

Utbygging av de tidlige produserte feltene Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma

Forslag til program for konsekvensutredning
Juli 2024



Forord

Feltene Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma er gass- og kondensat-felt som tidligere har vært i produksjon, men hvor produksjonen ble avsluttet ved omlegging av prosessanlegget og transportsystemene på Ekofisk senteret til nye installasjoner med oppstart av Ekofisk II i 1998. Tidligere feltinnretninger er fjernet og tatt til land for gjenvinning. Feltene har gjenværende ressurser som det kan være mulighet for å realisere. Rettighetshaverne i PL018 og Tommeliten Gamma har nå identifisert et konsept med felles utbygging av de tre feltene med havbunnsanlegg, og med Ekofisk feltcenter som vertsfelt. Prosjektet omtales som Previously Produced Fields, PPF.

Forutsatt en investeringsbeslutning, planlegges det å legge frem plan for utbygging og drift (PUD) for feltene i slutten av 2025, inkludert en felles konsekvensutredning.

Et forslag til program for konsekvensutredning utgjør første trinn i konsekvensutredningsprosessen. Dette forslaget legges nå fram for høring. I samråd med Energidepartementet er høringsperioden satt til 12 uker. Eventuelle kommentarer eller merknader bes sendt til ConocoPhillips Skandinavia AS (COPSAS) med kopi til Energidepartementet. Programforslaget finnes også tilgjengelig på <https://www.conocophillips.no/>.

Tananger, 12. juli 2024.

Innholdsfortegnelse

FORORD	1
INNHOLDSFORTEGNELSE	2
LISTE OVER FORKORTELSER	4
SAMMENDRAG	5
1. INNLEDNING	6
1.1 BAKGRUNN	6
1.2 FORMÅLET MED UTREDNINGSPROGRAM OG KONSEKVENsutREDNING.....	7
1.3 LOVERKETS KRAV TIL KONSEKVENsutREDNING.....	7
1.4 KONSEKVENsutREDNINGSPROSESS	7
1.5 TIDSPLAN FOR KONSEKVENsutREDNINGsarBEIDET.....	8
1.6 TIDLIGERE KONSEKVENsutREDNINGER OG KUNNSKAPSGRUNNLAG	9
1.7 SØKNADER OG TILLATELSER.....	9
2. BESKRIVELSE AV UTBYGGINGSPLANENE	10
2.1 BAKGRUNN	10
2.2 RETTIGHETSHAVERE.....	10
2.3 LOKALISERING AV FELTENE.....	10
2.4 RESSURSGRUNNLAG OG PRODUKSJONSPROGNOSE.....	11
2.5 ALTERNATIVE UTBYGGINGSLØSNINGER.....	14
2.6 REFERANSELØSNING.....	14
2.6.1 Havbunnsanlegg.....	15
2.6.2 Rørledning	15
2.6.3 Kontrollkabel	16
2.6.4 Tilknytningspunkt, Ekofisk feltcenter	16
2.6.5 Modifikasjoner på Ekofisk	16
2.6.6 Boring og brønn.....	16
2.6.7 Investeringer og kostnader.....	17
2.7 TIDSPLAN FOR GJENNOMFØRING.....	17
2.8 AVSLUTNING AV VIRKSOMHETEN	17
2.9 HMS, KLIMA OG BÆREKRAFT.....	17
3. OMRÅDEBESKRIVELSE	20
3.1 FYSISK MILJØ OG OSEANOGRAFISKE FORHOLD.....	20
3.2 BIOLOGISKE RESSURSER.....	21
3.2.1 Særlig verdifulle og sårbare områder	21
3.2.2 Bunnfauna.....	22
3.2.3 Fisk.....	22
3.2.4 Sjøfugl.....	22
3.2.5 Sjøpattedyr	23
3.3 KULTURMINNER	23

4. NÆRINGSAKTIVITET I OMRÅDET	24
4.1 ANNEN PETROLEUMSVIRKSOMHET	24
4.2 FISKERI	24
4.3 SKIPSTRAFIKK	26
4.4 ANDRE HAVBASERTE NÆRINGER	28
4.5 FORSVARETS VIRKSOMHET	28
5. MILJØKONSEKVENSER AV PLANLAGTE AKTIVITETER OG AVBØTENDE TILTAK	29
5.1 TEKNOLOGIVALG, BAT-VURDERINGER OG MILJØTILTAK	29
5.2 ENERGIBEHOV OG UTSLIPP TIL LUFT	30
5.3 GLOBALE FORBRENNINGSUTSLIPP AV OLJE OG GASS OG EVENTUELLE MILJØEFFEKTER I NORGE	32
5.4 KJEMIKALIEBRUK OG REGULÆRE UTSLIPP TIL SJØ	33
5.5 FYSISKE INNGREP	33
5.6 MATERIALBRUK OG AVFALLSHÅNTERING	33
5.7 RISIKO FOR AKUTTE UTSLIPP, KONSEKVENSPOTENSIAL OG BEREDSKAPTILTAK	34
6. KONSEKVENSER FOR ANNEN NÆRINGSAKTIVITET TIL HAVS OG AVBØTENDE TILTAK.....	35
6.1 VIRKNINGER FOR FISKERI	35
6.2 VIRKNINGER FOR MARITIM VIRKSOMHET	35
7. SAMFUNNSMESSIGE VIRKNINGER	36
8. OPPSUMMERING AV PLANLAGTE UTREDNINGER.....	37
8.1 TEMA FOR VIDERE UTREDNING	37
8.2 GRUNNLAGSUNDERSØKELSE OG MILJØOVERVÅKING	37
8.3 FORSLAG TIL INNHOLDSFORTEGNELSE I KONSEKVENsutREDNINGEN	38
9. REFERANSER OG LITTERATUR.....	39

Liste over forkortelser

BAT	Best Available Technique (best tilgjengelige teknikk)
BOK	Beslutning om konkretisering
COPSAS	Conocophillips Skandinavia AS
CO2	Karbondioksid
DEH	Direct Electrical Heating (direkte elektrisk oppvarming)
DLE	Direct Low Emission (turbinteknologi med lave NOX-utslipp)
ED	Energidepartementet
EU	Europeiske Union
GEA	Greater Ekofisk Area (Ekofiskområdet)
GHG	Greenhouse Gases (klimagasser)
GRP	Glass Reinforced Plastic
H2S	Hydrogensulfid
KLD	Klima- og miljødepartementet
MEG	Monoetylenglykol
MOD	Miljøovervåkingsdatabase
NOx	Nitrogenoksider
NOFO	Norsk oljevernforening for operatørselskapene
NORBRIT	Norsk britisk plan for marin beredskap og respons mot marin forurensning
OBM	Oil Based Mud (oljebasert borevæske)
oe	Oljeekvivalent
OED	Olje- og energidepartementet (nå Energidepartementet)
OSPAR	Oslo Paris konvensjonen
PAD	Plan for anlegg og drift
PL	Production license (Utvinningstillatelse)
PPF	Previously Produced Fields
PUD	Plan for utbygging og drift
SAC	Single Annular Combustion (turbinteknologi)
SEAPOP	Program for overvåking av sjøfugl
SEATRACK	System for logging/overvåking av sjøfugl
SPS	Subsea production system (havbunnsproduksjonsanlegg)
SSIV	Subsea safety valve (undervanns sikkerhetsventil)
SVO	Særlig verdifullt og sårbart område
THC	Total Hydrocarbon Content

Sammendrag

Rettighetshaverne til de tidligere produsende feltene Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma har modnet frem en løsning for gjenutbygging av feltene for å realisere verdiene som ligger i gjenværende utvinnbare ressurser. Utvinnbare ressurser fra de tre feltene utgjør totalt om lag 60-100 millioner fat oljeekvivalenter, i hovedsak i form av gass og med noe kondensat. Produksjonsstart er planlagt til 2028/2029.

Referanseløsningen består av en havbunnsutbygging med én brønnramme per felt som skal produsere tilbake til Ekofisk feltcenter via en felles produksjonsrørledning. Driften av havbunnsanleggene vil styres fra Ekofisk feltcenter via kontrollkabler. I dagens planer inngår å bore totalt åtte brønner, fire i Albuskjell og to i hvert av de andre feltene. Vurderinger pågår imidlertid både hva gjelder antall og plassering av brønnrammer og brønner. Et konseptvalg planlegges høsten 2024.

Plan for utbygging og drift (PUD) av feltene er planlagt levert til myndighetene i slutten av 2025, forutsatt endelig investeringsbeslutning fra rettighetshaverne. Arbeidet med konsekvensutredning er igangsatt, og vil utgjøre en del av PUD. Foreliggende forslag til program for konsekvensutredning utgjør første steg i konsekvensutredningsprosessen. Programforslaget beskriver planlagt utbyggingsløsning samt alternativer som er under vurdering, herunder tilknytningspunkt på Ekofisk feltcenter, ulike løsninger for utforming og beskyttelse av produksjonsrørledning og kontrollkabel, mm.

Programforslaget redegjør videre for tema for nærmere utredning og dokumentasjon i konsekvensutredningen. En foreløpig vurdering av virkninger for henholdsvis miljø og annen næringsaktivitet i området er gjort basert på foreløpig informasjon og eksisterende kunnskap.

Denne type utbygging er i tråd med norsk petroleumpolitikk og vil utnytte kapasitet i eksisterende anlegg og infrastruktur til å realisere petroleumsverdier i modne områder. Dette innebærer en effektiv og god produksjon både økonomisk og miljømessig gjennom lavere utslipp per produsert oljeekvivalent. Inkrementelle utslipp til luft fra produksjonen er små. Utslippetsintensiteten for CO₂-utslipp fra Ekofiskområdet vil derfor reduseres når de aktuelle feltene blir faset inn. Feltene vil kun produsere marginale mengder formasjonsvann og vil ikke påvirke kapasiteten for håndtering av produsert vann på Ekofisk feltcenter. Renseanleggene her har også svært god rensegrad. Miljømessige virkninger av utbygging og drift er foreløpig vurdert som mindre, men dette vil utredes nærmere og dokumenteres i konsekvensutredningen for de endelige teknologivalg og løsninger. Vurderinger av beste tilgjengelige teknikker (BAT) blir gjennomført og dokumenterer valgene.

Det er lite omfang av norsk fiske i området som blir berørt av utbyggingen, og også kun et beskjedent utenlandsk fiske, i hovedsak i form av bunntåling etter flatfisk. Fisket kan berøres i perioden med borerigg på lokalitetene, anslagvis med tolv måneders varighet, samt kortere perioder med installasjonsaktiviteter og rør-/kabellegging. Referanseløsningen innebærer at rørledning og kabel grøftes ned i havbunnen. I driftsperioden vil havbunnsanlegg være overfiskbare, og virkninger på fiske er ikke forventet.

Realisering av prosjektet vil medføre inntekter til Staten gjennom skatter og avgifter samt overføringer fra Petoro. Dette vil beregnes og presenteres i konsekvensutredningen. Her vil det også bli presentert anslag for ringvirkninger i form av sysselsettingseffekt av investeringene.

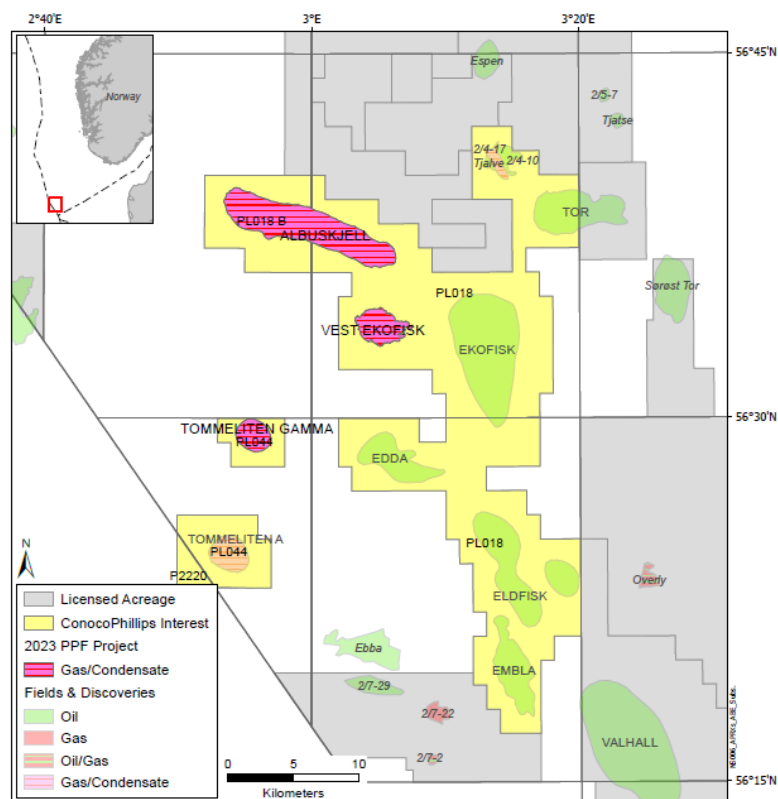
1. Innledning

1.1 Bakgrunn

De tre feltene Vest Ekofisk, Albuskjell og Tommeliten Gamma produserte til Ekofisk feltcenter inntil 1998, da feltene ble stengt ned i forbindelse med omleggingen til Ekofisk II og avvikling av flere Ekofisk I-innretninger. Feltinnretningene er senere fjernet og tatt til land. Gjenværende ressurser i de tre feltene er gass-kondensat som er økonomisk interessant å realisere. Det blir nå vurdert planer for utbygging og drift med felles utbyggingsløsning for disse feltene, med Ekofisk feltcenter som vertsfelt.

Ekofiskfeltet er lokalisert i den sørlige delen av norsk sektor i Nordsjøen og har produsert siden 1972. Det er det første feltet som startet produksjon av olje og gass på norsk sokkel. Feltet er videreutviklet i flere omganger, og eldre innretninger er fjernet og tatt til land for gjenvinning. Sammen med andre felt operert av COPSAS i samme område omtales dette som Ekofiskområdet (Greater Ekofisk Area, GEA).

Vest Ekofisk tilhører PL018 og er lokalisert i blokk 2/4, 8 km vest for Ekofisk feltcenter. Albuskjell tilhører PL018 og 018b og er lokalisert i blokkene 2/4 og 1/6. Albuskjellreservoaret er langstrakt, og avstanden til Ekofisk feltcenter er om lag 10-20 km. Tommeliten Gamma tilhører utvinningstillatelse PL044 og er lokalisert i blokk 1/9, om lag 19 km sørvest fra Ekofiskcenteret. Lokalisering er angitt i Figur 1-1.



Figur 1-1. Lokalisering av de tre feltene i Ekofisk-området.

1.2 Formålet med utredningsprogram og konsekvensutredning

Forslaget til program for konsekvensutredning ('utredningsprogram') har som formål å informere berørte parter, myndigheter og interesseorganisasjoner om hva som er planlagt utbygd, aktuelle alternative løsninger og om virkninger på miljø og næringer basert på tilgjengelig kunnskap. Videre skal behovet for dokumentasjon og planlagt utredningsarbeid beskrives. Forslaget til utredningsprogram sendes på høring slik at myndigheter og interesseorganisasjoner har innflytelse på hva som skal utredes i konsekvensutredningen og omfanget av dette. Etter høringen evalueres mottatte kommentarer av rettighetshaverne og endelig utredningsprogram fastsettes av Energidepartementet (ED).

Konsekvensutredningen vil inngå som en del av beslutningsgrunnlaget til regjeringen ved behandling av plan for utbygging og drift (PUD), og skal redegjøre for virkninger på miljø og samfunn av anbefalt utbygging og drift.

1.3 Lowerkets krav til konsekvensutredning

I henhold til petroleumslovens bestemmelser utarbeider rettighetshaverne en plan for utbygging og drift (PUD) og/eller plan anlegg og drift (PAD) som skal godkjennes av norske myndigheter. En konsekvensutredning er en integrert del av PUD og/eller PAD.

I henhold til petroleumslovens § 4-2 vil den planlagte utbyggingen være konsekvensutredningspliktig som del av PUD. Konsekvensutredningen (KU) skal i henhold til bestemmelsene baseres på et program for konsekvensutredning som er fastsatt av myndighetene etter en offentlig høringsrunde. Petroleumsforskriften §22 regulerer hva utredningsprogrammet skal inneholde, og detaljer er gitt i Energidepartementets PUD/PAD-veileder (OED, 2022).

Det er valgt å gjennomføre en felles konsekvensutredningsprosess for utbygging av de tre feltene. Dette siden feltene bygges ut og vil driftes integrert, og for best å kunne angi de samlede virkningene av utbyggingen.

Regelverket implementerer relevante internasjonale reguleringer om konsekvensutredning samt mulige grenseoverskridende miljøeffekter.

I EU's rådsdirektiv 97/11/EC finnes det krav til konsekvensutredninger for offentlige og private prosjekter som kan ha vesentlige miljø- og/eller samfunnsøkonomiske konsekvenser. Mulige grenseoverskridende miljøeffekter er regulert gjennom FNs «Konvensjon om konsekvensutredninger av tiltak som kan ha grenseoverskridende miljøvirkninger» (Espoo-konvensjonen). Denne konvensjonen forplikter parter (nasjonale myndigheter) om å varsle nabostater om planlegging av tiltak som kan gi vesentlige miljøvirkninger ut over landegrensene. Petroleumsforekomstene ligger utelukkende i norsk sektor. Foreløpige vurderinger tilsier at prosjektet ikke vil ha vesentlige grenseoverskridende miljøeffekter.

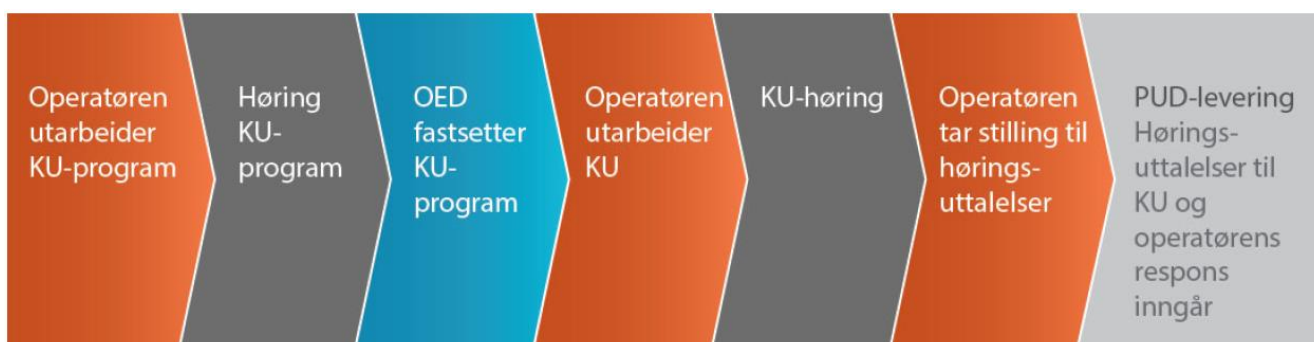
1.4 Konsekvensutredningsprosess

Som et første steg i konsekvensutredningsprosessen utarbeider rettighetshaverne et forslag til program for konsekvensutredning. Operatøren (COPSAS) sender programforslaget på høring til relevante høringsparter (myndigheter og interesseorganisasjoner) som er anbefalt av ED. Samtidig gjøres forslaget til program for konsekvensutredning tilgjengelig på internett (<https://www.conocophillips.no/>). Høringsperioden er satt til 12 uker. Eventuelle høringskommentarer til programforslaget sendes til COPSAS med kopi til ED. COPSAS sammenfatter kommentarene og gir sin vurdering med tanke på implementering i konsekvensutredningen. Dette legges igjen frem

for ED som fastsetter program for konsekvensutredning basert på programforslaget, høringskommentarene og rettighetshavernes evaluering av disse.

Rettighetshaverne gjennomfører deretter konsekvensutredningsarbeidet i henhold til fastsatt program for konsekvensutredning. Etter endt utredning sendes konsekvensutredningen på høring til myndigheter og interesseorganisasjoner, samtidig som det kunngjøres i Norsk Lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på høring. Uttalelser til konsekvensutredningen som kommer inn under høringsperioden sendes til rettighetshaverne, som evaluerer disse. Departementet vil, på bakgrunn av høringen, ta stilling til om det er behov for tilleggsutredninger eller dokumentasjon om bestemte forhold. Eventuelle tilleggsutredninger skal forelegges berørte myndigheter og dem som har avgitt uttalelser til konsekvensutredningen før det fattes vedtak i saken.

Konsekvensutredningen, inklusive høringsuttalelsene, vil utgjøre en del av PUD. ED fremmer saken for regjeringen eller Stortinget for beslutning¹. Myndighetsprosessen for konsekvensutredning og PUD er skissert i Figur 1-2.



Figur 1-2. KU-prosessen som en del av arbeidet med PUD. Kilde: Kopiert fra OEDs veileder (2022).

1.5 Tidsplan for konsekvensutredningsarbeidet

Foreløpig tidsplan for KU-prosessen for PPF-prosjektet er vist i Tabell 1-1.

Tabell 1-1. Foreløpig tidsplan for konsekvensutredningsprosessen.

Aktivitet	Tidsperiode
Utarbeidelse av forslag til program for konsekvensutredning	2. kvartal 2024
Høring av forslag til program for konsekvensutredning	3. kvartal 2024
Evaluering av mottatte høringskommentarer	4. kvartal 2024
Fastsetting av program for konsekvensutredning (ED)	4. kvartal 2024
Konsekvensutredning	4. kvartal 2024 - 3. kvartal 2025
Høring av konsekvensutredning	3. kvartal 2025
Evaluering av mottatte høringskommentarer	4. kvartal 2025
Levering av Plan for utbygging og drift	4. kvartal 2025
Behandling av PUD	Første halvår 2026

¹ Stortingsbehandling ved prinsipielle eller samfunnsmessige sider av betydning eller investeringsramme over 15 milliarder kroner.

1.6 Tidligere konsekvensutredninger og kunnskapsgrunnlag

Det finnes betydelig med erfaringer og kunnskap fra utbygging og drift i Ekofiskområdet, med over 50 års produksjon og en rekke gjennomførte prosjekter. Det pågår regelmessig miljøovervåking av miljøtilstanden i regionen og kunnskapen om miljøtilstanden vurderes som god. Kunnskap om annen næringsaktivitet i området finnes blant annet i offentlige databaser og kartverktøy.

Det er gjennomført en rekke konsekvensutredninger for petroleumsvirksomhet i Ekofiskområdet, både knyttet til ny- og videreutvikling av felt, samt for avslutning av virksomhet. Dette omfatter blant annet:

- Videreutvikling av Ekofisk, Ekofisk II (1993)
- Avvikling av Tommeliten Gamma (1996)
- Eldfisk vanninjeksjon (1997)
- Avvikling av Ekofisk I-innretninger (1999)
- Ekofisk Vekst (2002)
- Ekofisk Sør (2010)
- Eldfisk II (2010)
- Avvikling av Ekofisk Charlie og Tor (2014)
- Utbygging av Tommeliten A (2021)
- Ekofisk Vind (2022)

Relevant kunnskap fra tidligere konsekvensutredningsprosesser vil nyttiggjøres i konsekvensutredningen for PPF.

1.7 Søknader og tillatelser

Etter myndighetsgodkjenning vil det bli tildelt kontrakter for fabrikkasjon og installasjon av havbunnsanlegg, infrastruktur og brønner, samt for modifikasjonsarbeid på vertsfeltet. For å gjennomføre utbyggingen må det søkes om forskjellige tillatelser fra myndighetene i ulike faser av prosjektet, herunder endringer av eksisterende tillatelser for vertsfeltet. En oversikt over tillatelser som må innhentes i planleggings- og utbyggingsfasen for PPF vil bli lagt frem i konsekvensutredningen.

2. Beskrivelse av utbyggingsplanene

2.1 Bakgrunn

Vest Ekofisk var i produksjon i perioden 1977-1998, Albuskjell i perioden 1979-1998 og Tommeliten Gamma i perioden 1988-1998.

Gjenværende ressursgrunnlag i de tre tidligere produserende feltene er i dagens situasjon interessant for produksjon. Dette følger dels av endrede rammebetingelser når det gjelder energisituasjonen i Europa, dagens gasspriser i forhold til på 1990-tallet, samt teknologiutvikling og effektiviseringstiltak de siste 20-30 år. Et sentralt prinsipp i norsk petroleumsproduksjon er å realisere verdier i modne områder og bruk av eksisterende infrastruktur. Dette gir generelt forbedret effektivitet i samlet produksjon og har normalt relativt små konsekvenser for miljø og andre næringer relativt til nye selvstendige utbygginger. Myndighetene har derfor pålagt rettighetshaverne å vurdere muligheten for realisering av de gjenværende utvinnbare ressursene.

Rettighetshaverne vurderer det som teknisk og økonomisk mulig å bygge ut og produsere de tre feltene. En beslutning om konkretisering (BOK) ble gjort i desember 2023 og rapportert til myndighetene. Arbeidet pågår nå med å modne videre og optimalisere en økonomisk gjennomførbar utbyggingsplan i henhold til dette.

2.2 Rettighetshavere

Albuskjell og Vest Ekofisk inngår i utvinningstillatelse 018 mens Tommeliten Gamma tilhører PL 044. COPSAS er operatør for alle tre feltene. Rettighetshavere og eierandeler er angitt i Tabell 2-1.

Tabell 2-1. Rettighetshavere og prosentvis eierandel.

Rettighetshaver	PL018/PL018B	Tommeliten Gamma
ConocoPhillips Skandinavia AS	35.112	28.26
TotalEnergies EP Norge AS	39.896	20.23
Vår Energi ASA	12.388	9.13
Sval Energi AS	7.604	-
Petoro AS	5.000	-
PGNiG Upstream Norway AS	-	42.38

Gjeldende lisensperiode for PL018 er ut 2048. Blant vilkårene ved siste utvidelse av lisensperiode inngikk å modne frem en løsning for realisering av gjenværende ressurser i Vest Ekofisk og Albuskjell, formelt ved å passere BOK – se omtale over. PL044 har foreløpig lisensperiode ut 2028. Søknad om utvidet konsesjonstid for PL044 ble sendt i april 2024.

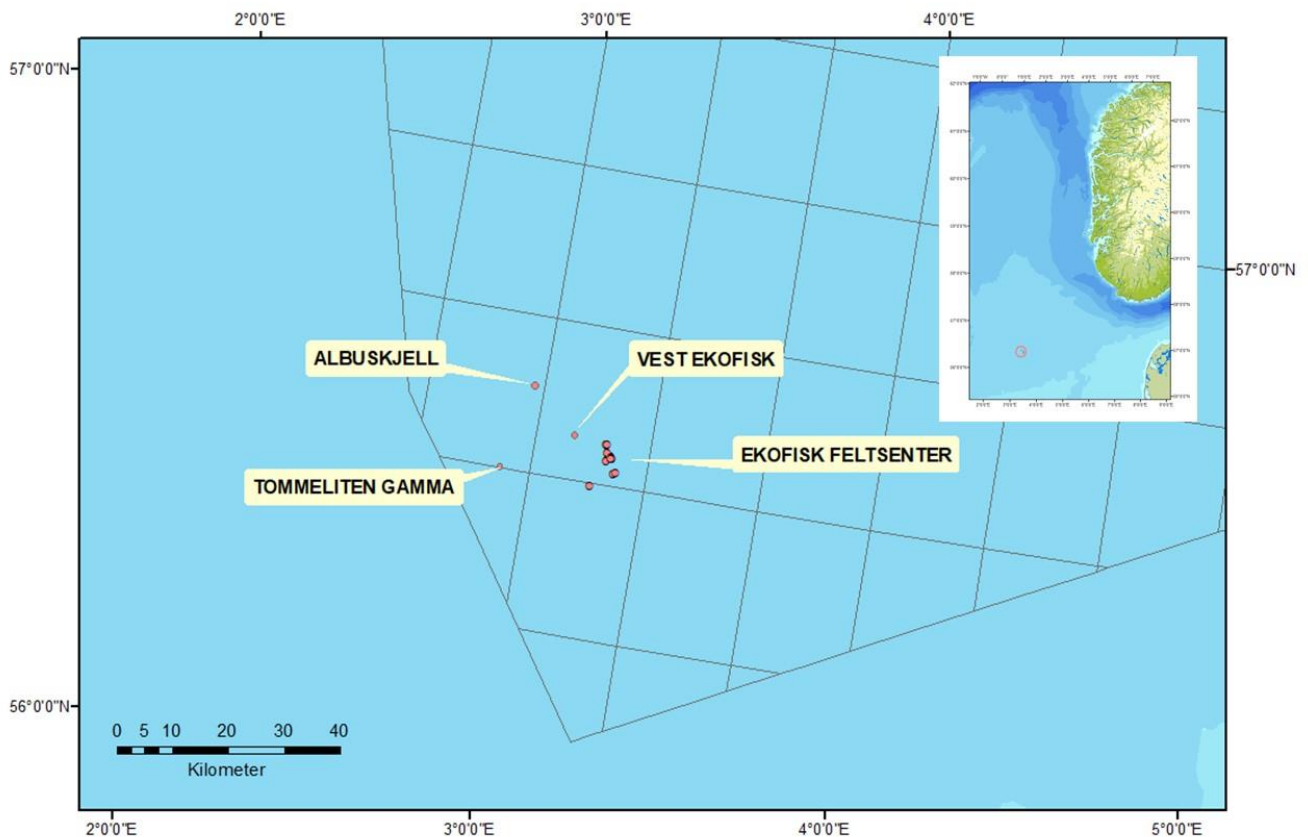
2.3 Lokalisering av feltene

Albuskjell-reservoaret er langstrakt og ligger 10-20 km nordvest for Ekofisk feltcenter, Figur 2-1. Feltet var tidligere utbygd med to bunnfaste stålrennetninger, Albuskjell 1/6 A og 2/4 F, lokalisert med betydelig avstand fra hverandre for å dekke ulike deler av reservoaret. Foreløpig lokalisering av ny brønnramme er noe øst for tidligere Albuskjell 1/6 A.

Vest Ekofisk er lokalisert ca. 8 km vest/nordvest av Ekofisk feltcenter, Figur 2-1. Planlagt brønnramme er litt øst for tidligere Vest Ekofisk 2/4 D.

Tommeliten Gamma er lokalisert om lag 19 km sørvest fra Ekofisksenteret, Figur 2-1. Planlagt brønnramme er foreløpig lagt litt nord for lokasjonen til tidligere brønnramme.

Vanndypet er 69 m ved Albuskjell og 73 m ved de to andre feltlokalitetene.



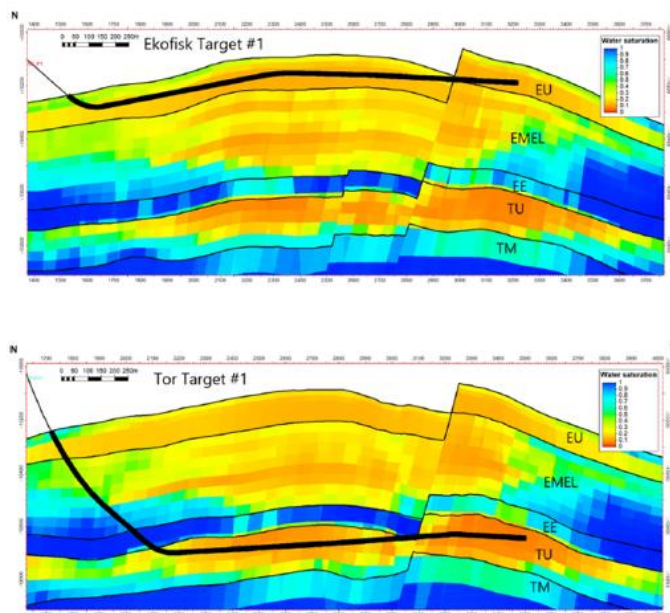
Figur 2-1. Lokalisering av feltene i forhold til Ekofisk feltcenter.

2.4 Ressursgrunnlag og produksjonsprognose

De tre feltene består av kalksteinsreservoar av samme alder som de øvrige feltene i Ekofiskområdet. De aktuelle feltene inneholder i hovedsak gass, men også noe kondensat. Totalt ressursanslag for PPF er 60-100 millioner fat oljeekvivalenter.

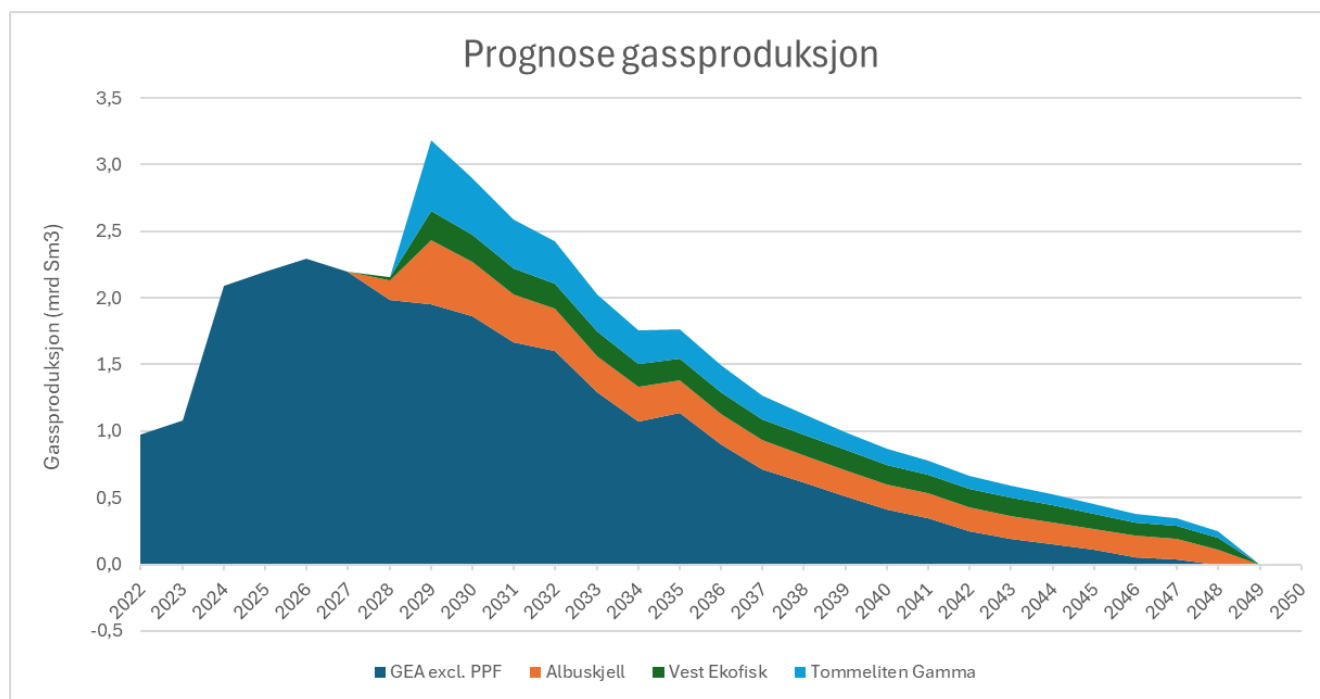
Reservoartrykket i dag er betydelig lavere enn da produksjonen startet på 1970- og 1980-tallet, men er fremdeles tilstrekkelig til at ressursene kan utvinnes ved naturlig trykkavlastning.

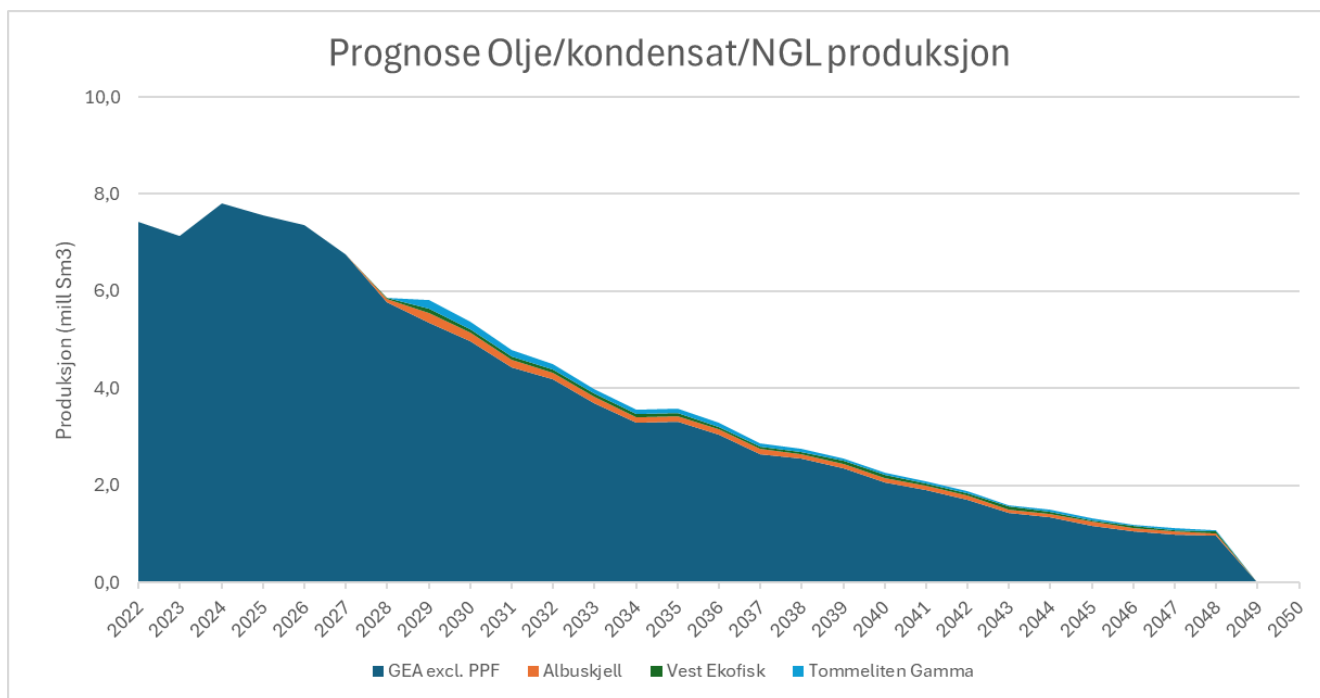
Ulike utbyggingsløsninger blir vurdert, herunder antall og type brønner. Dette vil påvirke produksjonsprognosene. Hvert felt har produksjonsmål i to ulike formasjoner, henholdsvis Ekofisk-formasjonen og Tor-formasjonen, hvor Tor ligger noe dypere. Et eksempel med brønnbaner for Vest Ekofisk er vist i Figur 2-2. Foreløpig utbyggingsløsning er med fire brønner i Albuskjell, to brønner i Tommeliten Gamma og to brønner i Vest Ekofisk.



Figur 2-2. Reservoarmål i Vest Ekofisk, Ekofisk-formasjonen øverst og Tor-formasjonen nederst.

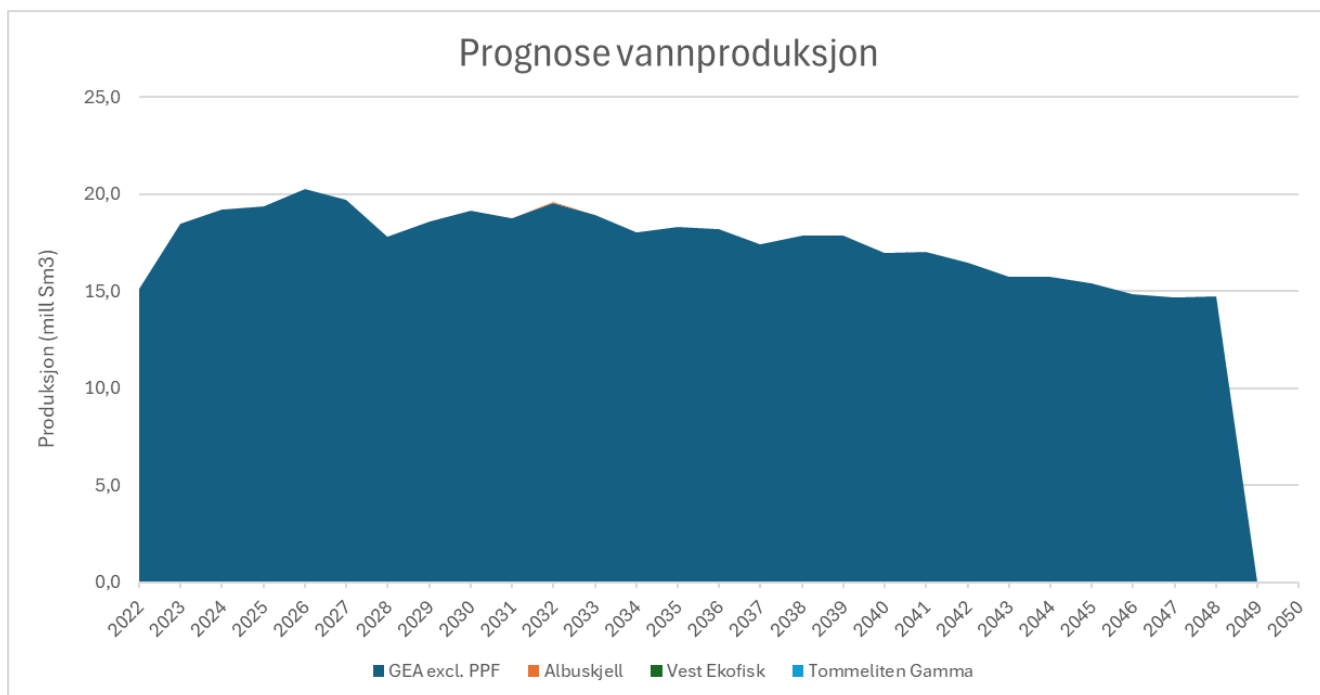
Som nevnt er ressursene i hovedsak i form av gass og med mindre andeler kondensat. Dette synliggjøres godt i produksjonsprofilene. Andelen av gassproduksjon fra feltene vil være betydelig samlet sett for hele Ekofiskområdet (GEA) og med økende relativ andel utover i produksjonsperioden (Figur 2-3). GEA har i dag en relativt stor oljeproduksjon i forhold til gassproduksjon. Bidraget av kondensat fra PPF er relativt lite i forhold til dette, men vil likevel representere et viktig økonomisk bidrag.





Figur 2-3. Produksjonsprognose (RNB2024) for GEA og de tre feltene for utbygging; gass øverst og olje/kondensat nederst.

Produsert vann fra PPF forventes å bli ubetydelig og vil ikke påvirke håndteringskapasitet på vertsfeltet. Bidraget fra prosjektet er ikke synlig i prognosen for GEA, Figur 2-4.



Figur 2-4. Prognose for produsert vann for GEA inklusive PPF.

2.5 Alternative utbyggingsløsninger

Tradisjonelt ble uteliggende felt i Ekofiskområdet utviklet med bunnfaste innretninger. COPSAS har over tid vurdert mulige utbyggingskonsepter for uteliggende felt, herunder med egne feltinnretninger for full eller delvis prosessering, bemannet og ubemannet, samt med multifase rørtransport til et vertsfelt for prosessering.

Basert på teknologiutvikling og erfaringer er senere prosjekter i Ekofiskområdet utviklet med havbunnsanlegg, herunder Tommeliten A og Tor II. Dette representerer sikkerhetsmessig robuste og økonomisk gunstige utbygginger som også i mindre grad påvirker andre havbaserte næringer sammenlignet med tradisjonelle plattformløsninger. Dette er utbyggingskonseptet som er lagt til grunn for de tre feltene som inngår i PPF.

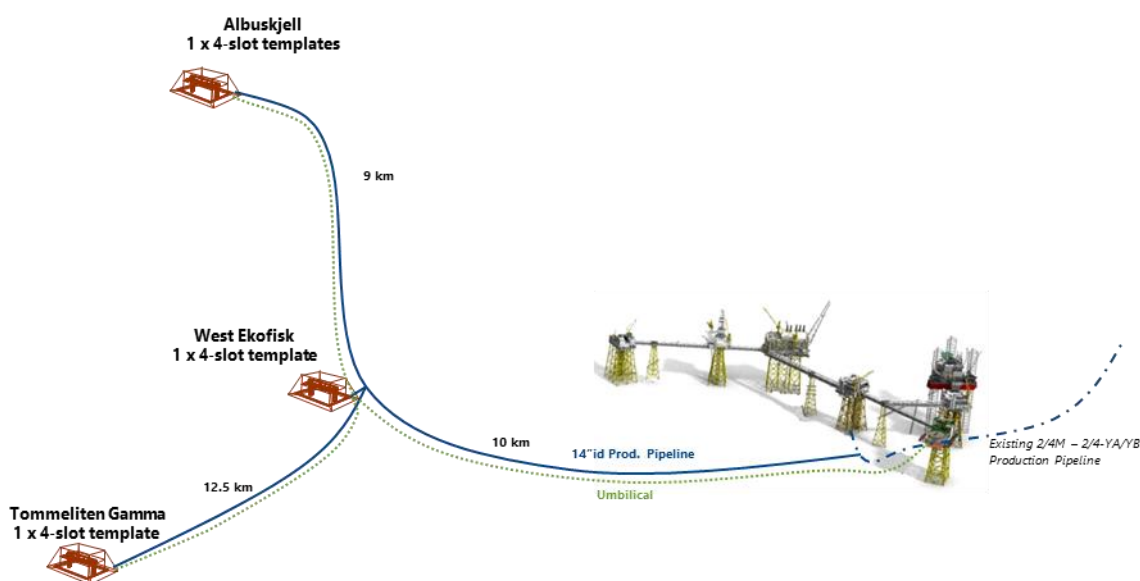
Ulike kombinasjoner er under vurdering, herunder antall brønnrammer per felt og antall brønner. Utbyggingen er marginal, og arbeider pågår for konseptvalg og verdimaksimering. Hensynet til HMS, inklusive ytre miljø, er sentralt i prosjektet (se kapittel 2.9) og flere valg som er gjort, herunder materialvalg i rørledningen, er begrunnet ut fra hensynet til det marine miljø og ambisjonen om null skadelige miljøutslipp. Vurderingskriterier for konseptvalg vil inkludere HMS-hensyn, miljøutslipp, ressursutvinning og fleksibilitet i tillegg til økonomi.

2.6 Referanseløsning

Referanseløsningen som ble presentert i beslutning om konkretisering består av én brønnramme på hvert felt. Hver brønnramme vil i referanseløsningen ha fire brønnsliker, men vurdering av muligheter for både to, fire og seks pågår.

De tre feltene vil ha en felles multifase rørledning tilbake til Ekofisk. De vil også ha felles kontrollkabler for ventilstyring, kraft og kjemikalier. Flere alternativer for tilkobling til Ekofisk feltcenter blir vurdert. Rørledningen i referanseløsningen har direkte oppvarming for hydratkontroll, men også her vurderes alternative løsninger

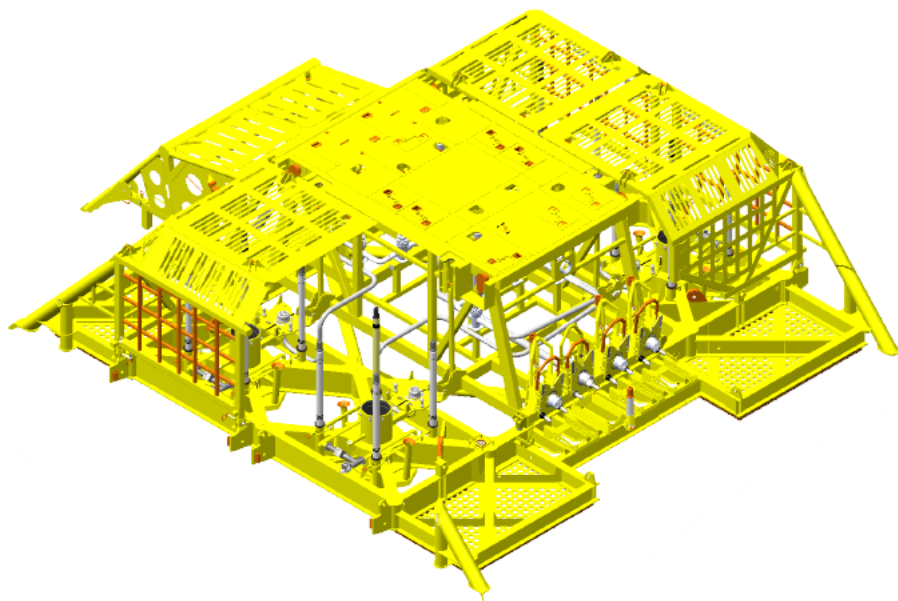
En foreløpig skisse for utbyggingen er vist i Figur 2-5.



Figur 2-5. Foreløpig skisse over utbyggingen.

2.6.1 Havbunnsanlegg

Brønnrammen (Figur 2.6) i referanseløsningen har dimensjoner på om lag 28 x 20 x 7 m. Det vil også bli vurdert nærmere hvordan brønnrammen skal forankres i havbunnen, eksempelvis med pæling.



Figur 2-6. Eksempel på typisk brønnramme med fire brønnsliiser.

Et åpent hydraulisk system for ventilkontroll er under utredning. Muligheten for en løsning med elektrisk styring av brønnventilene vurderes i lys av pågående teknologiutvikling. BAT-vurderinger vil bli gjennomført, se kapittel 5.

Havbunnsanleggene vil ha et system for undervanns lekkasjedeteksjon. BAT-vurderinger vil bli gjennomført for å avklare type system for lekkasjedeteksjon, se kapittel 5.

Skulle videre arbeid vise behov for det, vil det bli installert en sikkerhetsventil (SSIV) inn mot Ekofisk. Detaljer omkring infrastrukturen vil modnes videre og presenteres i konsekvensutredningen.

2.6.2 Rørledning

Rørledninger fra de tre feltene vil knyttes til en felles rørledning inn mot Ekofisksenteret. Total lengde på rørsystemet blir ca. 31,5 km. Indre diameter planlegges med 14 tommer på hovedrørledningen og 12 tommer for de to tilknyttede rørledningene. Alternativer blir vurdert.

Referanseløsningen innebærer at rørledning og kontrollkabler grøftes ned i havbunnen. Områder ved tilknytningspunktene og ved overkryssninger av eksisterende infrastruktur vil beskyttes med stein. Nær Ekofisk feltcenter og inn mot havbunnsanlegget, samt på sårbare komponenter, vil det være GRP beskyttelsesdeksler. Andre beskyttelsesmetoder kan også bli aktuelt. Ved tilstrekkelig dimensjon og egnethet, herunder en rør-i-rør løsning, vil muligheten for å legge rørledningen eksponert bli vurdert.

For å unngå bruk av korrosjonshemmer legger referanseløsningen til grunn bruk av høylegert stål.

Oppvarming og isolering av rørledning vurderes for å unngå hydrattdannelse. Valg av løsning vil fremkomme i konsekvensutredningen.

2.6.3 Kontrollkabel

Utforming av kontrollkabel avhenger blant annet av endelig valg for styring av brønnventilene, elektrisk eller hydraulisk. Hydraulisk åpent system er mest utbredt på norsk sokkel, mens enkelte eldre felt har et hydraulisk lukket system. Fullelektrisk system er foreløpig ikke implementert på norsk sokkel, men er under utprøving.

Referanseløsningen har en kontrollkabel med største ytre diameter på ca. 185 mm. Denne inneholder linjer for hydraulikk, kjemikalier, MEG servicelinje, strøm og fiberoptiske kabler for kommunikasjon til havbunnsproduksjonsanlegget (SPS). Kjemikaliebehovene er ikke endelig avklart, se kapittel 5.4.

Kontrollkabel for alternativet med elektrisk opererte ventiler på SPS vil ha en annen konfigurasjon. Det ses også på mulighet for å ha to kontrollkabler der funksjonene fordeles på to kabler.

Nærmere detaljer om kontrollkabelen som velges vil inngå i konsekvensutredningen.

2.6.4 Tilknytningspunkt, Ekofisk feltcenter

Ulike tilknytningspunkt på Ekofisk feltcenter er under vurdering, hvor Ekofisk 2/4 M og Ekofisk 2/4 J er aktuelle mottaksplattformer for rørledningen. Dette vil bli nærmere avklart og redegjort for i konsekvensutredningen. Vertsplattform for kontrollkabel vil være Ekofisk 2/4 Z.

2.6.5 Modifikasjoner på Ekofisk

Modifikasjonsbehovet avhenger av tilknytningspunkt for inntak av produksjonsrørledningen og kontrollkabelen. Omfanget av modifikasjoner vurderes som begrenset, uavhengig av tilknytningspunkt.

2.6.6 Boring og brønn

Boring planlegges med bruk av en oppjekkbar borerigg, hvor COPSAS har langsiktige kontrakter med borerigger for bruk i Ekofiskområdet. Foreløpig varighet av boreoperasjonen er estimert til tolv måneder.

Referanseløsningen har tolv brønnsliker med åtte brønner, og muligheten for flere brønner er under vurdering.

Brønndesign bygger på erfaringer fra tilsvarende tidligere utbygginger i Ekofiskområdet. Brønn- og seksjonslengder vil variere mellom feltene, anslått til 4 350 – 6 550 m boret per brønn, med de lengste brønnene for Albuskjell. Brønnlengdene i reservoarseksjonen vil variere fra 800 til 1800 m. Med unntak av topphull til ca. 600m som bores med vann og viskøst vannbasert boreslam, vil øvrige seksjoner i brønnen basert på erfaring fra tidligere utbygginger bli boret med bruk av oljebasert borevæske.

Detaljer om brønner, borevæske og håndtering av utboret masse vil inngå i konsekvensutredningen.

Ved oppstart etter stimulering vil brønnstrømmen fra de første brønnene ledes til testseparator på Ekofisk feltcenter for brønnopprensning. De resterende brønnene vil tas inn i produksjon og håndteres av eksisterende produksjonsanlegg.

2.6.7 Investeringer og kostnader

Investeringene er noe usikre på nåværende stadium, men anslås til i størrelsesorden 13-15 mrd kroner inklusive boring og modifikasjoner.

Et oppdatert anslag for anbefalt konsept vil bli presentert i konsekvensutredningen og vil legges til grunn for analyse av samfunnsmessige ringvirkninger, se kapittel 7.

2.7 Tidsplan for gjennomføring

Prosjektet rapporterte «Beslutning om konkretisering» (BOK) til myndighetene i desember 2023. I pågående fase gjøres videre tekniske og økonomiske vurderinger frem mot et konseptvalg i 3. kvartal 2024.

- Investeringsbeslutning med innlevering av PUD er planlagt til slutten av 4. kvartal 2025.
- Fabrikasjon av utstyr, rørledning og kabel vil foregå i perioden 2026-2028.
- Installasjonsarbeider på havbunnen planlegges gjennomført i perioden 2027 - 2028.
- Modifikasjonsarbeid på Ekofisk planlegges i 2027-2028, med innfasing og tilkobling planlagt lagt til regulær vedlikeholdsstans for Ekofiskområdet i 2. kvartal 2028.
- Boring er planlagt å starte på Albuskjell i 2027 og deretter på Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma i 2028. Boreperioden blir totalt ca. 12 måneder.
- Oppstart av gassproduksjonen er planlagt til 3.- til 4. kvartal 2028.

2.8 Avslutning av virksomheten

ConocoPhillips har betydelig erfaring fra gjennomføring av avslutningsaktiviteter knyttet til Ekofisk I, med gjennomføring av forberedende arbeider og fjerning av innretninger til land for gjenvinning i flere prosjekter de siste 20 år.

Fremtidig avslutning av virksomhet med disponering av innretninger og infrastruktur inngår i beslutningsgrunnlaget for utbygging og drift, hvor det trekkes på operatørens erfaringer.

Produksjonsinnretninger som utplasseres skal være fjernbare.

Videre vurderinger av denne fasen vil inngå i konsekvensutredningen, mens detaljer vil utredes senere i forbindelse med avslutningsplanene.

2.9 HMS, klima og bærekraft

Operasjonene i Ekofiskområdet oppnådde intensitetsmålet for 2023 på 15 kg CO₂ ekvivalenter med 14,8 kg CO₂ ekvivalenter/fat oe, ned fra 15,1 kg/fat oe i 2022. Selskapet har fortsatt arbeidet med å identifisere nye muligheter for utslippsreduksjon, og utført utslippsreduksjoner for å møte ambisjonen om å redusere GHG-utslippene med 50% innen 2030 sammenlignet med 2005. Siden 2005 (basisår for olje og gassindustrien i Norge) er CO₂ utslippene fra Ekofiskområdet redusert med ca. 25%.

I senere år har flere tiltak for energieffektivisering blitt identifisert og iverksatt for å støtte GHG-ambisjonen. I 2023 ble et nytt GHG reduksjonsprosjekt ferdigstilt (Ekofisk 2/4 J Auto Adjust Burner Mode) i tillegg til at man fikk full effekt av Rotating Equipment Opportunity (REOP) rebundling-prosjektet fra 2022.

- Ekofisk 2/4 J Auto Adjust Burner Mode, CO₂ reduksjon ca. 3000 tonn/år
- Full effekt av REOP-prosjektet som reduserte CO₂-utslipp fra rørledningskompressorer med 56 000 tonn i 2023

Olje i vann konsentrasjonen for Ekofiskfeltet samlet var 5,9 mg/l i 2023 og har vært under 7 mg/l de siste 5 årene.

COPSAS har kontinuerlig fokus på null skadelige utslipp, herunder optimalisert rensing av produsert vann og substitusjon av kjemikalier.

COPSAS HMS policy er presentert nedenfor. Basert på denne vil prosjektet etablere et HMS-program med HMS-mål og planer for gjennomføring. Disse planene vil oppdateres og tilpasses de ulike prosjektfasene.

ConocoPhillips Norge Forretningsenhet HELSE-, MILJØ- OG SIKKERHETSPOLICY



POLICY

ConocoPhillips Norge Forretningsenhet forplikter seg til å ivareta helsen og sikkerheten til alle som arbeider hos oss, eller som kan bli påvirket av vår virksomhet. Uansett hvor vi opererer, skal vi ta hensyn til både det lokale og globale miljøet, og systematisk styre risiko slik at vi fremmer bærekraftig forretningsvekst. Vi er ikke tilfreds før vi har lykkes i å eliminere alle personskader, yrkessykdommer, usikker praksis og miljøskader fra virksomheten vår.

ANSVAR

Administrerende direktør har det overordnede ansvaret for helse-, miljø- og sikkerhetsarbeidet i virksomheten.

Alle avdelings- og gruppeledere i ConocoPhillips er ansvarlige for medarbeidernes helse og sikkerhet ved:

- å sikre at all gjeldende regelverk innen HMS følges og at hensiktsmessige tiltak iverksettes for å sikre et trygt arbeidsmiljø.
- aktiv deltakelse fra alle medarbeidere for å oppnå helse-, miljø- og sikkerhetsmåsettinger.
- å gjennomføre all virksomhet i samsvar med kravene i helse-, miljø- og sikkerhetsstyringsystemet.

Ansatte er ansvarlige for å følge all relevant lovgivning og helse-, miljø- og sikkerhetsstyringsystemer, for å forhindre skader på seg selv, sine kolleger og miljøet.

VÅR PLAN

For å oppfylle vår policy for helse, miljø og sikkerhet vil ConocoPhillips Norge Forretningsenhet:

- Utvise aktivt helse-, miljø og sikkerhetslederskap og formidle selskapets HMS-policy
- Sikre at alle ansatte og innleid personell forstår at det å jobbe sikkert er en betingelse for ansettelse, og at alle er ansvarlige for sin egen sikkerhet og for å minske den miljømessige belastningen fra våre aktiviteter.
- Gi ansatte, innleid personell og leverandører ansvar til å stanse arbeid som de mener kan være farlig.
- Styre alle prosjekter og prosesser gjennom alle faser på en måte som ivaretar helse og sikkerhet, unngår forurensning og sikrer forsvarlig avfallshåndtering.
- Gi ansatte, innleid personell og leverandører den nødvendige opplæring, kunnskap og ressurser til å innfri våre forpliktelser innen helse, miljø og sikkerhet.
- Måle, kontrollere og offentliggjøre resultater innen helse, miljø og sikkerhet, og føre en åpen dialog med interessegrupper.
- Overholde lover og forskrifter og gjeldende koder.
- Samarbeide med tilsynsmyndigheter og andre interessenter for å kontinuerlig forbedre resultatene innen helse, miljø og sikkerhet.
- Evaluere og kontrollere risiko for eksponering i arbeidsmiljøet.
- Sørge for helsehjelp som gir råd, støtte og følger opp helserelaterte saker.
- Kommunisere vår forpliktelse til denne policy til våre kontraktører og myndigheter.
- Inkludere miljøhensyn, samfunnsansvar og god virksomhetsstyring (ESG) i hele vår forretningsdrift.
- Granske og rapportere hendelser og ulykker som potensielt kan sette helse, miljø og sikkerhet i fare.
- Krevde at alle ansatte og innleid personell deltar på helse-, miljø- og sikkerhetsmøter.
- Utvikle sikre rutiner for alle potensielt farlige situasjoner, og identifisere og vurdere risiko for storulykker.
- Implementere prosedyrer for å sikre at operasjonell og teknisk integritet som påvirker HMS vurderes nøye i alle faser av anleggets levetid.
- Sørge for effektive beredskapssystemer som gjør at personell på land og til havs effektivt kan håndtere beredskapssituasjoner.
- Kontinuerlig forbedre energieffektiviteten ved våre operasjoner.


Steinar Våge
Regiondirektør, Europa, Midtøsten & Afrika

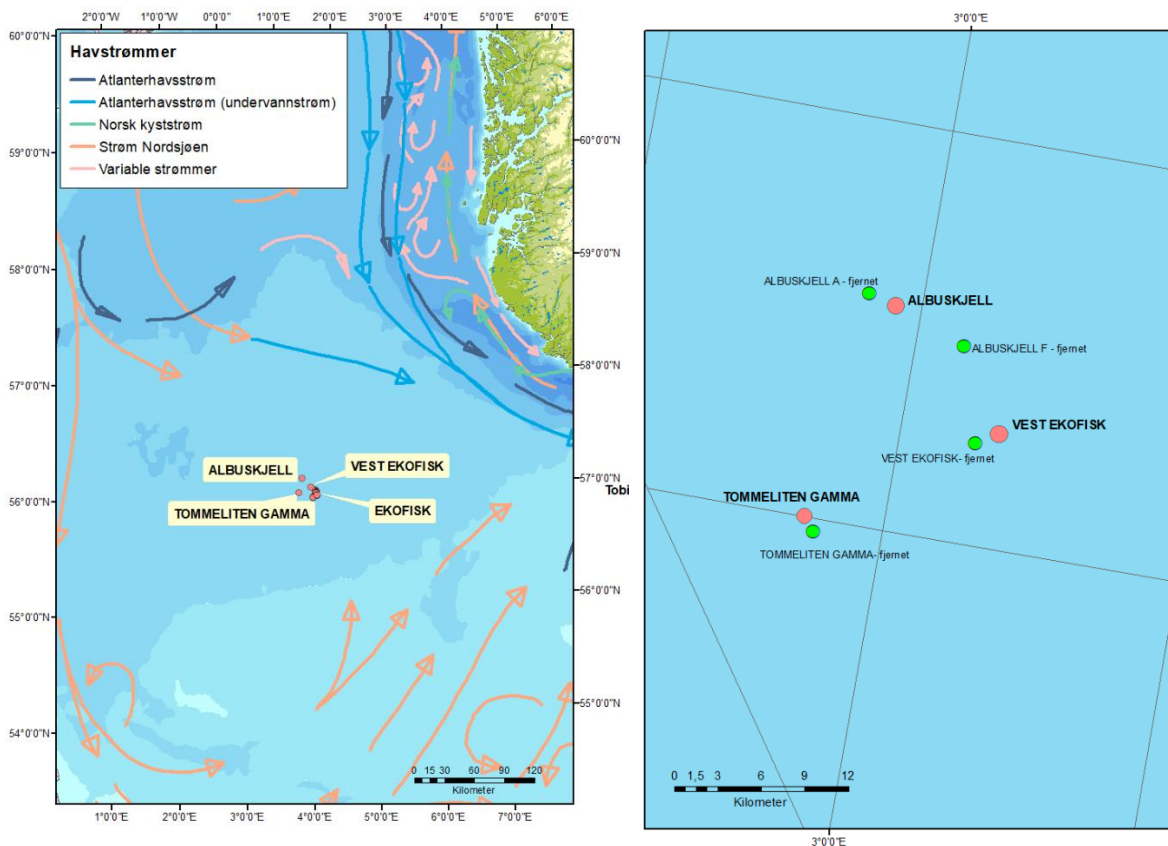
*"Vårt arbeid er aldri så viktig, eller haster så mye, at vi ikke har tid til å gjøre det sikkert,
og på en miljøforsvarlig måte."*

3. Områdebeskrivelse

3.1 Fysisk miljø og oseanografiske forhold

Ekofiskområdet ligger utenfor de viktigste strømsystemene i Nordsjøen. Atlanterhavsvann strømmer inn i Nordsjøen hovedsakelig fra nordvest og noe fra sørvest gjennom Den engelske kanal. Utstrømmende vann fra Østersjøen følger generelt norskekysten nordover, mens en vannstrøm fra nord følger yttergrensa av Norskerenna sørover, se Figur 3-1. Overflatestrømmene i Ekofiskområdet er vindpåvirket og varierer betydelig. Denne regionen av Nordsjøen er et område uten særlig sterke strømmer og med liten tidevannsforskjell.

Bølger i området er vindgenerert, og bølgehøyder her er generelt betydelig lavere relativt til nordlige deler av Nordsjøen. Dominerende vindretning er fra sørvest gjennom store deler av året, mens det om sommeren er vestlige og nordlige vinder som dominerer. Vannet i området har en temperaturgenerert lagdeling om sommeren.



Figur 3-1. Havstrømmer i området (venstre; Kilde Havforskningsinstituttet) og foreløpige posisjon for planlagte nye brønner i forhold til tidligere plassering av feltinnretninger (høyre).

De øvre lag av bunnsedimentene i området består generelt av fin sand, og gjelder hele regionen. Området er generelt flatt med kun små dybdevariasjoner. Kunnskap om bunnsedimentene, herunder beskaffenhet, grad av kontaminering og bunndyrksamfunn, er generelt høy som følge av flere tiår med regulær miljøovervåking.

Bunnsedimentene lokalt helt nær Ekofisk feltcenter er noe kontaminert som følge av tidligere tiders borerelaterte utslipp.

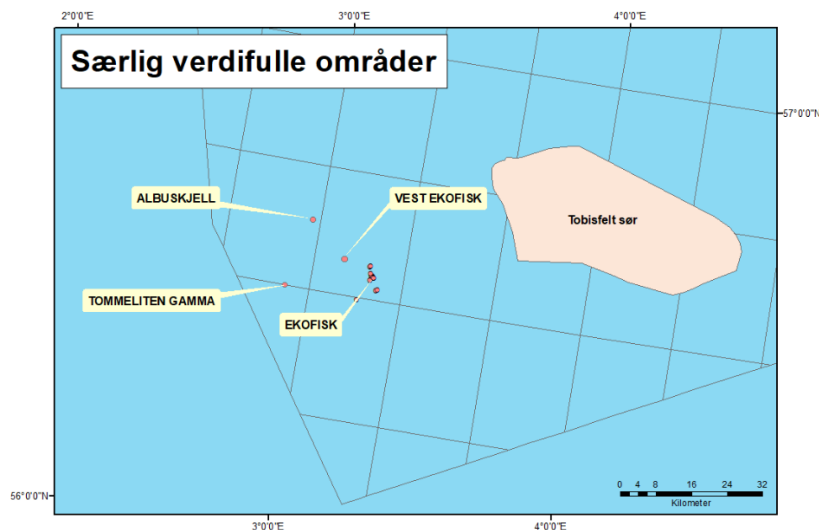
Lokalisering av nye feltinnretninger (brønnrammer) vil være i noe avstand fra tidligere feltinnretninger (Figur 3-1, høyre), hvor tidligere borerelaterte utslipp fant sted. Også rørledninger og kontrollkabel vil unngå områder med tidligere plasserte innretninger på de tre feltene.

Knyttet til tidligere drift av henholdsvis Tommeliten Gamma og Albuskjell-plattformene ble det her gjennomført miljøovervåking lokalt nær installasjonene, i og etter produksjonsperioden. Ekofisk Vest var ikke spesifikt dekket utenom målestasjonene for Ekofisk feltsenter og regionale stasjoner. For Tommeliten Gamma ble det i 1996 målt verdier av THC (olje) i øvre sedimentlag varierende mellom 3 og 14 mg/kg. For Albuskjell 1/6 A ble det i 2008 målt THC verdier mellom 2 og 24 mg/kg, mens det for siste måling ved Albuskjell 2/4 F i 2014 ble målt THC-verdier mellom 6 og 15 mg/kg, mens det her tidligere ble registrert høyere verdier (Kilde: MOD). Områdene er ikke undersøkt siste tiår. Kontamineringsgraden i områdene anses som lav. Kunnskap om kontamineringsgrad i relevante områder som kan berøres av tiltaket vil bli nærmere vurdert og presentert i konsekvensutredningen. Det planlegges også å utføre nye grunnlagsundersøkelser for feltene før produksjonsboring, se kapittel 8.2.

3.2 Biologiske ressurser

3.2.1 Særlig verdifulle og sårbare områder

Særlig verdifulle og sårbare områder (SVO) er identifisert og beskrevet gjennom myndighetenes havforvaltningsplaner (Eriksen m.fl., 2021), siste revisjon datert april 2024 (KLD, 2024). Slike områder har ikke et formelt vern, men aktiviteter her skal vise særskilt aktsomhet. I aktuell del av Nordsjøen finnes SVO Tobisområde Sør, lokalisert fra om lag 32 km øst for Ekofisk feltsenter (Figur 3-2). Ingen planlagt virksomhet knyttet til utbygging og drift av PPF vil berøre dette SVO. I Ekofisk-området er det ellers ikke identifisert naturtyper på den norske rødlista (2018).



Figur 3-2. SVO i sørlig del av norsk sektor av Nordsjøen.

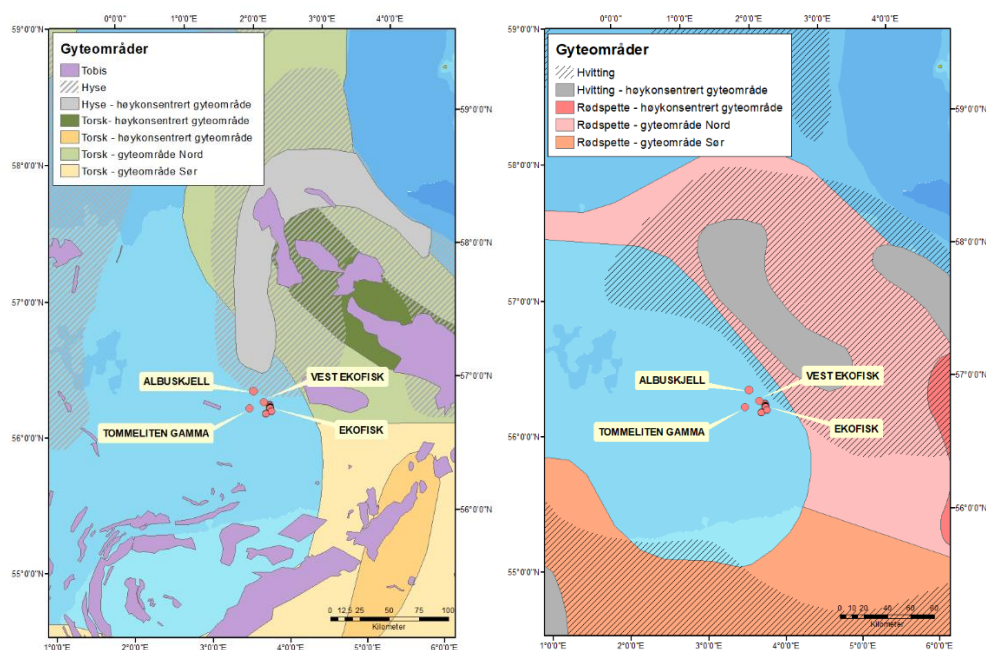
3.2.2 Bunnfauna

Bunnfauna i området ved Ekofisk er typisk for sandhabitater i denne del av Nordsjøen. Den regulære miljøovervåkingen i Ekofisk-regionen (Region I) undersøker forekomst av bunnfauna, antall arter og individer per art, og benytter ulike indekser til å analysere bunnsamfunnets tilstand og eventuell påvirkningsgrad. Alle resultater fra undersøkelsene er offentlig tilgjengelige i rapporter og databasen MOD.

I dette området er det ikke identifiserte sårbare bunnhabitater som inngår i den såkalte OSPAR-lista (OSPAR, 2008), slik som svampsamfunn eller korallrev. Bunnfauna i området er generelt tallrike og vidt utbredt, og hvor enkelte arter av børstemarkarter dominerer. Andre vanlige grupper er slangestjerner, sjøroser og muslinger (DNV GL, 2018).

3.2.3 Fisk

Det finnes en rekke gyteområder for fisk, og som dekker store deler av Nordsjøen, inklusive Ekofisk-området. Flere arter har gyteområder i regionen, og innen relativ avstand til feltene i PPF, men generelt ikke direkte overlappende (kartene er naturligvis ikke absolutte hva gjelder områder for gyting, men angir utbredelse for de viktigste områdene). Makrell gyter «over alt» i området og er ikke vist i kartene. Gyteområdene for de aktuelle artene har også stor geografisk utbredelse. Gytingen foregår i ulike perioder gjennom året; makrellen gyter i mai-juli, nordsjøtorskens i januar-april og tobis rundt årsskiftet. Området vurderes generelt som med lav sårbarhet for fisk, ingen sårbarhetsverdi angitt i forvaltningsverktøyet Barentswatch.no.



Figur 3-3. Gyteområder for sentrale arter av fisk. Kilde: Havforskningsinstituttet.

3.2.4 Sjøfugl

Ekofisk-området ligger flere hundre km fra land og således langt fra sjøfuglenes hekkeområder. Det finnes likevel sjøfugl av ulike arter i området gjennom hele året, varierende i antall mellom arter og årstid. Sjøfugl er generelt sårbare

for oljeforurensning, hvor spesielt pelagisk dykkende fugl som alkefugl er utsatt (Anker-Nilssen, 1987). Alkefugl som lomvi og alkekonge (om vinteren) forekommer i området. Mest tallrike arter i området er imidlertid havhest, krykkje og havsule (DNV, 2022), som søker mat ved havoverflaten. Det er normalt ikke store tettheter av sjøfugl i Ekofiskområdet og ingen miljøverdi er angitt i forvaltningsverktøyet Barentswatch.no.

Kunnskap om sjøfugl finnes blant annet gjennom overvåkingsprogrammene SEAPOP og SEATRACK. En mer detaljert omtale av fugl i området ble gjort i en grunnlagsstudie for Ekofisk Vind KU (DNV, 2021-a).

3.2.5 Sjøpattedyr

De vanligste hvalartene i Nordsjøen er vågehval, springere (kvitnos og kvitskjeving) og nise. Vågehvalen oppholder seg i Nordsjøen i forbindelse med næringsvandring, mens nise og springere er mer stedbundne. Den største tettheten av nise finnes i den sørlige delen av Nordsjøen. Resultater fra to store hvaltelling, i henholdsvis 1994 og 2005, viste at bestanden av nise, vågehval og springere var stabil i disse årene (Ottersen m.fl., 2010; Miljøverndepartementet, 2013).

Selartene steinkobbe og havert er de vanligste i Nordsjøen. Disse lever året rundt i kolonier spredt langs norskekysten, med kaste- og hvileplasser på land (Faglig Forum, 2024). Ut over sporadiske enkeltindivider, forventes ikke sel i områdene berørt av PPF.

Områdene omfattet av PPF er ikke gitt noen miljøverdi i Barentswatch-databasen (barentswatch.no), mens Tommeliten Gamma grenser mot et område i vest angitt med miljøverdi 18 på en skala til 100 for nise gjennom hele året.

3.3 Kulturminner

Nye undersøkelser av havbunnen for de tre feltene samt langs traseer for rørledning og kontrollkabel planlegges gjennomført sommeren 2024. Forut for dette er dialog opprettet med regional kulturminnemyndighet, Stavanger museum. Informasjon om undersøkelsesområde og metoder er delt og dialog opprettet om deling av informasjon fra undersøkelsene. Eventuelle marinarkeologiske funn som blir oppdaget vil bli varslet.

Stavanger Museum har i denne anledning uttalt at det er ikke tidligere gjennomført kulturminneundersøkelser på havbunnen i tiltaksområdene. Det er heller ikke gjort systematiske undersøkelser for å kartlegge kulturminner i tilstøtende områder. Det er registrert flere skipsvrak i nærhet til det planlagte tiltaksområdet. Skipsvrakenes posisjoner er tilgjengelige i sjøkart utarbeidet av Kartverket, og de vurderer at det er potensial for funn av skipsvrak innenfor planområdet.

4. Næringsaktivitet i området

4.1 Annen petroleumsvirksomhet

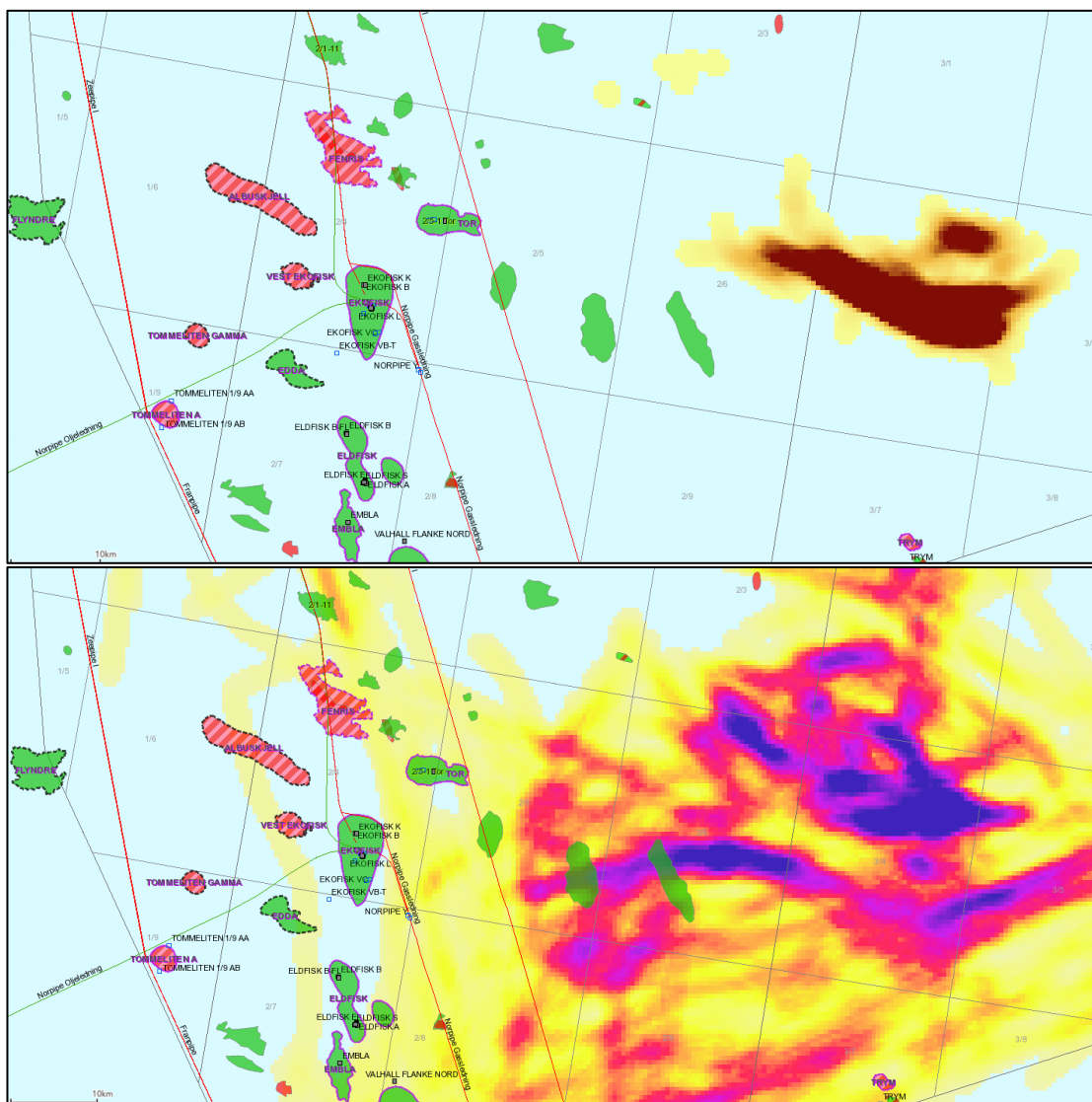
Det finnes ingen andre utvinningstillatelser mellom Albuskjell, Vest Ekofisk, Tommeliten Gamma og Ekofisk feltcenter. Arealet her inngår generelt i PL018. Det vil derfor ikke være tredjeparts letevirsomhet i området som berøres av prosjektet.

Det finnes flere rørledninger og kabler i området rundt Ekofisk feltcenter som kan bli overkrysset av prosjektets rørledning og kontrollkabel.

4.2 Fiskeri

Fiskeriaktiviteten i området som vil berøres av prosjektet er begrenset. Fartøysporing angir tilnærmet ingen norsk fiskeriaktivitet her². Norsk fiske er konsentrert i områder noen titalls kilometer øst for Ekofisk, knyttet til Tobisfeltene her, se et eksempel for 2022 i Figur 4-1. Også omfanget av utenlandsk fiske i aktuelt område er moderat, i hovedsak i form av sporadisk bunntrålfiske etter flatfisk, i hovedsak rødspette. En analyse av dette ble eksempelvis utført og presentert i forbindelse med KU for Tommeliten A (COPSAS, 2021). Merk at skalaen for norsk og utenlandsk fiske i Figur 4-1 er ulik; fangststatistikken angir at norsk fiske i området utgjør om lag 90 prosent, i hovedsak knyttet til tobisfiske, øst i området.

² En gjennomgang av passering av fiskefartøyer per 10x10 km rute presentert i KU for Tommeliten A for perioden 2016-2018 angir 2-3 årlige passeringer i ruta som omfatter Tommeliten Gamma og 4-7 årlige passeringer i rutene som omfatter Albuskjell og Vest Ekofisk. Det må imidlertid tas forbehold om ev. aktivitet her av mindre fartøyer som ikke inngår i sporingsordningen.

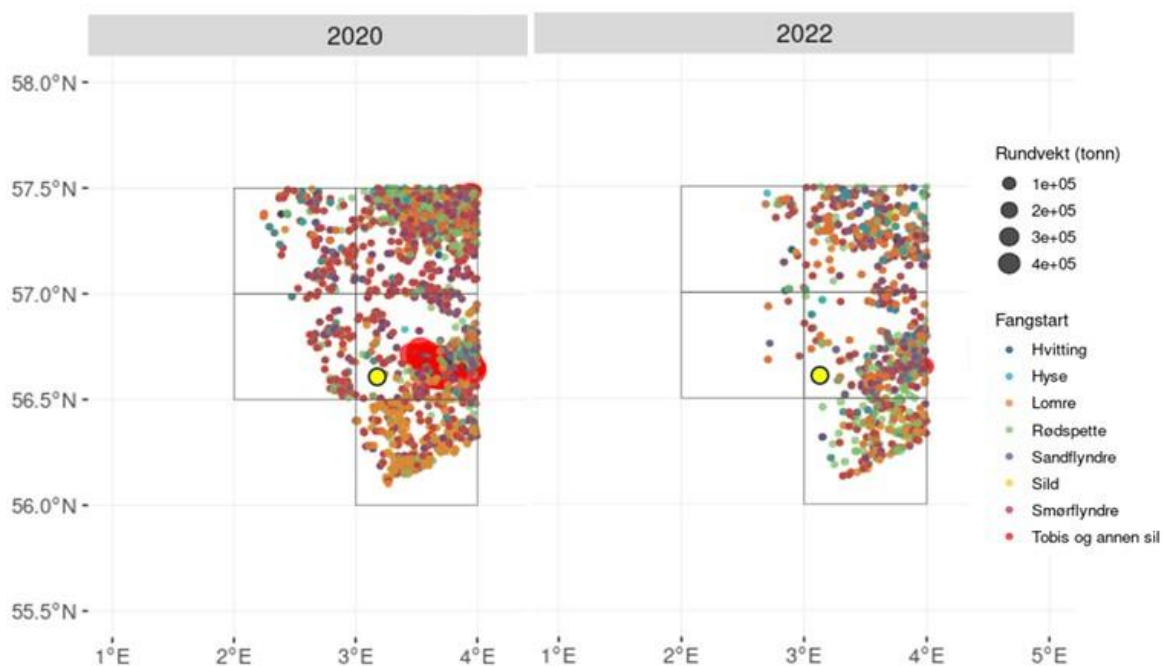


Figur 4-1. Fiskeriaktivitet i regionen i 2022; norsk fiske (øverst) og utenlands fiske (nederst). Kilde: Fiskeridirektoratet/Yggdrasil.

Fangststatistikk fra Fiskeridirektoratet angir at det i Ekofiskområdet mer eller mindre kun fiskes med bunnetrål. Dette gjelder for samtlige undersøkte år, oversikt for 2020 og 2022 er angitt i Figur 4-2. Fangststatistikken viser videre at det i dette området i hovedsak fiskes flatfisk (Figur 4-3), hvor rødspette av dette utgjør om lag 90 prosent. Kartene viser også de fangstmessig dominerende tobisfeltene i øst, med variasjon i mengde landet mellom årene. Ytterligere fangststatistikk og fartøysporing for norske og utenlandske fartøyer vil bli lagt til grunn for konsekvensutredningen. Data benyttet i tidligere konsekvensutredninger vil videre gi et robust grunnlag også for å kunne vurdere eventuelle endringer i situasjonen over tid historisk.



Figur 4-2. Fangst i fem fiskerilokasjoner i regionen etter redskapstype, årene 2020 og 2022. Ekofisk-området angitt med gul sirkel. Kilde: Fiskeridirektoratet.

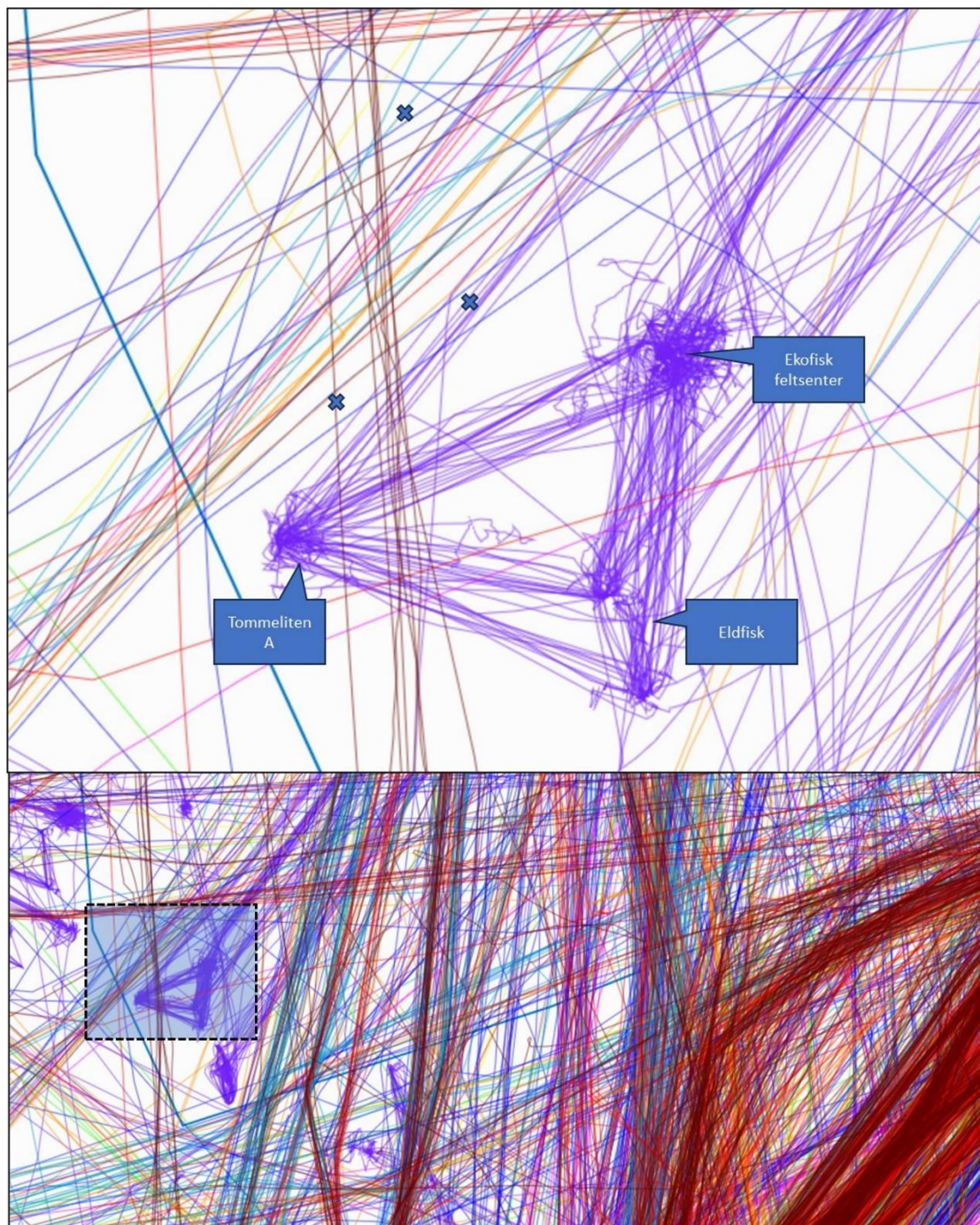


Figur 4-3. Fangst i fem fiskerilokasjoner i regionen etter art, årene 2020 og 2022. Ekofisk-området angitt med gul sirkel. Kilde: Fiskeridirektoratet.

4.3 Skipstrafikk

Nordsjøen er et travelt trafikkområde for sjøtransport. Store deler av trafikken følger gitte skipsruter, mens det generelt foregår noe trafikk over alt. All trafikk blir registrert og fremgår av Kystverkets kart i havbase.no (og etter hvert systemet MarU).

I aktuelt område er skipstrafikken i hovedsak i form av petroleumsrelaterte forsyningsfartøy, se lilla farge i Figur 4-4. Annen trafikk i aktuelt område er av begrenset omfang, se i forhold til områdene lengre øst i Nordsjøen (nederst, Figur 4-4). Fartøysaktivitet i februar 2024 var høy rundt Tommeliten A relatert til oppstartsaktivitet.



Figur 4-4. Skipstrafikk lokalt i Ekofiskområdet (øverst) og sørøstlige Nordsjøen (nederst). Data for februar 2024, alle fartøytyper og -størrelser. Omtrentlig angivelse av feltbeliggenhet for de tre utbyggingfeltene er indikert med kryss. Kilde: Kystverket/havbase.

4.4 Andre havbaserte næringer

Norske myndigheter utreder for tiden mulig fremtidig aktivitet for henholdsvis havbasert oppdrettsvirksomhet og havvind. Ingen av utredningsområdene berører aktuelt område.

4.5 Forsvarets virksomhet

Den norske marine har ingen angitte skytefelt i aktuelt område.

5. Miljøkonsekvenser av planlagte aktiviteter og avbøtende tiltak

5.1 Teknologivalg, BAT-vurderinger og miljøtiltak

Vurderinger av Beste tilgjengelige teknikk (BAT) er igangsatt for flere sentrale teknologivalg som berører viktige miljøaspekter. Metodisk følger arbeidet Offshore Norges retningslinje for BAT-vurderinger (Offshore Norge, 2022). Informasjon om dette arbeidet er gitt nedenfor og oppdatert informasjon vil presenteres i konsekvensutredningen.

Materialvalg for produksjonsrørledningens indre overflate er gjort tidlig i prosjektløpet. Materialkvaliteter som krever bruk av korrosjonshemmer og biosid er valgt bort grunnet tekniske forhold og miljøaspekter. Det er anbefalt å benytte et korrosjonsbestandig materiale. Nærmere informasjon om dette vil bli gitt i konsekvensutredningen.

Rørledningens design og isoleringsevne er videre svært viktig for å sikre stabil gjennomstrømning, uten produksjonsproblemer grunnet hydratdannelse. BAT-vurderinger vil bli gjort for noen av teknikkene nevnt nedenfor etter en nærmere utvelgelse;

- Våtsolert rørledning med elektrisk oppvarming
- Våt uisolert rørledning uten oppvarming
- Våtsolert rørledning uten oppvarming
- Rør-i-rør isolasjon

Valg av isoleringsteknikk vil påvirke behovet for MEG, enten kontinuerlig bruk eller kun ved nedstengning/oppstart og piggeoperasjoner. Foreløpige vurderinger tilsier behov for isolering av rørledningen.

Vurderinger av løsning for styring av SPS-anlegg og havbunnsventiler pågår, herunder muligheten for bruk av elektrisk styring og et hydraulisk åpent system. BAT vurderinger er allerede gjort som utelukker lukket hydraulikkssystem. BAT-vurderinger blir gjennomført for gjenværende alternativer og vil bli presentert i konsekvensutredningen.

En foreløpig studie er gjennomført for å avklare aktuelle løsninger for et system for undervanns lekkasjedeteksjon, hvor sensorteknikk med passiv akustisk deteksjon foreløpig er anbefalt. Flere teknikker (sensorer) er vurdert som aktuelle og vil undersøkes nærmere. Dette vil bli nærmere omtalt i konsekvensutredningen.

Det er i løpet av de siste årene gjennomført totalt 18 mekaniske og digitale tiltak for energibesparelse og CO₂/NO_x-reduksjon på de to mobile riggene som er på kontrakt med COPSAS i Ekofiskområdet. Tiltakene er støttet økonomisk av NO_x-fondet. I samarbeid med boreentreprenører investeres det eksempelvis i urea-anlegg som vil fjerne mer enn 80% av NO_x-utslippene fra den oppjekkbare boreriggen.

Nye brønnløsninger er også implementert. Totalt har dette gitt 40% reduksjon i CO₂-utslipp per brønn siden 2017.

Det er også tatt i bruk en hydraulikkvæske i gul miljøkategori til bruk i ROV-operasjoner tilknyttet boreriggene. Dette reduserer konsekvenspotensialet knyttet til eventuelle lekkasjer av hydraulikkvæske.

5.2 Energibehov og utslipp til luft

Innfasing og produksjon fra de tre feltene vil medføre inkrementelle utslipp til luft fra Ekofisk feltcenter. Dette henger dels sammen med energibehov spesifikt for disse brønnstrømmene, samt utslipp knyttet til brønnopprensning ved oppstart og kortvarig faking knyttet til lengre produksjonsavbrudd. Brønnstrøm fra brønnopprensning vil bli ivaretatt gjennom eksisterende systemer på Ekofisk feltcenter.

Energiløsningen for GEA er i hovedsak DLE gassturbiner. Samtlige innretninger i området er koblet sammen med elektriske kabler for å ha en best mulig energioptimal drift. Når de tidligere produserte feltene settes i drift vil gjenværende SAC turbiner etter planen ikke lengre være i drift. En rekke tiltak for energioptimalisering er gjennomført og flere er under vurdering. Det jobbes kontinuerlig med optimalisering av turbiner og tilhørende prosess for å kunne kjøre anlegget så energieffektivt som mulig. Eksempler på pågående prosjekt er rebundling av kompressorer, økt kapasitet på sjøkabelen mellom Ekofisk og Eldfisk, automatisering av brennermoduser på turbiner osv.

Ulike muligheter for omlegging av energiløsningen for GEA til fornybar, både har vært og blir vurdert. Herunder nevnes prosjektet Ekofisk Vind, som var gjenstand for egen KU-prosess i 2021-2022 (COPSAS, 2022), men som ikke ble funnet økonomisk gjennomførbart. COPSAS undersøker nå muligheten for å forsyne deler av anleggene i Ekofiskområdet med kraft fra vindparken Sørlige Nordsjø II. Det er gjort innledende studier for å utrede hva som er praktisk og fysisk mulig, for å se om det kan la seg gjøre å oppnå en reduksjon på 50% av utslippene av CO₂ sammenlignet med basisåret 2005. Dette vil i så tilfelle ha positiv betydning for utslippintensiteten for eksisterende (se omtale nedenfor) og mulige fremtidige ressurser i Ekofiskområdet. Prosjektet for mulig påkobling og elektrifisering er i tidlig fase og det pågår dialog med myndighetene og med utbygger av Sørlige Nordsjø II for å utrede mulige tekniske løsninger, samt betingelser og tillatelser som må på plass.

Energibehovet til PPF vil variere både mellom de tre feltene og over tid, med endringer i produksjonsprofilene individuelt og samlet for GEA, jf. Figur 2-3. De foreløpige individuelle inkrementelle energibehovene er gitt i Tabell 5-1. Dette tilsvarer totalt et behov på vel 60 GWh (6-7 MW) i gjennomsnitt. Til sammenligning var den totale energiproduksjonen for GEA i 2023 på vel 786 GWh (COPSAS, 2024). I prognosene vil det totale energibehovet for GEA reduseres noe over tid.

Tabell 5-1. Energibehov for PPF.

Felt	Årlig energibehov (GWh)	Gjennomsnittlig energibehov (GWh)
Tommeliten Gamma	1-48	18
Albuskjell	12-58	26
Vest Ekofisk	3-26	17

Energibehov til borerigg for boring av brønner kommer i tillegg, med dertil tilhørende utslipp til luft. I konsekvensutredningen vil det også bli presentert et estimat for utslipp til luft fra installasjonsfartøyer og annen aktivitet i anleggsfasen.

Behov for faking er under utredning og vil beskrives i konsekvensutredningen.

Systemet for fakkell og trykkavlastning omfatter plattformene Ekofisk 2/4 J, 2/4 X, 2/4 C, 2/4 M og 2/4 Z. Høytrykksfakkell (HP) med væskeutskiller befinner seg på Ekofisk 2/4 J. Forgreningsrør og hovedrør er fordelt i alle

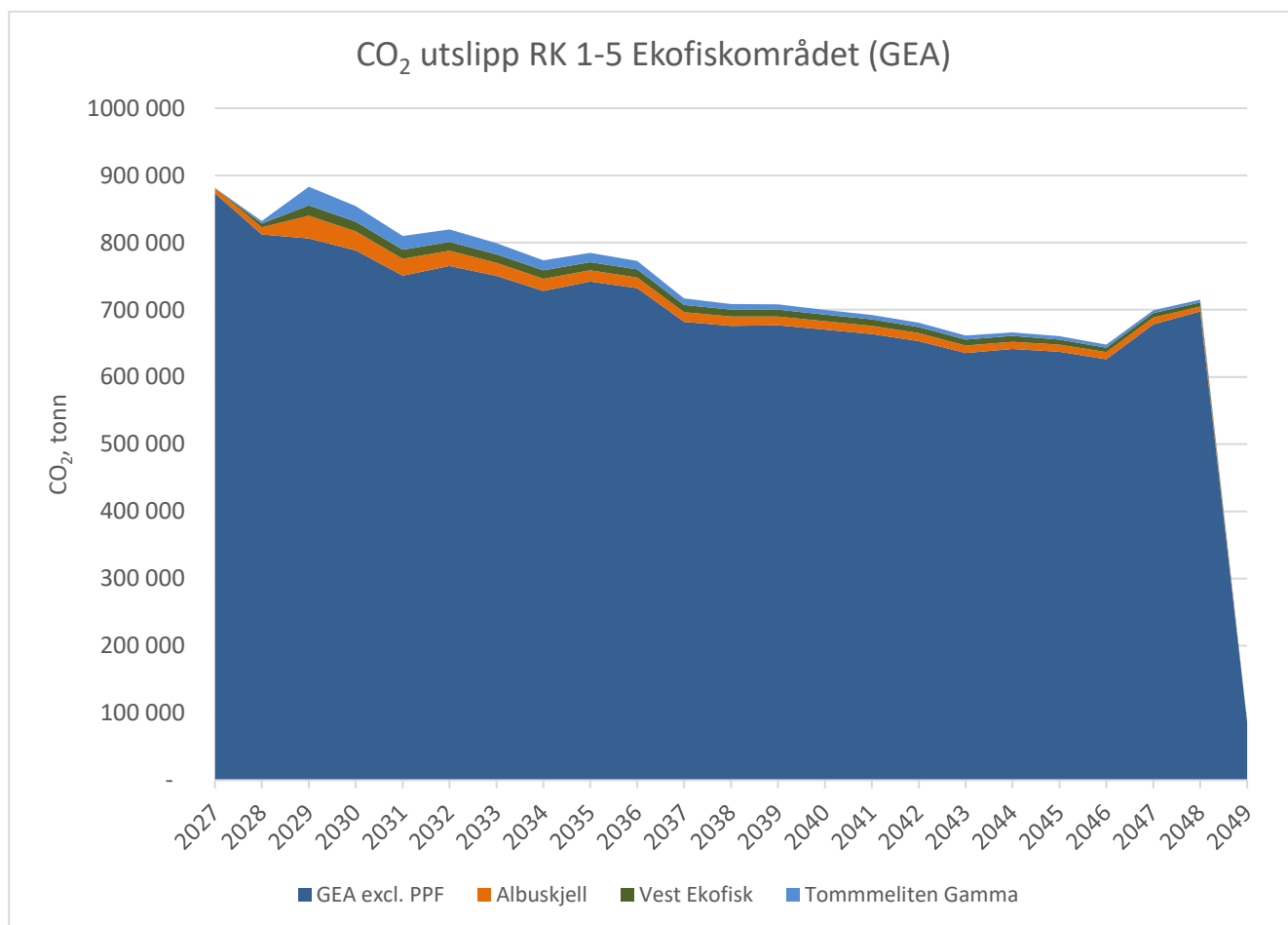
områder hvor det finnes utstyr som inneholder hydrokarboner. For å minimalisere fukling av gass er det installert en fakkellgasskompressor på utløpet av væskeutskilleren til fakkelen på Ekofisk 2/4 J.

Ekofisk 2/4 J har et eget avluftningssystem, mens de andre plattformene har lokale avluftningslinjer.

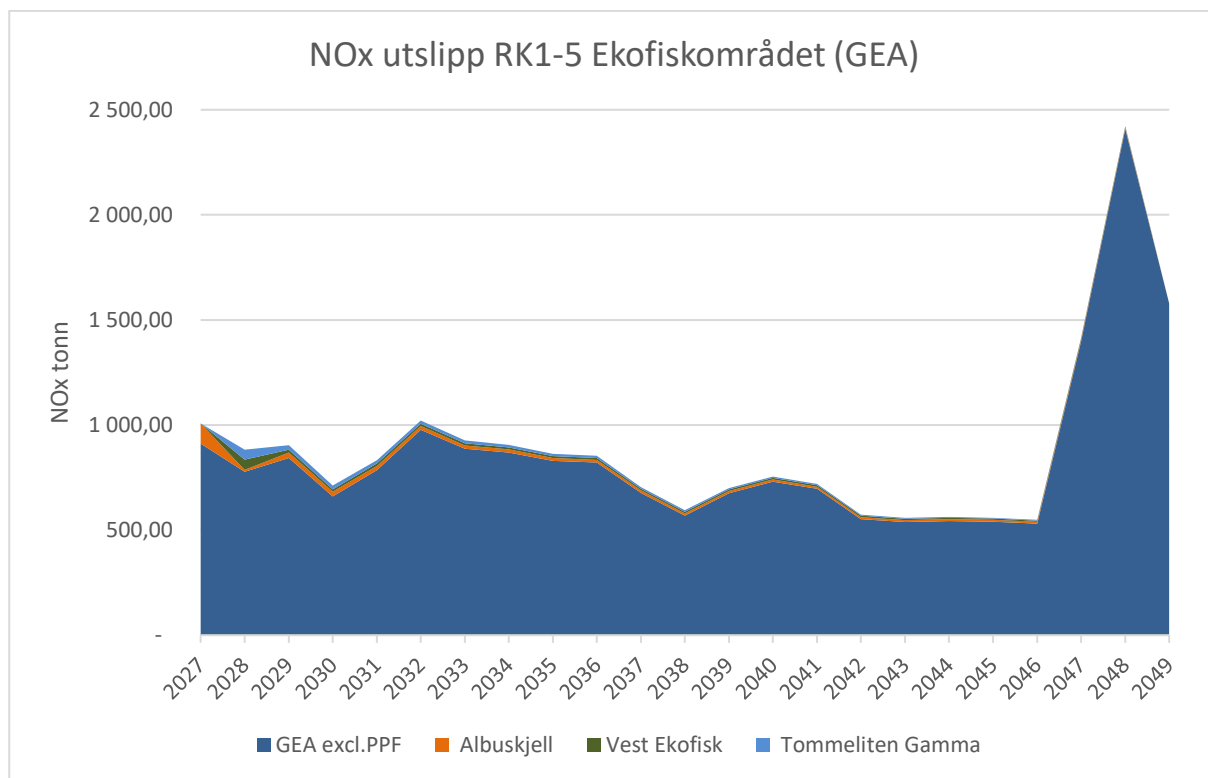
Påvirkningen av PPF-prosjektet på direkte utslipp til luft med de modifikasjonene som gjøres vil vurderes i detaljplanleggingsfasen og beskrives i konsekvensutredningen.

Prognoser for utslipp til luft fra GEA inklusive inkrementelle utslipp fra PPF for henholdsvis CO₂ og NO_x er presentert i Figur 5-1 og Figur 5-2. Andelen av CO₂-utslipp fra PPF i forhold til GEA er årlig 2-9 prosent i perioden 2028-2048. Prognosene inneholder også utslipp fra boring.

Andelen av NO_x-utslipp fra PPF er relativt lavere enn for CO₂. Økningen av NO_x-utslipp i slutten av perioden for GEA er grunnet plugging av brønner. Rigger med lav NO_x-løsninger er imidlertid ventet å redusere disse utslippene i store deler av prognoseperioden, se omtale i kapittel 5.



Figur 5-1. Prognose for CO₂-utslipp fra GEA med inkrementelle utslipp fra PPF.



Figur 5-2. Prognose for NO_x-utslipp fra GEA med inkrementelle utslipp fra PPF.

Klimagass (GHG; summen av CO₂ og metan) intensitet er et godt mål på å vise effektiviteten ved å utnytte kapasitet i et vertsfelt til innfasing av ny produksjon. Hvert av feltene i PPF er vurdert å ha en gjennomsnittlig GHG-intensitet i perioden 2029-2048 på ca. 9 kg CO₂ eq/fat oe. Til sammenligning vil GEA i 2030 ha en GHG-intensitet på 18 kg CO₂ eq/fat oe, hvor PPF samme år har henholdsvis 9-10 kg CO₂ eq/fat oe. PPF bidrar til en bedret GHG-intensitet for den samlede produksjonen i GEA. Gjennomsnittet for norsk sokkel er til sammenligning i størrelsesorden 7-8 kg CO₂ eq/fat oe. Dette inkluderer imidlertid en rekke felt med kraft fra land som energiløsning, og er således lite sammenlignbart med felt som har turbiner som hovedenergiløsning.

5.3 Globale forbrenningsutslipp av olje og gass og eventuelle miljøeffekter i Norge

Energidepartementets har foreslått endringer i veileder til PUD/PAD knyttet til saksbehandlingen av forbrenningsutslipp for nye utbygginger på norsk kontinentalsokkel. Forslaget legger opp til at rettighetshaver i fremtidige PUD/PAD som en del av konsekvensutredningen bør beskrive globale forbrenningsutslipp av olje og gass utvunnet fra utbyggingen, samt eventuelle effekter av slike forbrenningsutslipp på miljøet i Norge.

Offshore Norge har gitt innspill til forslag til oppdatert PUD/PAD veileder. Gjennomføring av olje- og gassaktivitet på norsk sokkel er etter vårt syn å anse som en nasjonal plan hvor det er Energidepartementets ansvar å utarbeide en konsekvensutredning på plannivå. En utredning av effektene av forbrenningsutslipp fra olje og gass utvunnet på norsk sokkel bør derfor etter vår vurdering gjøres på slikt plannivå. Det vil også sikre en mest mulig samordnet, helhetlig og konsistent tilnærming til spørsmålet.

Dette tema vil utredes i henhold til oppdatert PUD/PAD-veileder gitt at denne foreligger før konsekvensutredningen sendes på høring.

5.4 Kjemikaliebruk og regulære utslipp til sjø

Brønnstrømmen fra de tre feltene har ikke forhøyet verdi av kvikksølv eller andre komponenter som medfører spesiell behandling på vertsinstallasjonene.

Som angitt i kapittel 2.4 er prognosen for produsert vann fra feltene svært lave, som er normalt for gassfelt. Prosessinnretningene på Ekofisk feltsenter har anlegg for rensing av produsert vann før utslipp til sjø, henholdsvis med Ctour på Ekofisk 2/4 J og hydrosykloner på Ekofisk 2/4 M. Rensegraden siste år var i gjennomsnitt i området 5-7 mg/l olje i vann for de to anleggene (COPSAS, 2024). Mindre volumer produsert vann fra PPF forventes ikke å påvirke renseseffekten i anleggene.

Foreløpige planer inkluderer bruk av noe MEG for hydratkontroll ifm. oppstart og produksjonsstans, uavhengig av rørledningstype og hovedløsning for hydratkontroll, herunder oppvarmet rør. Dette vil vurderes nærmere for alternative løsninger og presenteres i konsekvensutredningen.

Behovet for avleiringshemmer og H₂S-fjerner er under vurdering.

Det vil tilrettelegges for pigging (rengjøring med rørskraper) etter behov, og bruk av vokshemmer er således per i dag ikke planlagt.

Løsning for håndtering av tilbakeproduserte stimuleringskjemikalier er også under vurdering.

Ved en åpen hydraulisk løsning for ventilstyring vil et mindre volum av hydraulikkvæske bli sluppet til sjø ved bruk. Aktuelle produkter og utslippsmengder vil belyses i konsekvensutredningen.

5.5 Fysiske inngrep

Installasjon av brønnrammer med tilhørende infrastruktur, og i større grad grøfting av kontrollkabel og rørledning, vil medføre fysiske inngrep i havbunnen. Omfang av påvirkning fra grøfting avhenger av metode og sedimentenes beskaffenhet, som for Ekofiskområdet generelt er fin sand. Offshore Norges nylig oppdaterte håndbok for påvirkning av bunnhabitater fra petroleumsrelatert virksomhet, anslår miljøvirkninger av grøfting generelt begrenset til nærmeste 15 m (Offshore Norge, 2024).

Bruk av stein til overdekking vil også påvirke havbunnen lokalt, omfang av påvirkning generelt erfart til innenfor en avstand på 5-10 m (Offshore Norge, 2024).

Det er ikke identifisert særskilt sårbare bunnhabitater som korallrev eller svamptamfunn i dette området, hvor bunndyrsamfunnene er dominert av bløtbunnsfauna som børstemark osv. (jf. kapittel 3.2.2).

Installasjonsaktiviteter medfører oppvirvling av finpartikulære naturlige sedimenter lokalt, hvor det meste resedimenteres lokalt og innen kort tid. I områder med kontaminerte bunnsedimenter er ofte kontaminantene assosiert med de finere partiklene, og kan således eksponere vannlevende organismer lokalt ved oppvirvling. Dette forholdet vil bli nærmere belyst i konsekvensutredningen og basert på best tilgjengelige kunnskap om tema og lokale forhold.

5.6 Materialbruk og avfallshåndtering

Konsekvensutredningen vil redegjøre nærmere for planlagt materialbruk i havbunnsinnretninger, kontrollkabel og rørledning.

Boreoperasjonen vil generere borekaks (utboret steinmasse) med rester av borevæske. Ved bruk av oljebasert borevæske vil borekaks bli håndtert på boreriggen og fraktet enten til Ekofisk eller Eldfisk feltcenter for injeksjon i dedikert brønn eller til land for videre behandling ved godkjent anlegg og deponi av rensket kaks.

I driftsperioden vil det normalt ikke bli generert avfall fra feltene. Eventuelt avfall fra prosessering av brønnstrøm fra PPF på Ekofisk feltcenter vil inngå i eksisterende avfallsplan og -systemer.

5.7 Risiko for akutte utslipp, konsekvenspotensial og beredskapstiltak

PPF vil produsere i hovedsak gass med noe kondensat. I forhold til mulige miljøkonsekvenser fra en utblåsning er konsekvenspotensialet lavere relativt til en oljeutblåsning.

Det gjennomføres analyser av miljørisiko for aktivitetene i Ekofiskområdet. Disse oppdateres regelmessig eller ved vesentlige endringer i aktivitetsnivået. Siste analyse ble oppdatert i august 2023 (DNV, 2023). Det er i tillegg gjennomført en egen analyse for Tommeliten A som ikke inngår i PL018 (DNV, 2021). En oppdatert analyse for Ekofiskområdet er planlagt gjennomført i 2028. En studie på utblåsningsrater for PPF pågår. Basert på denne vil det bli vurdert om det er behov for en egen analyse for PPF eller en oppdatert områdeanalyse for GEA som inkluderer PPF, forut for produksjonsboring. Dette vil fremkomme i konsekvensutredningen.

Det er etablert en egen plan for beredskap mot akutt forurensning for Ekofiskområdet, med dertil tilhørende organisasjon, prosedyrer og ressurser. Herunder inngår et eget oljevern fartøy for Ekofiskområdet samt avtaler for bruk av andre ressurser gjennom NOFO. Eventuell oljedrift inn i britisk sektor er ivaretatt gjennom NORBRIT-avtalen.

PPF vil inngå i beredskapsplanen for Ekofiskområdet. Det er ikke forventet at boring og produksjon fra PPF vil endre dagens oljevernstrategi for Ekofiskområdet.

6. Konsekvenser for annen næringsaktivitet til havs og avbøtende tiltak

6.1 Virkninger for fiskeri

I boreperioden vil borerigg med tilhørende sikkerhetssone medføre et midlertidig arealbeslag, med varighet i størrelsesorden 12 måneder totalt for åtte brønner.

Installasjon av brønnrammene, rør- og kabellegging, sammenkobling, brønnstimulering osv. vil være relativt korte aktiviteter, fordelt over ulike perioder i 2027 og 2028.

I driftsfasen vil havbunnsanleggene være overfiskbare og skal ikke medføre hindringer eller andre ulemper for utøvelse av fiskeriaktivitet i området.

Som angitt i kapittel 4.2 er omfanget av fiskeri i området beskjedent. Operasjonelle ulemper knyttet til arealbeslag og fartøyaktiviteter i anleggsperioden vurderes således som begrensede.

Etter endt virksomhet vil havbunnsinnretninger fjernes fra lokaliteten, enten for gjenbruk eller til land for gjenvinning. Nedgravde rørledninger og kabler blir normalt rengjort og etterlatt, og skal ikke medføre vesentlige ulemper for fiskeriene.

6.2 Virkninger for maritim virksomhet

Tilsvarende som for fiskeri, er mulige virkninger for maritim virksomhet i området avgrenset til anleggsfasen, med borerigg og installasjonsfartøyer. Anleggsaktivitetene er begrenset i varighet.

Oversikten over fartøytrafikk i området (kapittel 4.3) angir et begrenset antall passeringer av fartøy utenom petroleumsrelatert trafikk. Passerende fartøy vil enkelt manøvrere rundt de pågående aktivitetene; her er ingen andre hindringer i aktuelt område. Virkningene av dette vurderes som marginale.

7. Samfunnsmessige virkninger

Gjennomføring av prosjektet vil sikre realisering av petroleumsressurser som igjen vil medføre inntekter til Staten gjennom skatter og avgifter, samt overskudd fra Petoro.

Foreløpige anslag over investeringene i utbyggingen er 13-15 mrd kroner. Dette inkluderer også boring av brønner og modifikasjoner på vertsfeltet. Investeringene i utbygging og drift vil videre medføre til samfunnsmessige ringvirkninger, eksempelvis gjennom sysselsettingseffekter fra kontrakter med norske selskaper og underleveranser til utenlandske selskaper.

I konsekvensutredningen vil det bli presentert anslag over norske andeler av sysselsettingsvirkningene av prosjektet i utbygging og drift, inkludert en fordeling av hvilke næringer virkningene forventes. Analysen vil være på nasjonalt nivå.

8. Oppsummering av planlagte utredninger

8.1 Tema for videre utredning

Foregående kapitler har redegjort for foreløpig prosjektplan og mulige virkninger av gjennomføringen i utbygging og drift for henholdsvis miljø og andre havbaserte næringer. Følgende tema er foreslått videre utredet og presentert i konsekvensutredningen for utbygging og drift av PPF:

- BAT-vurderinger for sentrale teknologivalg og løsninger som berører viktige miljøaspekter, eksempelvis rørledningsdesign, styring av undervannsventiler og undervanns lekkasjedeteksjon.
- Effekt av planlagte miljøtiltak på borerigg
- Oversikt over utslipp til sjø fra boreoperasjoner og vurdering av miljøvirkninger
- Oversikt over avfall fra boreoperasjoner, inkludert løsning for avhending av borekaks med rester av oljebasert borevæske
- Oppdaterte prognoser for utslipp til luft fra anleggsperiode og produksjon fra PPF
- I forhold til globale forbrenningsutslipp vil tilnærming avklares gjennom revidert PUD/PAD-veileder, der Offshore Norge i høringsinnspill har anbefalt at utredning gjøres på plannivå.
- Oppdatert informasjon om behov for ulike kjemikaliefunksjoner samt utslipp til sjø av produsert vann og kjemikalier, og miljøvirkninger av dette
- Vurdering av virkninger på bunnhabitat og bunndyr fra anleggsaktiviteter, herunder vurdering av omfang og virkninger av sekundær forurensning fra aktiviteter
- Oversikt over materialbruk i innretninger, rørledning og kontrollkabel
- Resultat fra vurdering av behov for gjennomføring av egen miljørisiko- og beredskapsanalyse, eventuelt oppdatering av analysen for Ekofiskområdet.
- Vurdering av virkninger for fiskeri og passerende skipstrafikk i anleggsfasen og ved avslutning av virksomheten.
- Anslag over inntekter til staten fra prosjektet gjennom skatter og avgifter
- Analyse av nasjonale sysselsettingsvirkninger av investeringene i utbygging og drift, inkludert bransjefordeling av virkninger.

8.2 Grunnlagsundersøkelse og miljøovervåking

Det blir planlagt å gjennomføre en grunnlagsundersøkelse for de tre feltene i henhold til gjeldende veileder M-300 (Mdir, 2015, revidert 2023). Dette vil omfatte stasjoner for kartlegging av fysiske, kjemiske og biologiske parametere. Planen er å gjennomføre dette i 2026, integrert med den regionale miljøovervåkingen.

Etter gjennomført produksjonsboring vil miljøovervåking av feltene inngå i den regionale miljøovervåkingen for Region I.

8.3 Forslag til innholdsfortegnelse i konsekvensutredningen

Foreløpig innholdsfortegnelse i konsekvensutredningen er foreslått som angitt nedenfor, basert på PUD/PAD-veilederen samt høring av endringsforslag. Delkapitler vil legges til som hensiktsmessig.

- Forord
- Sammendrag
- Innledning og bakgrunn
- Anbefalt utbyggingsløsning- tiltaksbeskrivelse og planer
- Sammenfatning av innkomne høringsuttalelser til forslaget til utredningsprogram
- Miljøkonsekvenser av planlagte aktiviteter og avbøtende tiltak
- Risiko for akutte utslipp, mulige konsekvenser og beredskapstiltak
- Konsekvenser for fiskeri og andre havbaserte næringer, og avbøtende tiltak
- Samfunnsmessige virkninger
- Feltavvikling
- Sammenstilling av konsekvenser, anbefalinger om avbøtende tiltak
- Videre planer for oppfølging av miljørelaterte forhold, inkludert beredskap mot akutt forurensning og miljøovervåking

9. Referanser og litteratur

Anker-Nilssen, T. 1987. Metoder til konsekvensanalyser olje/sjøfugl. – Viltrapport 44: 1–114.

COPSAS 2021. Plan for utbygging og drift av Tommeliten A, Del II konsekvensutredning

COPSAS, 2024. Utslippsrapport 2023 for Ekofiskfeltet.

DNV GL, 2018. Offshore miljøovervåking. Region 1 2017. ConocoPhillips, Aker BP, Lundin, Statoil, Spirit Energy, Repsol. Rapportnr.2018-0001, Rev. 01. Dato 2018-11-14.

DNV 2021a. Konsekvenser for sjøfugl ved Ekofisk Vind prosjektet- Rapport nr. 2021-1263, rev 1.

DNV, 2021b. Environmental risk (ERA) and oil spill contingency analysis (OSCA) for the Tommeliten Alpha field in the North Sea. Report No. 2021-0430, Rev.00.

DNV 2022. Endret plan for utbygging og drift av Ekofisk Sør: Ekofisk Vind, konsekvensutredning (ConocoPhillips Skandinavia, 2022)

DNV, 2023. Miljørisiko- og oljevernberedskapsanalyse for Ekofisk-området. DNV rapport 2023-0527, rev 2.

Energidepartementet, 2024. Høringsforslag revidert PUD/PAD veileder.

Havforskningsinstituttet, 2021. Assessment of Fish Spawning in the North Sea; Final Project Report of KINO-2, 2017–2021.

Eriksen, E., van der Meeren, G.I., Nilsen, B.M., von Quillfeldt, C.H., og H. Johnsen, 2021. Særlig verdifulle og sårbare områder (SVO) i norske havområder – Miljøverdi. En gjennomgang av miljøverdier og grenser i eksisterende SVO og forslag til nye områder. Rapport fra havforskningen 2021-26. ISSN:1893-4536

Faglig Forum, 2023. Faglig grunnlag for helhetlige forvaltningsplaner for norske havområder. Hovedrapport 2019-2023. M-2524/2023.

Havforskningsinstituttet, 2023. Status for miljøet i norske havområder, rapport fra overvåkinggruppen 2023. Rapport fra havforskningen 2023-24. ISSN: 189-4536.

Klima- og miljødepartementet, 2024. Meld. St. 21 (2023-2024). Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene. Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, Norskehavet, og Nordsjøen og Skagerrak.

Miljødirektoratet, 2020. Retningslinjer for miljøovervåking av petroleumsvirksomheten til havs, M-300

Offshore Norge, 2022. Guidelines for BAT assessment. Retningslinje 147.

Offshore Norge, 2024. Handbook. Species and habitats of environmental concern. Mapping, risk assessment, mitigation and monitoring. – In relation to offshore activities. Revision 1, March 2024.

Olje- og energidepartementet, 2022. 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).

OSPAR 2008. OSPAR List of Threatened and/or Declining Species and Habitats (Reference Number: 2008-6).