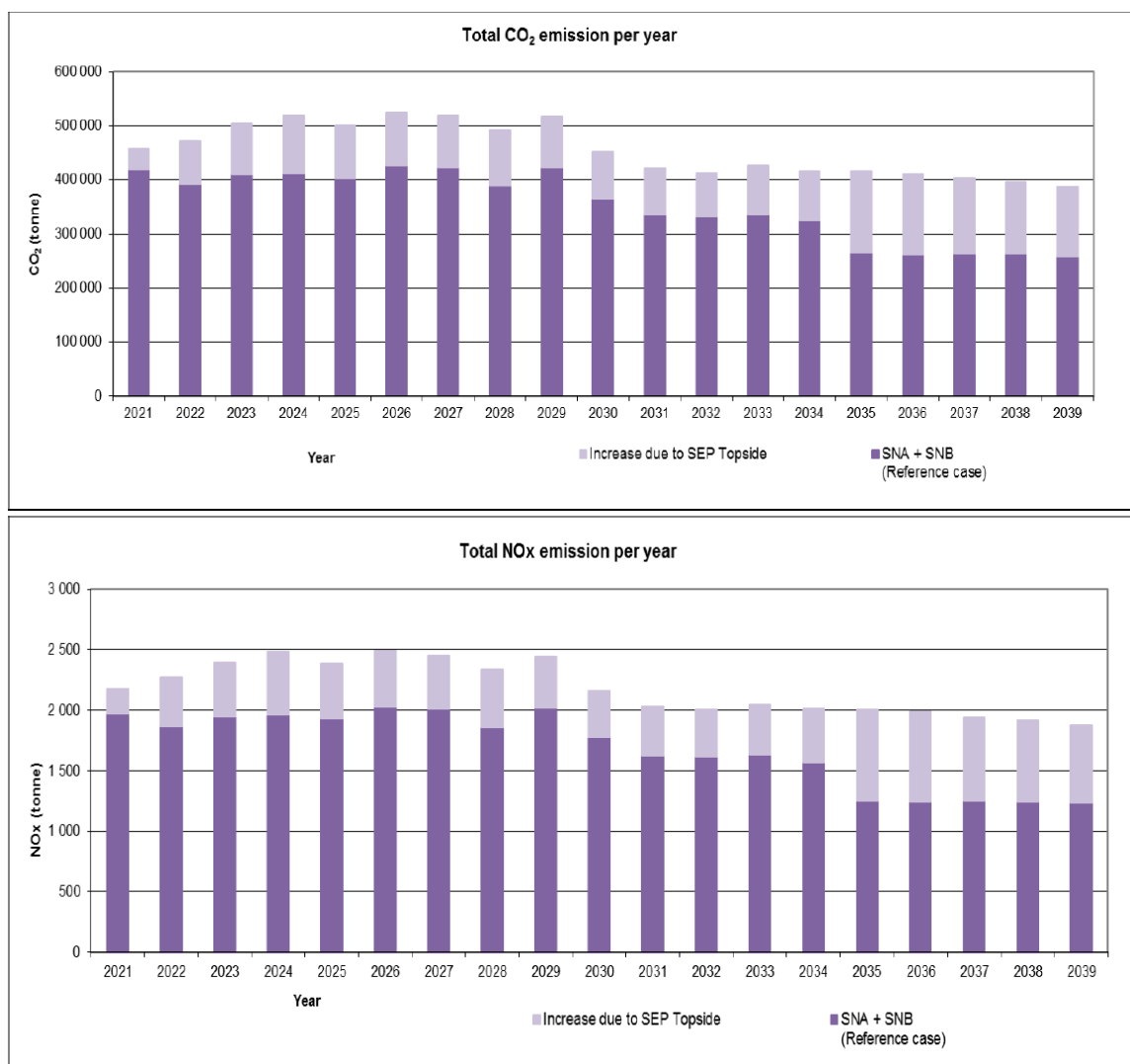
4.1.2 Utslipp i driftsfasen

I driftsfasen vil energiforbruket i hovedsak være knyttet til:

- Drift av pumper (løfting av sjøvann, injeksjon av sjøvann, diverse trykkøkningpumper, oljeeksportpumper)
- Drift av kompressorer (gassinjeksjon, gasseksport, gassløft,)
- Testing av nødstrømsgeneratorer, brannvannspumper.

Andre kilder til utslipp til luft i driftsfasen er fakling, kraft til boligkvarter, transport med skip og helikopter, samt diffuse lekkasjer fra prosessanleggene.

Foreløpig beregnede utslipp av CO₂ og NO_x ved normal drift er vist i figur 4-1.



Figur 4-1 Foreløpig beregnede utslipp av CO₂ og NO_x ved normal drift

Totalt akkumulerte utslipp av CO₂ og NO_x for SEP i perioden 2021-2039 er foreløpig beregnet til om lag 1,95 millioner tonn CO₂ og 9350 tonn NO_x. Tilsvarende tall for hele Snorre-feltet inklusive SEP er 8,20 millioner tonn CO₂ og 41000 tonn NO_x.

Gjennomsnittlige utslipp pr. år for SEP er foreløpig beregnet til 102 000 tonn CO₂/år og 500 tonn NO_x/år. Tilsvarende tall for hele Snorre-feltet inklusive SEP er 450 000 tonn CO₂/år og 2200 tonn NO_x/år.

4.1.3 Planlagte tiltak for å redusere utslipp til luft

Følgende tiltak er planlagt for å redusere utslipp til luft:

- Energioptimalisering
- All testing og opprensning av brønner rutes til eksisterende prosessanlegg, ingen avbrenning av testproduksjon
- Lukket fakkelsystem for lavtrykks- og høytrykksfakkel

4.1.4 **Konsekvenser av utslipp til luft**

Utslipp til luft av CO₂ og andre drivhusgasser som metan og nmVOC bidrar til global oppvarming. Utslipp av nitrogenoksider NO_x kan ha regionale effekter, og kan bidra til blant annet sur nedbør, overgjødsling og dannelse av bakkenært ozon. I konsekvensutredningen vil det bli gitt en detaljert beskrivelse av utslippene til luft og hvilke utslippsreducerende tiltak som planlegges gjennomført. Tilhørende konsekvenser vil bli beskrevet, og utslippene vil ses i sammenheng med de totale utslippene på sokkelen, regionale utslipp i Nordsjøen og nasjonale utslipp.

4.2 **Utslipp til sjø**

Utslipp til sjø vil i hovedsak være:

- Borekaks og borevæske fra boring med vannbasert borevæske
- Produsert vann
- Kjemikalierester
- Kjølevann
- Drenasjevann
- Sanitæravløpsvann og matavfall
- Utslipp ved klargjøring av rørledninger (vann tilsatt kjemikalier)
- Utslipp av hydraulikkvæske for drift av ventiler på havbunnsinstallasjoner

4.2.1 **Utslipp i bore- og anleggsfasen**

Borekaks fra boring med vannbasert borevæske planlegges sluppet til sjø. Dette gjelder boring av topphullet (den øverste seksjonen av brønnen), der borekaks slippes ut nede ved sjøbunnen.

Oljebasert borevæske vil måtte benyttes ved boring av alle brønnseksjonene bortsett fra topphullet. All borekaks og borevæske fra slik boring vil bli samlet opp og transportert til land for rensing og deponering.

Kjemikaliebehandlet sjøvann fra klargjøring av rørledninger vil bli sluppet ut til sjø.

4.2.2 **Utslipp i driftsfasen**

Produsert vann vil etter hvert utgjøre en stor andel av den samlede væskeproduksjonen fra brønnene (olje + vann). Foreløpige beregninger indikerer at maksimal mengde produsert vann fra Snorre vil kunne bli i størrelsesorden 15 mill m³/år. Til sammenligning er de totale utslippene av produsert vann i Nordsjøen i år 2020 anslått til ca. 119 mill. m³/år /4/.

Renset produsert vann vil slippes ut til sjø. Rensegraden er regnet å være god på Snorre-feltet, det antas at olje i vann konsentrasjonen i gjennomsnitt vil ligge under 10 ppm.

Matavfall fra boligkvarteret vil bli kvernet og sluppet ut til sjø. Også sanitæravløpsvann vil bli sluppet til sjø.

Forurenset drenasjevann vil bli samlet opp og renses før utslipp til sjø.

4.2.3 *Vurderte tiltak for å redusere utslipp til sjø*

En rekke tiltak er vurdert for å redusere utslipp av potensielt miljøskadelige stoffer til sjø:

- Minimering av vannproduksjon - vannavstengning
Gjennom reservoarstyring er det en målsetting å redusere vannproduksjonen i alle deler av feltet mest mulig
- Injeksjon av produsert vann for trykkstøtte
SEP har vurdert injeksjon av produsert vann for trykkstøtte og har konkludert at dette ikke kan anbefales på grunn av stor risiko for vesentlig redusert injektivitet i reservoaret.
- Bruk av korrosjonsbestandige materialer
Bruk av korrosjonsbestandige materialer i prosessanlegg, feltinterne rørledninger og brønner vil i betydelig grad redusere behovet for korrosjonshemmende kjemikalier.
- Opprensning av brønner til prosessanlegg
For SEP planlegges brønnene rensket opp mot testseparator på Snorre A plattformen. Det vil ikke bli gjennomført noen avbrenning av olje.

4.2.4 *Konsekvenser av utslipp til sjø*

Utslipp av borekaks fra boring med vannbasert borevæske vil avleires på sjøbunnen nær borestedet. Komponentene i vannbasert borevæske regnes ikke som giftige, men overdekning med borekaks vil ha en negativ innvirkning på bunndyr som lever i sedimentene. Konsekvensutredningen vil beskrive forventet spredning av borekaks rundt brønnene.

Vann som finnes i reservoaret sammen med olje og gass følger brønnstrømmen opp til plattformen. Etter hvert vil også vann som injiseres for trykkstøtte produseres tilbake til plattformen. Alt dette vannet vil bli skilt ut gjennom prosessen på produksjonsplattformen, og kalles da produsert vann. Dette vannet vil inneholde mindre mengder olje og andre naturlige komponenter fra reservoaret, samt rester av kjemikalier som har blitt tilsatt enten i brønnene eller i produksjonsprosessen. Enkelte av disse komponentene er hver for seg, eller i samvirkning med andre komponenter, potensielt miljøskadelige. Det er derfor et mål å minimere bruken av potensielt skadelige kjemikalier, og å redusere utslippene til sjø. Med de tiltak som er planlagt for Snorre regner en ikke med at det vil oppstå uakseptable miljøvirkninger.

Miljøriskoberegninger vil bli benyttet for videre optimaliseringer av løsninger for håndtering av produsert vann.

4.3 **Uhellsutslipp**

Utsiktede utslipp kan skje i form av:

- Utblåsninger i forbindelse med boring, eller under produksjon
- Lekkasje fra rørledninger, undervannsinstallasjoner, prosessanlegg
- Uhell i forbindelse med lasting og lossing mellom skip og plattformer

De alvorligste miljøkonsekvensene vil være knyttet til en eventuell utblåsning av olje.

4.3.1 Resultater av foreløpige miljørisiko- og beredskapsvurderinger

Siste oppdaterte miljørisikoanalyse og beredskapsanalyse for Snorre-feltet er gjennomført i 2014 /1/ /3/. Resultater fra disse refereres i det følgende og vil danne grunnlag for mer detaljert dokumentasjon i konsekvensutredningen.

Miljørisikoanalysen er basert på forvitningsstudier og oljedriftsberegninger gjennomført med olje fra en typisk og representativ brønn på feltet. Det er gjort simuleringer for både sjøbunnsutslipp og overflateutslipp, og med utslippsrater fra 1300 Sm³/døgn til over 17000 Sm³/døgn. Resultatene viser at miljørisikonivået som følge av et uhellsutslipp er lavere enn 10 % av akseptkriteriene som benyttes. Akseptkriteriene er et uttrykk for høyeste aksepterte sannsynlighet for alvorlig miljøskade i ulike miljøskadekategorier.

Med utgangspunkt i miljørisikoanalysen er det gjort en analyse for beredskap mot akutt forurensning inkludert en vurdering av hvilke oljevernressurser som vil kreves dersom et uhellsutslipp skjer, for å oppfylle operatørens og myndighetenes krav til beredskap. Hensikten med oljevernberedskap er å begrense miljøkonsekvensene av et utslipp ved å benytte den bekjempelsesmetoden som medfører minst miljøskade. Dette innebærer i størst mulig grad å bekjempe olje på åpent hav og hindre at olje når land. Resultatene fra beredskapsanalysen viser at et uhellsutslipp fra Snorre i verste fall vil kunne legge beslag på en stor del av de tilgjengelige oljevernressursene på norsk sokkel.

Oppdatering av analyser vil bli gjennomført som en del av konsekvensutredningen og planleggingen frem mot produksjonsboring, og danne grunnlag for søknad til myndighetene før oppstart av produksjonsboring.

4.3.2 Konsekvenser av uhellsutslipp

Vurdering av konsekvenser av et uhellsutslipp er en del av miljørisikoanalysen og beregnes for ulike typer miljøressurser: sjøfugl på åpent hav, kystnær sjøfugl, marine pattedyr, strandhabitat og effekter på gyteprodukter i vannmassene.

Olje som havner på sjøen vil kunne klebe seg til fjærdrakten på sjøfugl, og dersom den når land også til sårbare organismer som lever der. Dette vil kunne ha en direkte fysisk negativ effekt, og i neste omgang også en giftvirkning. Det vil også kunne være negative langtidseffekter av olje som eventuelt innlagres i sedimenter på havbunnen.

I tillegg vil vesentlige negative effekter kunne oppstå som følge av tilgrising av fiskeredskaper, strandområder etc. Oppdrettsanlegg i kystområdene vil være sårbare for oljetilsøling, både for direkte tap og skader, og også tap som følge av markedsmessige konsekvenser.

Olje vil også kunne påvirke organismer som lever i vannmassene. Dette gjelder i første rekke fiskeegg og små yngel. Imidlertid er den naturlige dødeligheten også under naturlige forhold svært stor på de yngste stadiene hos fisk, og gyteproduktene er oftest spredd over store områder. Det er derfor liten sannsynlighet for at en eventuelt økt dødelighet på individnivå som følge av et oljeutslipp kan få konsekvenser på bestandsnivå for aktuelle fiskebestander.

Mulige konsekvenser av uhellsutslipp av olje vil bli nærmere utdypet i konsekvensutredningen.

4.4 Fysisk påvirkning

Flere planlagte aktiviteter innebærer inngrep i havbunnen. Dette gjelder f.eks. installering av havbunnsinstallasjoner, legging av rørledninger og kabler (nedgraving og steininstallasjon), og ankerhåndtering. Også utslipp av borekaks vil til en viss grad ha en fysisk påvirkning på organismer som lever på og i sedimentene.

4.4.1 Konsekvenser av arealbeslag og fysiske inngrep

Fysiske inngrep på sjøbunnen har et potensial for å skade bunnlevende organismer. I det aktuelle området er det ikke identifisert særskilt viktige habitater, gyteområder for fisk etc., og en regner ikke med vesentlige negative effekter av denne karakter.

Alle aktiviteter som innebærer inngrep i havbunnen har potensiale for å skade eventuelle kulturminner. Store deler av havbunnen i Nordsjøen (ned til omlag 140 m dyp) var tørt land for om lag 12 - 18.000 år siden, og forekomst av kulturminner fra steinalderen kan ikke utelukkes. Snorre-feltet ligger på 300-380 m dyp og ligger utenfor områder som kan ha vært bebodde i pre-historisk tid. Skipsvrak fra tilbake til forhistorisk tid vil kunne forekomme over hele Nordsjøen. Det er ingenting som tyder på forhøyet konsentrasjon av slike kulturminner i Snorre-området.

4.5 Konsekvenser for fiskerier og andre næringer til havs

4.5.1 Fiskerier

Aktiviteter i forbindelse med boring og installasjon av innretninger, rørledninger og kabler vil kunne utgjøre en midlertidig hindring for skipstrafikk og utøvelse av fiske.

Rundt alle innretninger som rager over vannflaten vil det bli etablert en sikkerhetssone med radius 500 meter, regnet fra innretningens ytterpunkter. Infrastrukturen på Snorre feltet vil etter SEP bestå av to plattformer (SNA og SNB) og 7-8 bunnrammer (inklusive eksisterende Snorre UPA og Vigdis). Samlet arealbeslag pga av sikkerhetssoner vil være i størrelsesorden 2 km². SEP innebærer ingen nye overflateinstallasjoner, og det opprettes ikke nye sikkerhetssoner. Bunnrammer utgjør i utgangspunktet ikke noe arealbeslag, men kan oppfattes som hindringer av trål-fiskere selv om rammene er designet for å være overtrålbare i henhold til myndighetskrav. Et havdyp på over 300 meter på Snorre-feltet innebærer imidlertid at trållaktiviteten er liten.

Sikkerhetssoner utgjør generelt et beslag av arealer som utelukker andre aktiviteter. For fiskerier vil det praktiske arealbeslaget ofte være vesentlig større enn arealet på selve sikkerhetssonen. Dette gjelder særlig for store industritrålere som må starte unna-manøvreringen i god tid før de når fram til selve sikkerhetssonen. Konsekvensutredningen vil nærmere beskrive utstrekningen på sikkerhetssonen og konsekvenser for fiskerier i Snorre-området.

Alle havbunnsinstallasjoner og rørledninger beliggende utenfor etablerte sikkerhetssoner vil være overtrålbare i samsvar med regelverket. Det vil installeres stein for å beskytte rørledningene.

Snorre.feltet er lokalisert utenfor de mest intensivt benyttede fiskeområdene i Nordsjøen. Det forventes derfor ikke vesentlige negative konsekvenser.

I anleggsfasen vil det tilstrebes en god dialog og informasjon overfor fiskeriorganisasjonene, slik at midlertidige ulemper blir så små som mulig.

Det er foran beskrevet hvilke tiltak som planlegges gjennomført for å unngå negative effekter på ressursgrunnlaget. Dette gjelder i første rekke håndtering av utslipp til sjø, som produsert vann og utslipp fra boring, samt håndtering av eventuelle uhellsutslipp. Når alle disse tiltakene tas med i vurderingen, forventes det ikke at utbyggingen av SEP vil forringe mulighetene for utøvelse av fiske i Nordsjøen av betydning.

4.5.2 Skipstrafikk

Snorre er lokalisert i Tampen-området i nordre Nordsjø. Dette er et område med relativt omfattende skipstrafikk knyttet nettopp til petroleumsvirksomheten i området. Det forventes ikke vesentlige utfordringer knyttet til kollisjonsfare eller dropp av anker, men problemstillingen vil bli utredet nærmere i konsekvensutredningen.

4.5.3 Vindenergi

Ved Stortingets behandling av St.meld. nr. 34 (2006-2007) Norsk klimapolitikk ble det besluttet å lage en nasjonal strategi for elektrisitetsproduksjon fra havbasert vindkraft og andre marine fornybare energikilder. I 2010 presenterte NVE rapporten «Havvind – forslag til utredningsområder». I denne rapporten utpekes det en del områder i Nordsjøen som bør videre utredes mht mulig lokalisering av vindkraftanlegg, både flytende og bunnfaste anlegg. SEP innebærer ingen konflikt med nominerte havvindområder. Det nærmeste området er «Stadhavet» om lag 70 km fra Snorre-feltet.

4.6 Samfunnsmessige konsekvenser

4.6.1 Inntekter, leveranser, sysselsetting

Utbygging og drift av Snorre Expansion prosjektet vil i vesentlig grad bidra til opprettholdelse av petroleumproduksjonen fra norsk sokkel, og i neste omgang gi betydelige inntekter til den norske stat. De samfunnsmessige virkningene vil være betydelige i form av inntekter til stat og kommuner, leveranser av varer og tjenester samt direkte og indirekte sysselsetting i både utbyggings- og driftsfasen.

Driftsperioden strekker seg over ca. 20 år.

Konsekvensutredningen vil nærmere beskrive forventede inntekter, leveransemuligheter og sysselsettingseffekter som følge av utbyggingen.

4.6.2 Drifts- og basetjenester

SEP vil bli en integrert del av driften av Snorre-feltet. Lokalisering av driftsorganisasjon og basetjenester vil fortsette som i dag.

5 Planlagte utredninger

Konsekvensutredningen vil bli basert på det utredningsprogrammet som fastsettes av departementet.

Konsekvensutredningen vil gi en oppdatert beskrivelse av utvinnbare reserver, samt en kortfattet teknisk og økonomisk beskrivelse av den utbyggingsløsningen som beskrives mer detaljert i den tekniske delen av Plan for utbygging og drift.

Når det gjelder naturressurser og miljøvirkninger, er planen å nyttiggjøre seg den omfattende informasjon som foreligger for Snorre-området i form av tidligere konsekvensutredninger, sjøbunnskartlegginger, utslippsrapporteringer og miljøovervåkingsrapporter. Videre vil en i stor grad basere seg på Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak, 2013 /4/ og for enkelte fagfelt også de regionale konsekvensutredninger som er utarbeidet for Nordsjøen, sist i 2006 /2/. Det planlegges således ikke å gjennomføre nye studier for tema som allerede er utredet.

Disposisjon og innhold i konsekvensutredningen vil være i samsvar med Veileder for PUD og PAD utarbeidet av Olje- og Energidepartementet og Arbeidsdepartementet i februar 2010, og vil gjenspeile innholdet i dette forslaget til utredningsprogram.

Det vil i konsekvensutredningen bli redegjort for hvilke tillatelser, godkjenninger og/eller samtykker det skal søkes om i henhold til norsk lovgivning. Planer for avvikling og beredskap vil kort bli beskrevet. Det vil bli inkludert en sammenfatning av innkomne høringsuttalelser til forslaget til utredningsprogram.

For alle de tema som behandles i konsekvensutredningen vil det bli gjort en vurdering av sårbarhet, og det vil bli beskrevet hvilke tiltak som er tenkt gjennomført for å unngå, redusere eller eventuelt avbøte skadevirkninger.

5.1 Beskrivelse av natur- og miljøressurser i influensområdet. Kulturminner

Beskrivelsen vil basere seg på Snorre spesifikk dokumentasjon, eksisterende informasjon i forvaltningsplan og regionale konsekvensutredninger. Følgende tema vil bli dekket:

- Særlig verdifulle og sårbare områder, marint biologisk mangfold
- Fiskeressurser
- Sjøfugl
- Sjøpattedyr
- Andre sensitive arter og habitater, spesielt miljøfølsomme forekomster
- Kulturminner

5.2 Utslipp til luft

Konsekvensutredningen vil kvantifisere planlagt energiforbruk og utslipp til luft fordelt på ulike forbrukere, utslippskilder, og prosjektfaser. Utslipp til luft vil bli beskrevet for de enkelte komponenter så som CO₂, NO_x, metan og nmVOC. Planlagte utslipp vil bli sammenlignet med gjennomsnittlige utslipp fra tilsvarende utbyggingsprosjekter (utslipp pr. produsert enhet), med samlede utslipp fra sokkelen, regionale utslipp i Nordsjøen og med nasjonale utslipp.

Det vil bli redegjort for hvilke tiltak som har blitt vurdert for å redusere utslipp til luft, hvilke som er planlagt gjennomført, og hvilken effekt disse tiltakene kan forventes å ha.

Når det gjelder kraft fra land alternativer (ikke del av SEP, se kapittel 2.9) vil det bli presentert mulige fremtidige løsninger og beregnede tall for utslippsreduksjoner og tiltakskostnader.

Det vil bli redegjort for de BAT-vurderinger som er gjennomført. Det vil bli gitt en begrunnelse for de valg som er foretatt.

Miljømessige konsekvenser av utslipp til luft vil bli beskrevet med referanse til forvaltningsplanen. Det planlegges ikke gjennomført nye beregninger av spredning, avsetning og tålegrenseoverskridelser som følge av lufttransporterte forurensinger.

5.3 Planlagte utslipp til sjø

Det vil bli gitt en oversikt over planlagte utslipp til sjø, fordelt på type utslipp, kilde og prosjektfase, herunder bl.a.:

- Utslipp fra boring og brønnoperasjoner
- Utslipp fra klargjøring av rørledninger
- Produsert vann og eventuelle andre utslipp fra prosessen
- Kjølevann

Innhold av naturlige komponenter, herunder også innhold av radioaktive komponenter, samt forbruk og utslipp av kjemikalier vil bli redegjort for så langt det er mulig.

Det vil bli beskrevet hvilke tiltak som har blitt vurdert for å redusere utslipp til sjø, hvilke som er planlagt gjennomført, og hvilken effekt disse tiltakene kan forventes å ha. Dette gjelder bl.a. håndtering av borekaks og produsert vann.

Det vil bli redegjort for de BAT-vurderinger som er gjennomført, herunder også resultater fra gjennomførte EIF-beregninger (EIF – Environmental Impact Factor). Det vil bli gitt en begrunnelse for de valg som er foretatt.

Miljømessige konsekvenser av utslippene vil bli beskrevet med bakgrunn i eksisterende informasjon om influensområdet og oppdatert kunnskap om virkningen av ulike typer utslipp til sjø, slik det framkommer i underlagsdokumentasjonen til forvaltningsplan og regionale konsekvensutredninger.

5.4 Avfall

Konsekvensutredningen vil gi en oversikt over avfallstyper som vil genereres, samt hvordan avfall planlegges håndtert for å unngå negative miljøeffekter.

5.5 Uhellsutslipp

Konsekvensutredningen vil beskrive sannsynligheten for akutte utslipp knyttet til bore- og driftsfasen, og det vil bli gjengitt resultater fra miljørisikoanalyser og beredskapsanalyser. Utredningen vil baseres på siste oppdaterte miljørisiko- og beredskapsanalyser for Snorre-feltet.

Det vil bli gitt en generell omtale av mulige konsekvenser knyttet til uhellsutslipp av olje.

Videre vil spesifikke miljøkonsekvenser av et eventuelt uhellsutslipp fra Snorre bli beskrevet med utgangspunkt i tilgjengelig informasjon om forekomst av sjøfugl, spesielt miljøfølsomme områder (SMO) og prioriterte miljøressurser i forbindelse med akutt forurensning av olje i marint miljø.

5.6 Arealbeslag og fysisk påvirkning

Det vil bli gitt en oversikt over planlagte fysiske inngrep, herunder legging, grøfting og steinoverdekning av feltinterne kabler og rørledninger, installasjon av bunnrammer, ankerhåndteringsoperasjoner mm.

Det vil bli gjort en vurdering av hvilke effekter fysiske inngrep kan ha for viktige områder for fisk, såvel som for bunnlevende organismer. Ved eventuelle funn av kulturminner vil konsekvenser for disse beskrives nærmere.

Tiltak for å hindre, redusere eller eventuelt avbøte negative konsekvenser vil bli beskrevet.

5.7 Fiskerier og andre næringer til havs

Fiskeriaktiviteten i området vil bli beskrevet på grunnlag av oppdaterte fartøysporingsdata og tilgjengelig informasjon fra forvaltningsplanen for Nordsjøen og Skagerak.

Midlertidige arealbeslag i forbindelse med anleggs- og installasjonsarbeider, permanente arealbeslag som følge av overflateinstallasjoner og tilhørende sikkerhetssoner på feltet (ingen nye pga. SEP), samt økt skipstrafikk i anleggsfasen og driftsfasen vil bli beskrevet. Mulige konsekvenser for annen næringsvirksomhet, som fiske, skipstrafikk og offshore vindkraft vil bli beskrevet.

Det vil bli beskrevet hvilke tiltak som har vært vurdert og hvilke tiltak som er planlagt gjennomført for å redusere, hindre eller avbøte negative konsekvenser for fiskeriene.

5.8 Samfunnsmessige konsekvenser

Utredningen vil beskrive samfunnsmessige konsekvenser i form av inntekter, leveransemuligheter og sysselsettingseffekter.

Lokalisering og bemanning av driftsorganisasjon vil bli beskrevet. Det samme gjelder bruk av driftsbaser og base for helikoptertransport.

5.9 Miljøovervåking

Konsekvensutredningen vil gi en oversikt over den etablerte ordningen for rutinemessig overvåking av miljøtilstanden i tilknytning til offshore petroleumsvirksomhet, og gjengi relevante resultater fra de nyeste undersøkelsene. Miljøovervåkingen for Snorre-feltet er en integrert del av overvåkingsundersøkelsene på norsk sokkel.

Nødvendige grunnlagsundersøkelser for bore- og installasjonsaktivitetene for SEP vil bli gjennomført i forbindelse med den rutinemessige regionale miljøovervåkingen i 2017.

6 Referanser

1. DNV GL 2014. MRA Snorre, Miljørisikoanalyse for Snorre-feltet, Statoil ASA. Rapportnr.: 2014-0471.
2. RKU Nordsjøen, 2006. Regional Konsekvensutredning for Nordsjøen
3. Statoil 2014. Beredskapsanalyse oljevern: Snorre-feltet
4. Stortingsmelding. 37 (2012-2013). Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Nordsjøen og Skagerrak

