

Graphic_22030_01

PL035 og PL272

Utbygging og drift av Krafla PUD del II: Konsekvensutredning

Juni 2022

Forord

Det er gjort flere funn av olje og gass i et geografisk område som ligger mellom Alvheim i sør og Oseberg i nord. Rettighetshaverne til de aktuelle utvinningstillatelsene har kommet frem til at det er hensiktsmessig å se disse funnene i sammenheng og koordinere utviklingen av ressusene. Området omtales som NOAKA; "North Of Alvheim" og Krafla/Askja. Etter grundige vurderinger gjennom flere år er det avtalt at området vil omfatte to utbyggingsplaner. Den i nord vil omfatte funnene Krafla (PL035), Sentral (PL035) og Askja (PL272) og er operert av Equinor. Den i sør som omfatter Frøy (PL364), Frigg Gamma Delta og Langfjellet (PL026B, 442, 442B, 442C), Fulla (PL873) og Rind (PL026). Den sørlige utbyggingen omtales NOA Fulla og er operert av Aker BP.

Equinor og Aker BP har inngått en avtale om at operatørskapet for Krafla skal overføres til Aker BP. Operatørskiftet vil skje ved en endelig investeringsbeslutning i lisens og innlevering av plan for utbygging og drift (PUD) innen utgangen av 2022.

Det er gjennomført to konsekvensutredninger for den totale utbyggingen i NOAKA-området, én for PUD for Krafla og en felles for PUD for NOA og PUD for Fulla. I tillegg er det utført en felles konsekvensutredning som omfatter kraft fra land til den samlede utbyggingen.

Operatøren Equinor Energy AS (Equinor) legger med dette frem konsekvensutredning for utbygging og drift av Krafla, Askja og Sentral, samlet kalt Krafla i det følgende. Feltene ligger i nordre del av Nordsjøen.

Planlagte utbyggingstiltak krever Plan for Utbygging og Drift (PUD) og konsekvensutredning etter Petroleumslovens bestemmelser, og skal godkjennes av myndighetene. Krafla skal etter planen forsynes med kraft fra land. Konesjonsprosessen etter Energiloven og Havenergiloven for kraft fra land til Krafla og NOA Fulla, der Aker BP er operatør, gjennomføres som en separat prosess. Foreliggende dokument er en konsekvensutredning etter Petroleumsloven, og gir oversikt over den planlagte utbyggingen og utbyggingens konsekvenser for miljø, andre næringer og samfunn. Konsekvensutredningen er utarbeidet i henhold til gjeldende veileder for plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift (mars 2018) fra Olje- og energidepartementet og Arbeids- og sosial-departementet.

Formålet med konsekvensutredningen er å gi myndighetene og andre høringsinstanser informasjon om hva som er planlagt utbygd, hvor og hvordan og hvilke konsekvenser utbygging og drift av Krafla vil få. Gjennom uttalelser til konsekvensutredningen har myndigheter og andre høringsinstanser mulighet til å kunne påvirke hva som skal ligge til grunn for de beslutningene som skal tas.

Eventuelle uttalelser sendes til konsekvensutredning@equinor.com med kopi til postmottak@oed.dep.no

Equinor, 17. juni 2022

Forkortelser og begreper

ALARP	As Low As Reasonably Practicable
BAT	Best Available Techniques
CTS	Cuttings Transportation System
FEED	Front End Engineering and Design
KU	Konsekvensutredning
LPG	Flytende petroleumsgass (Liquified Petroleum Gas)
MEG	Monoetylenglykol
NOA	Området nord for Alvheim (North of Alvheim)
NOAKA	NOA og Krafla/Askja
NOFO	Norsk Oljevernforening For Operatørselskap
oe	Oljeekvivalenter. Omregning fra volumenheter til oljeekvivalenter for olje- og gassmengder brukes når man skal summere eller sammenlikne olje- og gassressurser.
OFS	Oseberg feltcenter
OSRL	Oil Spill Respons Limited, Southampton, UK
OTS	Oseberg Transport System
PdQ	NOA PdQ. Plattform for prosessering, boring og innkvartering på NOA-feltet
PAD	Plan for anlegg og drift
PUD	Plan for utvikling og drift
sd	Strømningsdag, kalenderdag delt på regularitet
Sm ³	Standardkubikkmeter. Olje og gass oppgis ofte i volumetriske enheter under definerte ISO-standardbetingelser (temperatur lik 15 grader C og trykk lik 1,01325 bar).
SPS	Havbunnsinnretning for produksjon (Subsea Production System)
SOV	Service- and Operational Vessel – Service fartøy
SVO	Særlig Verdifulle Områder som definert i Forvaltningsplanen for havområdene
TEG	Trietylenglykol
THC	Total hydrokarbon
UPP	Ubemannet produksjonsplattform
VOC	Flyktige organiske forbindelser (Volatile Organic Compounds)
VØK	Verdsatte Økologiske Komponenter

Innholdsfortegnelse

Forkortelser og begreper	4
Sammendrag	8
1 Innledning	10
1.1 Formålet med konsekvensutredningen.....	10
1.2 Krav til konsekvensutredning som del av PUD etter petroleumsloven.....	10
1.3 Konsekvensutredningsprosessen.....	11
1.4 Konsekvensutredningsprosessen og tidsplan for PUD/PAD.....	11
1.5 Forholdet til Forvaltningsplanene for de norske havområdene.....	13
1.6 Andre myndighetsvedtak.....	14
1.7 Equinor's styringsprinsipper og overordnede krav til sikkerhet og bærekraft.....	14
2 Krafla-feltet	15
2.1 Beliggenhet og områdeløsning.....	15
2.2 Rettighetshavere og eierforhold.....	17
2.3 Lisenshistorikk.....	17
2.4 Ressurser og prospekter.....	17
2.4.1 Ressurser som ligger til grunn for utbyggingen.....	17
2.4.2 Prospekter og fremtidige utbygginger i området.....	18
3 Beskrivelse av anbefalt utbyggingsløsning	19
3.1 Oversikt over utbyggingsløsningen.....	19
3.2 Brønner og brønnrammer.....	20
3.2.1 Håndtering av borekaks og borevæske.....	21
3.2.2 Brønnopprensning.....	21
3.3 Utvinningsstrategi og produksjonsplaner.....	22
3.4 Krafla UPP - ubemannet produksjonsplattform.....	23
3.4.1 Ubemannet plattform – belysning og fugl.....	26
3.5 Havbunnsinnretninger.....	26
3.5.1 Brønnrammer.....	26
3.5.2 Feltinterne rørbunter (bundler), rør og kabler mellom Krafla UPP og NOA PdQ.....	29
3.5.3 Olje- og gasseksport.....	30
3.5.4 Nærmere om utforming av undervannsanleggene.....	32
3.6 BAT-vurderinger og utslippsreducerende tiltak.....	35
3.6.1 Elektrifisering - kraft fra land.....	35
3.6.2 Elektrifisering av borelegg.....	35
3.6.3 Kraftforbrukene utstyr - kompressorer og pumper.....	36
3.6.4 Fakling.....	36
3.6.5 Kaldventilering.....	37
3.6.6 System for styring av ventiler i havbunnsanleggene.....	37
3.6.7 Produsert vann håndtering.....	38
3.6.8 Materialvalg.....	38
3.6.9 Dreneringsvann.....	38
3.6.10 Lekkasje-deteksjon.....	39
3.6.11 Brønnopprensning.....	40
3.7 Energiløsning og anlegg for overføring av kraft fra land samt vurdering av havvind.....	41
3.8 Foreløpige estimater for investeringer og drift.....	42
3.9 Driftsorganisasjon og kontrollrom for ubemannet drift.....	42
3.10 Avvikling av virksomheten.....	42
4 Høringsuttalelser til program for konsekvensutredning	43
5 Miljø og samfunnsmessige forhold i influensområdet	44
5.1 Influensområde.....	44

5.2	Datagrunnlag	44
5.3	Oceanografiske forhold, sedimenter og miljøtilstand	44
5.4	Særlig verdifulle områder (SVO) og sårbare naturtyper og arter	47
5.4.1	Særlig verdifulle områder som definert i forvaltningsplanen	47
5.4.2	Tobis og Vikingbanken.....	49
5.4.3	Koraller	49
5.5	Fiskeressurser	50
5.6	Sjøfugl	54
5.7	Marine pattedyr.....	55
5.8	Utsiving av metangass.....	56
5.9	Kulturminner	56
6	Utslipp til luft.....	57
6.1	Kraftforbruk og utslipp til luft fra boring	57
6.2	Utslipp til luft i anleggsfasen	58
6.3	Kraftbehov og utslipp til luft fra drift av Krafla	58
6.4	Energieffektivitet og tiltak for utslippsreduksjon	59
6.5	Konsekvenser av regulære utslipp til luft	60
7	Utslipp til sjø og kjemikalier	61
7.1	Bore- og brønnoperasjoner.....	61
7.2	Brønnopprensning før oppstart av brønner.....	62
7.3	Utslipp fra hydraulikksystemet	63
7.4	Klargjøring av rørbunter, feltinterne produksjonsrørledninger og eksportørledninger for olje og gass	63
7.5	Produsert vann og kjemikalier	65
7.6	Kjølevann.....	65
7.7	Vanninjeksjon	66
7.8	Konsekvenser av regulære utslipp til sjø	66
8	Fysisk påvirkning og støy	67
8.1	Konsekvenser av fysiske inngrep og støy.....	67
9	Miljørisikoanalyser og oljevernberedskap	69
9.1	Miljørisikoanalyse for utbygging og drift av Krafla-feltet.....	69
9.1.1	Bakgrunnsdata og metode for miljørisikoanalyse	70
9.1.2	Miljørisikoanalyse – resultater.....	72
9.2	Samlet påvirkning på tobis.....	81
9.2.1	Oversikt over Equinor's aktiviteter ved Vikingbanken.....	82
9.2.2	Kunnskapsstatus for tobis	84
9.2.3	Vurdering av risiko for tobis.....	87
9.2.4	Risikoreduserende tiltak.....	89
9.2.5	Kunnskapsgap og pågående forskning	91
9.2.6	Oppsummering	92
9.3	Oljevernberedskapsanalyse	92
9.3.1	Bakgrunn og analysegrunnlag	92
9.3.2	Beregning av beredskapsbehov og resultat	93
9.3.3	Konklusjon av Oljevernberedskapsanalyse.....	96
10	Konsekvenser for fiskeriene og andre næringer til havs	97
10.1	Konsekvenser for fiskeri	97
10.1.1	Fisket i området omkring Krafla.....	97
10.1.2	Registrert fartøyaktivitet i området omkring planlagt utbygging.....	100
10.1.3	Virkninger for fiskeriene	104
10.1.4	Avbøtende tiltak	107
10.2	Havvind.....	107

10.3	Skipstrafikk og ankringsområder	108
10.4	Forsvarsinteresser	109
10.5	Vurdering av konsekvenser for kulturminner	109
11	Samfunnsmessige konsekvenser	110
11.1	Forventede nettoinntekter i prosjektet	110
11.2	Metode for beregning av ringvirkninger	110
11.2.1	Ringvirkninger – effekten av en økonomisk aktivitet	111
11.3	Beregningsgrunnlag og sentrale antagelser	112
11.3.1	Prosjektkostnader	112
11.3.2	Regionale og nasjonale andeler	113
11.4	Estimerte ringvirkninger av utbygging og drift av Krafla	115
11.5	Estimerte ringvirkninger av anlegg og drift av nye eksportør for olje og gass fra NOAKA	119
11.6	Oppsummering av hovedresultatene	119
12	Oppsummering av konsekvenser og avbøtende tiltak	121
12.1	Miljømessige virkninger – kraftbehov og utslipp til luft (Kapittel 3.6 og kapittel 6)	121
12.2	Miljømessige virkninger – Utslipp til sjø og kjemikalier (Kapittel 3.6 og kapittel 7)	122
12.3	Miljømessige virkninger – Avslutningsfasen	123
12.4	Miljømessige virkninger – Fysiske inngrep og støy (Kapittel 8)	123
12.5	Miljømessige virkninger – Akutte utslipp og miljørisiko (Kapittel 9)	123
12.6	Samlet påvirkning på tobis fra Equinors aktiviteter i Vikingbankområdet	124
12.7	Oljevemberedskap	124
12.8	Virkninger for fiskeri og andre havbaserte næringer	125
12.9	Samfunnsmessige konsekvenser	125
13	Referanser	127
	Vedlegg A Fastsettelse av program for konsekvensutredning	129
	Vedlegg B Oppsummering av høringsuttalelser til "Forslag til program for konsekvensutredning for utbygging og drift av Krafla"	130

Sammendrag

I området fra Alvheim i sør til Oseberg i nord er det gjort en rekke olje- og gassfunn. For å optimalisere positive virkninger for rettighetshaverne og samfunnet, har operatørene Equinor og Aker BP sett på ulike områdeløsninger for utvikling og drift av ressursene i det aktuelle området. Krafla-lisensene (PL035 (Krafla og Sentral) og PL272 (Askja)) ligger i oljeblokk 30/11, og er to av i alt 7 lisenser som inngår i den foreslåtte totale områdeløsningen.

Utbyggingen av Krafla omfatter olje- og gassfunn i områdene Krafla, Sentral og Askja lokalisert nær Vikingbanken i nordre del av Nordsjøen. Krafla brukes som fellesbetegnelse for olje- og gassfeltene Krafla (PL035), Sentral (PL035) og Askja (PL272).

Den planlagte utbyggingen på Krafla-feltet består av en ubemannet produksjonsplattform (UPP) sentralt plassert på Askja. Denne plattformen benevnes Krafla UPP. I tillegg planlegges i alt 5 undervanns brønnrammer på Krafla-feltet med mulighet for ytterligere 2 brønnrammer ved funn i prospekter. Krafla UPP mottar brønnstrømmen fra brønnrammene. Gass og kondensat separeres her ut fra brønnstrømmen og eksporteres direkte til Statpipe-rørledningen og videre til Kårstø i Rogaland. Det nye gasseksportrøret betjener også NOA Fulla utbyggingen og starter på NOA PdQ og går via Askja-området for undervanns tilkobling av Krafla gass.

Delvis stabilisert olje overføres fra Krafla UPP til Aker BPs NOA PdQ plattform for videre prosessering. Oljen eksporteres derfra til Oseberg Transport System (OTS) (undervanns tilkobling til OTS), og videre til Stureterminalen i Øygarden kommune i Vestland fylke.

NOA PdQ forsyner Krafla UPP med viktige støtte- og servicefunksjoner som bl.a. olje-vann separasjon, produsert vann rensing og reinjeksjon, injeksjonsvann og kjemikalier.

Krafla vil ha kraft fra land som primær energiløsning. Kraftforsyningsprosjektet gjennomføres i samarbeid mellom Equinor og Aker BP. Kraftforsyningen er gjenstand for en egen konsesjonsøknadsprosess med tilhørende konsekvensutredning, og er ikke omhandlet i denne konsekvensutredningen. En konsekvens av kraftforsyning fra land er at Krafla-feltet vil produsere med svært lave klimagassutslipp. CO₂-intensitet for produksjonen over levetiden er estimert til 0,45 kg CO₂/fat produsert oljeekvivalent (oe). Til sammenligning er gjennomsnittet for norsk sokkel omkring 8 kg CO₂/fat oe.

Krafla vil utgjøre en av de største utbygginger på norsk sokkel de kommende årene. De samlede utvinnbare ressursene er anslått til 53 millioner Sm³ oljeekvivalenter-o.e. (tilsvarende 330 millioner fat o.e.). Investeringskostnadene for Krafla-utbyggingen er estimert til 30-40 milliarder kroner.

Det planlegges boret 24 brønner i perioden 2025-2028.

Prosjektet vil medføre positive samfunnsmessige virkninger i form av inntekter til staten og ringvirkninger i form av verdiskapning og sysselsetting i norske bedrifter. Statlige inntekter (andel av nåverdien av netto kontantstrøm) er estimert til 20,5 milliarder kroner. Årlige sysselsettingsvirkninger er størst i utbyggingsfasen med 3 000-3500 årsverk i 2025 og 2026. Totalt vil utbyggingsfasen generere om lag 12 500 årsverk nasjonalt. I driftsfasen er det estimert at prosjektet vil generere rundt 250 årsverk årlig. Samlet sysselsettingsvirkning av Krafla-prosjektet gjennom hele levetiden vil være i størrelsesorden 20 000 årsverk.

Som andre utbygginger vil utbygging og drift av Krafla-feltet medføre noen negative konsekvenser for naturressurser og miljøforhold, samt for utøvelsen av annen havbasert næringsvirksomhet i området. Konsekvensutredningen redegjør for disse konsekvensene. En søker å minimere de negative konsekvensene mest mulig. Det er redegjort for vurdering av og implementeringsplan for avbøtende tiltak. Det er gjennomført BAT-vurderinger som del av dette arbeidet.

Krafla-området er lokalisert nær Vikingbanken som er et "særlig verdifullt og sårbart område" (SVO - forvaltningsplanen for havområdene) som gyteområde for fisken tobis. Miljørisiko fra aktivitetene på Krafla-feltet og mer generelt fra Equinors samlede aktiviteter i områdene rundt Vikingbanken er viet stor plass i denne konsekvensutredningen. Bakgrunnen for dette særlige fokuset på tobis i utredningen er at Equinor er pålagt av Klima- og miljødepartementet, gjennom Krafla konsekvensutredning, å gjennomføre en slik samlet vurdering.

Sett bort fra sårbarhet på Vikingbanken i forhold til tobis, er ikke Krafla-området karakterisert av spesielt høy miljøfølsomhet relativt til mange andre deler av norske havområder. Flere arter av sjøfugl forekommer tidvis i området, og miljøfølsomheten for sjøfugl varierer derfor både mellom arter og gjennom året.

De største miljøpåvirkningene vil oppstå i utbyggingsfasen knyttet til boring av brønner med tilhørende utslipp til luft og sjø, samt marint installasjonsarbeid. Installasjon av rør (feltinterne rør og eksportør), rørbunter og kabler er et omfattende arbeid og involverer også steindumping i et omfang som vil gi virkninger på bunnforhold og bunndyrsamfunn. Utslipp til sjø fra boring med vannbaserte borevæsker vil medføre lokal nedslamming med konsekvenser for lokal bunndyrfauna. Miljøovervåking viser at slike virkninger er relativt kortvarige før naturlig bunndyrfauna re-etableres.

Det vil ikke være utslipp av produsert vann fra Krafla-feltet. Alt produsert vann eksporteres til Aker BPs NOA PdQ plattform for rensing og reinjeksjon i undergrunnen, Det henvises til Aker BPs konsekvensutredning for utbygging og drift av NOA Fulla for informasjon om produsert vann løsningen.

Det vil bli gjennomført regelmessig miljøovervåking på Krafla-feltet som del av den regionale miljøovervåkingen (hvert 3. år).

Bruk av fossile drivstoff på borerigg og fartøyer i utbyggingsfasen vil medføre utslipp til luft. Det er anslått at utslipp av CO₂ vil være 100 000 tonn fra boreaktiviteten og 55 000 tonn fra marin installasjon. I driftsfasen er utslippene svært lave som følge av kraft fra land for kraftforsyning, anslått til mindre enn 2 000 tonn CO₂ pr. år.

Akutte utslipp av olje eller kondensat fra Krafla kan medføre konsekvenser for natur- og miljøverdier. Miljørisikoen knyttet til slike hendelser er analysert og kvantifisert i henhold til anerkjent metodikk (ERA Acute) og er funnet å ligge i grønt og gult område i forhold til Equinors akseptkriterier. Det er videre gjennomført en oljevernberedskapsanalyse for Krafla som konkluderer med at konsekvensreducerende tiltak i form av oljevernberedskap sammen med operasjonelle sikkerhetsprosedyrer vil utgjøre tilstrekkelig risikoreduksjon for miljørisikoen ved Krafla-feltet.

I forhold til havbaserte næringer som fiskeri og sjøtransport, vil Krafla kunne ha negative konsekvenser i form av permanente arealbeslag i driftsfasen (Krafla UPP med sikkerhetssone), samt midlertidige beslag ved boring og marine installasjoner. Arealbeslaget er relativt lite (om lag 1 km² per innretning) og aktivitetsnivået i fiskerier og skipstrafikk er relativt moderat. I anleggsperioden vil det være en rekke fartøyer i området som kan gi midlertidige virkninger for andre havbaserte næringer, herunder i form av nødvendige kursendringer eller endret fiskemønster. Virkningene knyttet til arealbeslag og fartøyaktivitet på feltet vurderes ikke å gi vesentlige konsekvenser for næringsutøvelsen. I driftsfasen vil havbunnsanleggene i sin helhet være overtråkbare og ingen virkninger på utøvelsen av fiske er forventet.

Når produksjonen på feltet opphører, vil innretninger bli fjernet fra feltet i henhold til gjeldende regler på aktuelt tidspunkt. Rørledninger og kabler vil bli rengjort før eventuell etterlatelse. Disponeringsløsningene vil bli utredet og dokumentert i en avslutningsplan med tilhørende konsekvensutredning.

1 Innledning

Equinor legger med dette frem Plan for Utbygging og Drift (PUD) del II, konsekvensutredning for utbygging og drift av Krafla-feltet på vegne av rettighetshaverne Aker BP og Equinor i PL035 og PL272.

1.1 Formålet med konsekvensutredningen

Formålet med KU er å klargjøre virkningene av utbygging og drift av Krafla-feltet for miljø, inkludert kulturminner og kulturmiljø, naturressurser og samfunn. KU skal sikre at disse virkningene blir tatt i betraktning under planleggingen av utbyggingen og når det skal tas stilling til om, og på hvilke vilkår godkjenning av PUD skal gis.

KU-prosessen er åpen og skal sikre at aktører som har syn på utbyggingen har en mulighet til å uttrykke sin mening. Den sikrer at offentligheten gjøres oppmerksom på eventuelle andre konsekvenser av tiltaket og mulige alternativer enn de operatøren legger til grunn. Dette gjelder også med hensyn til hva som vil være nødvendig å gjennomføre av avbøtende tiltak. Høringen av KU er derfor en viktig del av PUD-prosessen og bidrar til å sikre at myndighetene har et godt beslutningsgrunnlag.

Høringsinstansene må få mulighet til å vurdere operatørens beskrivelse av de virkninger utbyggingen kan få. KU skal derfor:

- Beskrive alternative utbyggingsløsninger som har blitt undersøkt samt kriterier og prosess for valg av aktuell løsning.
- Beskrive planene for feltutbyggingen og hvilken påvirkning de kan få på miljø, naturressurser og samfunn
- Drøfte de vesentlige positive og negative konsekvenser som antas å kunne oppstå
- Beskrive avbøtende tiltak, og eventuelle oppfølgingsstudier og overvåkingsprogrammer

1.2 Krav til konsekvensutredning som del av PUD etter petroleumsloven

Krafla-prosjektet er utredningspliktig i henhold til bestemmelsene i Petroleumsloven § 4-2. Utredningsprogrammet og KU skal oppfylle bestemmelsene gitt i forskrift til lov om petroleumsvirksomhet, § 22 og 22a. KU skal også oppfylle bestemmelsene i Forurensningslovens § 13. KU skal utarbeides basert på fastsatt utredningsprogram. Olje- og energidepartementet (OED) som ansvarlig myndighet fastsetter programmet for KU og skal påse at utredningsprogrammet oppfyller de krav regelverket setter til innholdet i et utredningsprogram. Forslag til program for konsekvensutredning for utbygging og drift av Krafla ble sendt på høring 11. oktober 2021 med høringsfrist 3. januar 2022. OED fastsatte KU-programmet i brev datert 13. mai 2022 (se Vedlegg A).

Før rettighetshaverne til et felt kan bygge dette ut, må en plan for utbygging og drift av petroleumsforekomst (PUD) godkjennes av myndighetene. PUD skal inkludere det totale utbyggingskonseptet og reguleres av Petroleumsloven og forskrift til lov om petroleumsvirksomhet. PUD består av en utbyggingsdel/anleggsdel (del 1) og en KU-del (del 2).

I tråd med Innst. S. nr. 114 (1995-1996) «Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om norsk politikk mot klimaendringer og utslipp av nitrogenoksider (NO_x)» som Stortinget har gitt sin tilslutning til, skal det ved alle nye feltutbygginger på norsk sokkel utredes om kraft fra land er hensiktsmessig. Det er besluttet å forsyne Krafla-feltet med kraft fra land. For kraft fra land-anlegget er det krav om at en konsesjonssøknadsprosess etter Energiloven og Havenergiloven med tilhørende KU gjennomføres. Kraft fra land prosjektet gjennomføres i samarbeid mellom Aker BP og Equinor, og skal forsyne både Krafla og NOA Fulla utbyggingene med kraft.

Kraft skal etter planen hentes fra Statnetts stasjon i Børdalen i Samnanger kommune, Vestland fylke, se også kapittel 3.7.

FNs "Konvensjon om konsekvensutredninger av tiltak som kan ha grenseoverskridende miljøvirkninger" (Espoo-konvensjonen) forplikter parter om å varsle nabostat om planlegging av tiltak som kan få miljøvirkninger ut over landegrensene. Konvensjonen trådte i kraft i 1997 og er implementert i norsk lovverk. Basert på resultater fra spredningsmodellering for akuttutslipp i Krafla-området er det, på tross av en viss nærhet til delelinjen mot Storbritannia, svært lav sannsynlighet for at olje drifter mot britiske områder. På bakgrunn av de gjennomførte spredningsmodelleringer vurderer operatøren det slik at utbyggingen ikke vil utløse varslingsplikt eller høring av foreliggende konsekvensutredning etter konvensjonen.

1.3 Konsekvensutredningsprosessen

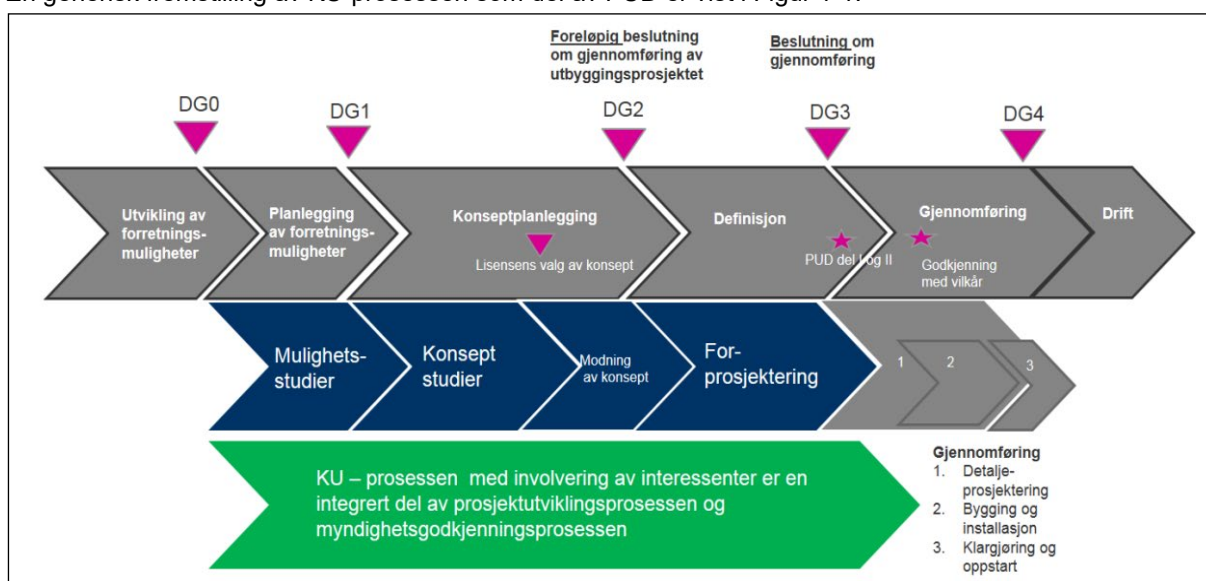
Konsekvensutredningen sendes på høring til de samme nasjonale, regionale, og lokale myndigheter og interesseorganisasjoner som mottok eller uttalte seg til forslag til utredningsprogram. Samtidig kunngjøres det i Norsk Lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på offentlig høring. Konsekvensutredningen og relevant underlagsdokumentasjon er tilgjengelig på:

<https://www.equinor.com/no/baerekraft/konsekvensutredninger#krafla>

Høringen av konsekvensutredningen skal være avsluttet og oppsummert, og rettighetshaver skal ha beskrevet hvordan høringskommentarer er ivare tatt før utbyggingsdelen av PUD (del I) sendes inn til myndighetsbehandling. Krafla-prosjektet vil pga. investeringsbeløpets størrelse kreve behandling av Stortinget. OED vil basert på PUD (inkludert KU og oppsummering av høringen) utarbeide en anbefaling i form av en Stortingsproposisjon som legges fram for andre departementer før den godkjennes av Kongen i Statsråd. Proposisjonen oppsummerer prosjektet i sin helhet, og inkluderer regjeringens forslag til eventuelle forutsetninger for og vilkår som skal ligge til grunn for godkjenningen. Stortingsproposisjonen oversendes Stortinget for videre behandling og vedtak. Etter Stortingsbehandling vil OED kunne godkjenne utbyggingen, gjennom et godkjenningbrev som omfatter både oppfyllelse av konsekvensutredningsplikten og godkjenning av PUD.

1.4 Konsekvensutredningsprosessen og tidsplan for PUD/PAD

En generisk fremstilling av KU-prosessen som del av PUD er vist i Figur 1-1.



Figur 1-1 Konsekvensutredningsprosessen sett ift. prosjektutvikling og beslutningsprosess i Equinor.

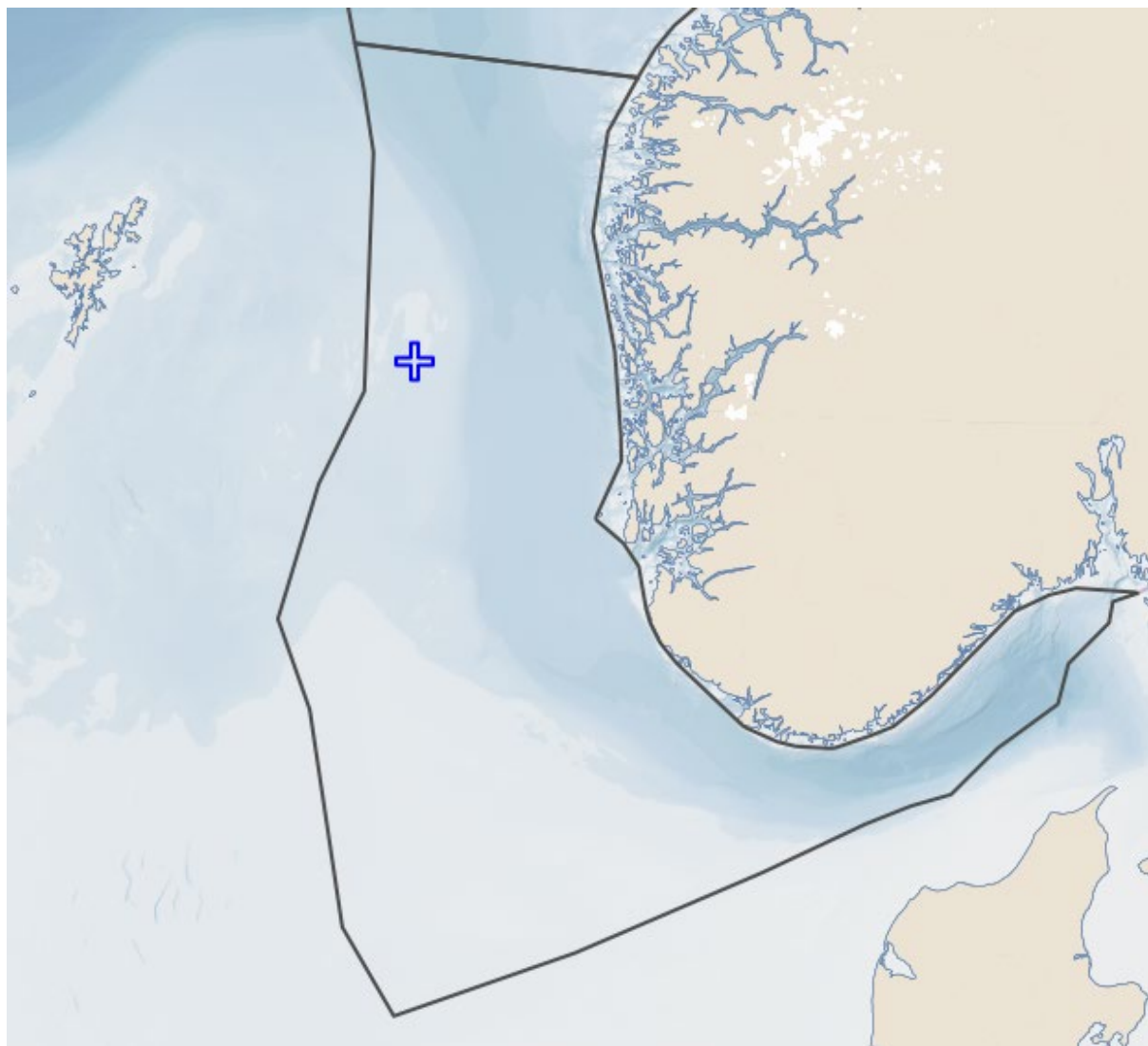
Foreslått tidsplan for PUD/PAD inkludert konsekvensutredningsprosessen for Krafla-utbyggingen, tar utgangspunkt i retningslinjene som er gitt i forskrift til petroleumsloven og i veileder for PUD/PAD, prosjektets hovedplan, erfaringer fra tidligere utbygginger samt dialog med Olje- og energidepartementet. Planen er basert på beslutning om gjennomføring av prosjektet (DG3 - investeringsbeslutning) i 4. kvartal 2022, stortingsbehandling i vårsesjonen i 2023 og produksjonsstart av feltet i 2. kvartal 2027, se Tabell 1-1.

Tabell 1-1 Milepæler i prosjektplanen (grå bakgrunn) og konsekvensutredningsprosessen og myndighetsgodkjenning (hvit bakgrunn).

DG2- Foreløpig beslutning om gjennomføring (Beslutning om videreføring, BOV i PUD/PAD veileder)	November 2021
Offentlig høring av forslag til utredningsprogram (12 uker)	Oktober 2021 – Januar 2022
Offentlig høring av konsekvensutredningen (12 uker)	Juni – September 2022
DG-3- Beslutning om gjennomføring/ PUD og PAD sendes til myndighetene	4.kv 2022
Stortingsbehandling og godkjenning av PUD/PAD	Våren 2023
Installasjon av brønnrammer	2024 – 2026
Boreoperasjoner Krafla, Askja, Sentral	2025 – 2028
Legging av rør og kabler	1.kv.2024 – 3.kv.2025
Installering av Krafla UPP	2.-4.kv. 2026
Oppkobling av rør og kabler på feltet og klargjøring for drift	4.kv.2026 – 1.kv.2027
Produksjonsoppstart	2.kv.2027

1.5 Forholdet til Forvaltningsplanene for de norske havområdene

Meld. St. 20 (2019-2020) Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene - Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, Norskehavet, og Nordsjøen og Skagerrak (heretter omtalt som forvaltningsplanen) ble behandlet i Stortinget juni 2020, der Stortinget bifalt komitéinnstillingen og sluttet seg til denne. Forvaltningsplanen med underlagsrapporter, gir en oversikt over økosystemene og naturmangfoldet i Nordsjøen og Skagerrak og gir en helhetlig vurdering av miljøtilstanden i området. Krafla-feltet ligger innenfor området som er omfattet av forvaltningsplanen som vist i Figur 1-2. Resultatene som er referert i forvaltningsplanen utgjør en sentral referanse for denne konsekvensutredningen. Ny oppdatering av forvaltningsplanen er planlagt i 2024.



Figur 1-2 Oversikt over forvaltningsplanområdet for Nordsjøen og Skagerrak. Krafla-feltet er markert.

1.6 Andre myndighetsvedtak

En oversikt over myndighetsvedtak som er nødvendige i forbindelse med prosjektet er vist i Tabell 1-2. Opplistingen er ikke utfyllende.

Tabell 1-2 Oversikt over myndighetsvedtak.

Petroleumsloven med forskrifter
OED: Godkjenning av Plan for utbygging og drift, inkludert konsekvensutredning (PUD)
OED: Produksjonstillatelse
OED: Avslutningsplan
OD: Samtykke til bruk av fiskalt målesystem
Ptil: Samtykke til å ta i bruk innretninger (hhv. Borerigg, Krafla UPP, eksportørledninger, kraft fra land anlegg)
Energiloven/havenergiloven
OED/NVE: Konesjon for kraftoverføringsanlegg
Forurensingsloven
MDir: Planlagte utslipp, bruk av kjemikalier, miljørisiko og beredskapsanalyse for oljevern
DSA: Radioaktive stoffer - tillatelse til reinjeksjon (utslipp til grunn) og utslipp til sjø
Klimakvoteloven
CO ₂ -kvoter
Havne- og farvannsloven
Kystverket: Installasjon av kabler i territorialt farvann, inkludert landfall

1.7 Equinor's styringsprinsipper og overordnede krav til sikkerhet og bærekraft

Equinor som utbyggings- og driftsoperatør har spesifikke krav til sikkerhet og bærekraft som er innarbeidet i all forretningsvirksomhet i Equinor, og følgelig også i dette prosjektets styrende dokumenter og i beslutnings-takingsprosessene for planlegging, gjennomføring og drift. Det utarbeides blant annet et program for sikkerhet og bærekraft (omtales utenfor Equinor som HMS-program). Programmet omfatter overordnede mål og strategier og definerer spesielle prosjektkrav. Programmet oppdateres i de ulike planfasene av prosjektet, i gjennomføringsfasen og i drift.

Equinor's virksomhet i utbygging og i drift skal gjennomføres på en måte som forhindrer at ulykker og alvorlige hendelser skjer, samt at negative konsekvenser for mennesker, miljø og samfunn unngås eller begrenses. Det er i tillegg et mål for Equinor å skape varige verdier og gjennomføre tiltak som ytterligere kan forsterke de positive ringvirkningene av en utbygging.

Alternative tiltak for å unngå, forebygge eller begrense negative konsekvenser for mennesker, miljø og samfunn vurderes systematisk, modnes og følges opp i alle faser av prosjektutviklingen. Tiltakene prioriteres etter et hierarki, hvor det først søkes å unngå eller forebygge negative konsekvenser, f.eks. ved lokalisering/ plassering av anlegg, ved substitusjon eller teknisk utforming. Deretter vurderes tiltak for begrensnig av negative virkninger, og til slutt eventuelle tiltak som kan reparere, kompensere- eller erstatter varige tap. Det er et viktig prinsipp å gjøre helhetlige vurderinger, bruke ALARP-prinsippet (As Low as Reasonably Practicable) for risikoreduksjon og gjennomføre vurderinger av Beste tilgjengelige teknikker (BAT – Best Available Techniques) for vesentlige miljøaspekter. Dette er nedfelt i operatørens interne prosedyrer.

Sikkerhet og bærekraft har også stått sentralt ved valg av løsninger for Krafla. Dette gjelder fra overordnet valg av utbyggingsløsning til vurdering og valg av de beste tekniske løsningene etter prinsippene om ALARP og BAT. For nærmere beskrivelse av gjennomførte BAT-vurderinger, henvises det til kapittel 3.6.

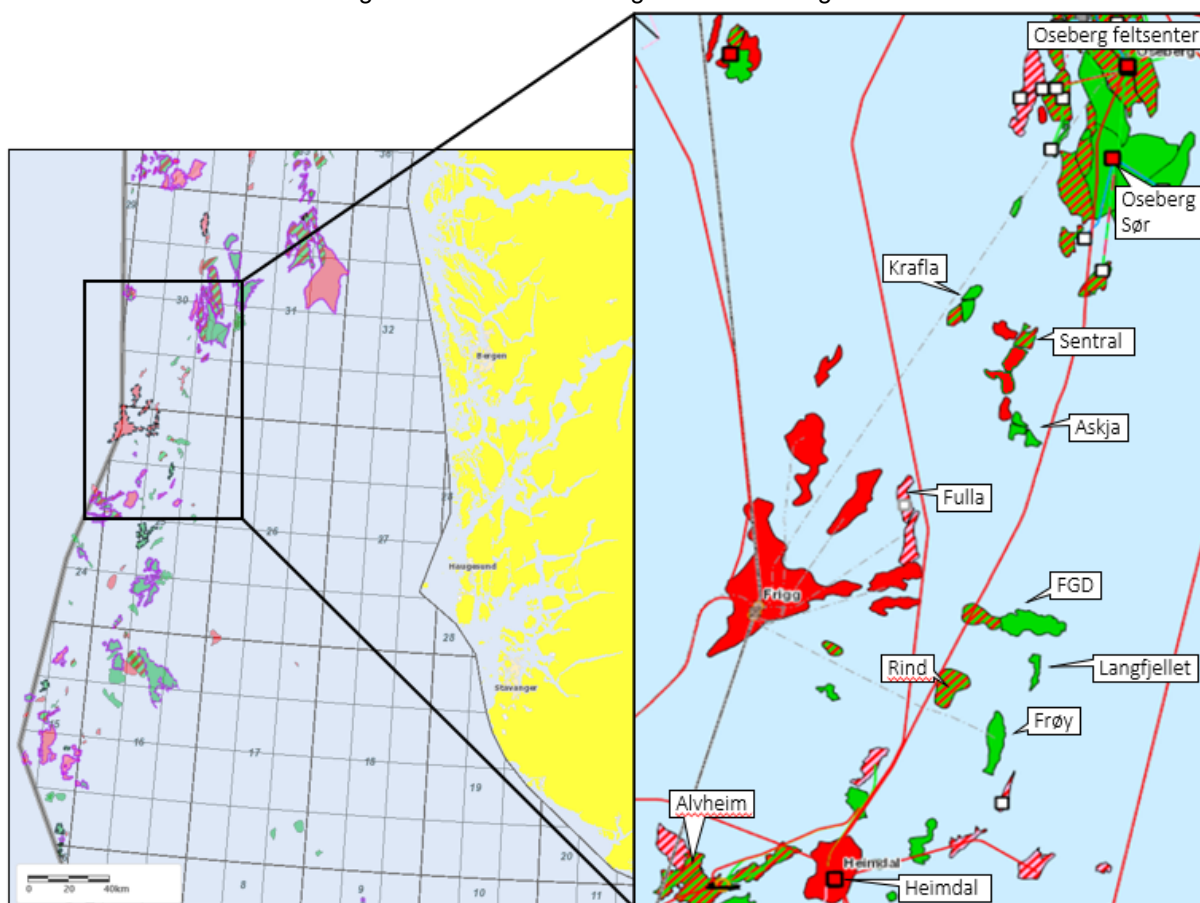
2 Krafla-feltet

2.1 Beliggenhet og områdeløsning

I området fra Alvheim i sør til Oseberg i nord er det gjort en rekke olje- og gassfunn. For å optimalisere positive virkninger for rettighetshaverne og samfunnet, har operatørene Equinor og Aker BP sett på ulike områdeløsninger for utvikling og drift av ressursene i det aktuelle området. Krafla-lisensene (PL035 (Krafla og Sentral) og PL272 (Askja)) ligger i oljeblokk 30/11, og er to av i alt 7 lisenser som inngår i den foreslåtte totale områdeløsningen (NOAKA). Krafla brukes som fellesbetegnelse for olje- og gassfeltene Krafla (PL035), Sentral (PL035) og Askja (PL272).

Operatørene har konkludert med at den mest hensiktsmessige og samfunnsøkonomisk beste løsningen er å utvikle området ved hjelp av en ubemannet gassprosesseringsplattform (UPP – Unmanned Production Platform) lokalisert nord i området på Askja hvor Equinor er operatør, med oljeprosess og ulike støtte- og servicefunksjoner fra en prosessplattform lokalisert i sør, NOA PdQ (NOA - North Of Alvheim lisensene) hvor Aker BP er operatør. Fulla gass og kondensatfunn (hvor Aker BP er operatør og Equinor har en 40% eierandel) ligger mellom NOA og Krafla. Fulla gass og kondensatfunn vil inngå i Aker BP sin utbygging av NOA-området.

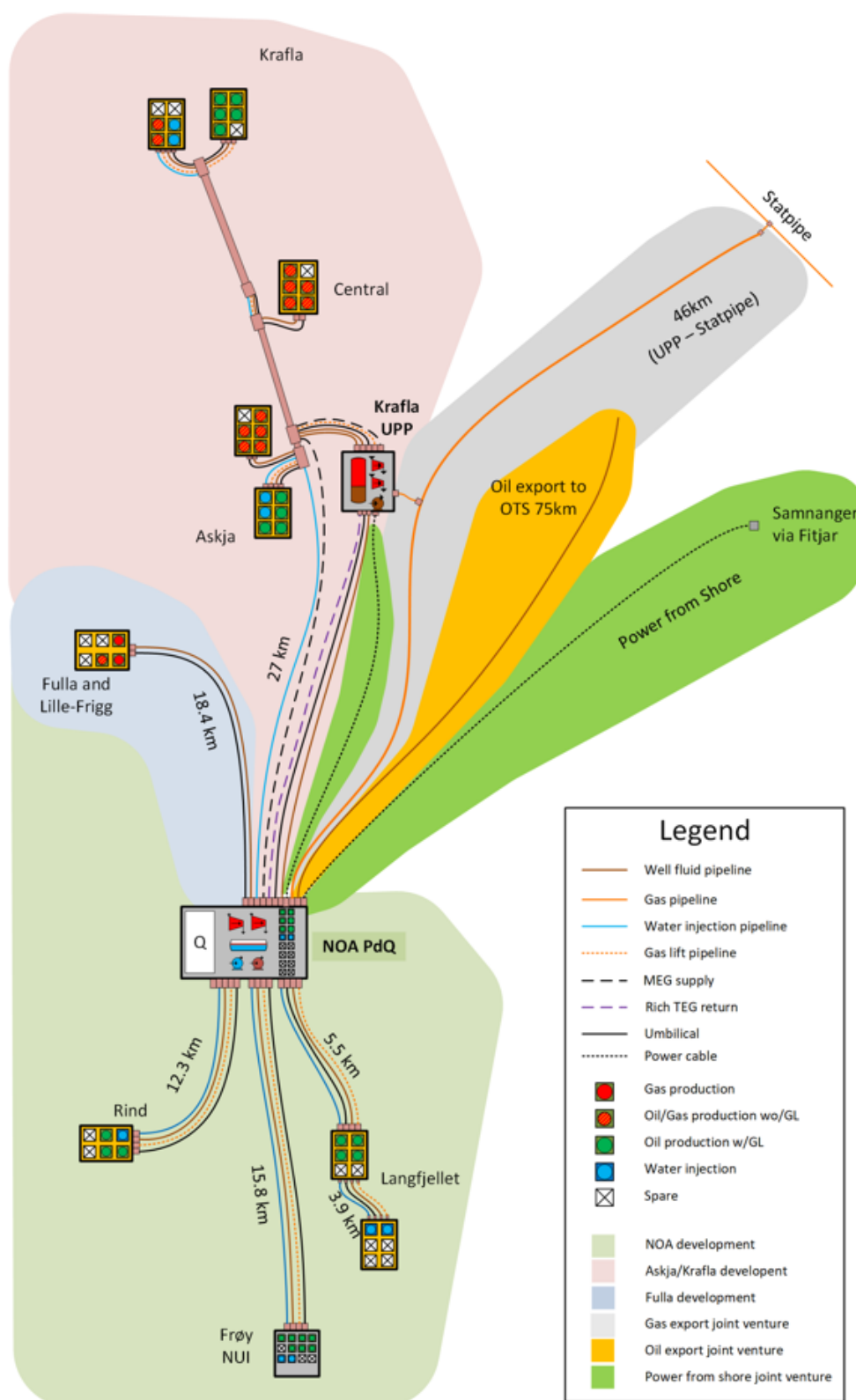
En områdeoversikt med de viktigste feltene i både sør og nord er vist i Figur 2-1.



FGD= Frigg Gamma Delta

Figur 2-1 Områdeoversikt for Krafla, Fulla og NOA (NOA - North of Alvheim).

En oversikt over de ulike delene av Aker BPs og Equinor's utbyggingsplaner som til sammen utgjør den totale områdeløsningen er vist i Figur 2-2.



Figur 2-2 Områdeoversikt for Krafla og NOA Fulla-

2.2 Rettighetshavere og eierforhold

Lisensenes rettighetshavere i Krafla-utbyggingen er gitt i Tabell 2-1.

Tabell 2-1 Rettighetshavere og eierandeler. Operatørskap er markert med stjerne.

Selskap / produksjonslisens	PL035 Krafla, Sentral	PL272 Askja
Equinor Energy AS	50% *	50% *
Aker BP ASA	50%	50%

* Lisensoperatør (overføres til Aker BP i desember 2022)

2.3 Lisenshistorikk

Produksjonslisensene PL035 (Krafla og Sentral) og PL272 (Askja) ble tildelt i henholdsvis 1969 og 2002. Funnene på Krafla og Askja ble gjort i 2011 i letebrønnene 30/11-8 S (PL035, Krafla) og 30/11-9 ST2 (PL272, Askja). Totalt ble ytterligere 11 funn påvist gjennom borekampanjer i 2014 og 2016 i området. Krafla-området har et areal på ca. 200 kvadratkilometer. Vanndybden i området er om lag 105 meter.

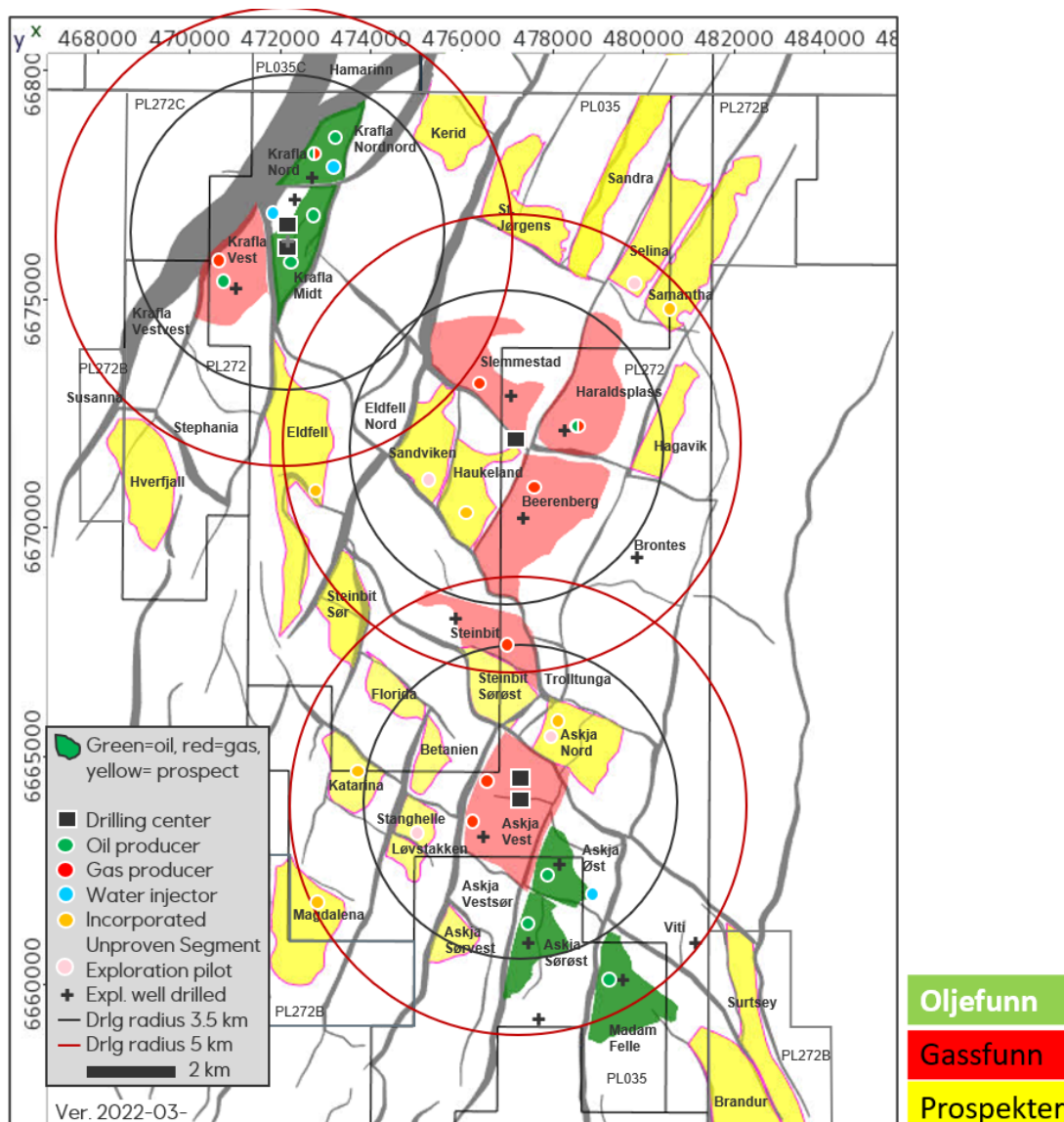
2.4 Ressurser og prospekter

2.4.1 Ressurser som ligger til grunn for utbyggingen

Reservoarene på Krafla-feltet er komplekse med små og segmenterte strukturer og store variasjoner i væskesammensetning. Krafla er hovedsakelig et gass/kondensat felt, der mer enn 65% av total produksjon vil være gass/kondensat.

Krafla-feltet slik det nå planlegges utbygd består av 11 olje- og gassfunn i Brent-gruppen, hovedsakelig i Tarbert-formasjonen (Øvre Tarbert og Midtre Tarbert), se Figur 2-3. Reservoaret består av jurassiske deltaavsetninger med sand og silt i varierende kornstørrelse blandet med skifer, kull og kalsitt. Formasjonene er lokalisert på 2900-3200 m dyp i Sentral-området (Slemmestad, Haraldsplass og Beerenberg) og på 3200-3800 m dyp i Krafla- og Askja-områdene. Dreneringsstrategi er vanninjeksjon for oljestrukturer og trykkavlastning for gass/kondensat-strukturer og de minste oljestrukturane.

Anslag over utvinnbare reserver er vist i Tabell 2-2. Reservoartrykket varierer fra 300 bar i Sentral-området til over 600 bar i Krafla Vest.



Figur 2-3 Krafla, Sentral og Askja reservoarene.

Tabell 2-2 Estimerte utvinnbare reserver i Krafla-området.

Funn/prospekt	Olje MSm ³ oe	Gass MSm ³ oe	Totalt MSm ³ oe
Krafla+Askja+Sentral	17	27	44
Prospekter	3	6	9
Totalt	20	33	53

oe = oljeekvivalenter (olje+salgs-gass+kondensat (NGL))

2.4.2 Prospekter og fremtidige utbygginger i området

Krafla-lisensen og området rundt har flere identifiserte prospekter.

Den foreslåtte utbyggingen av Krafla vil ta hensyn til mulighetene som ligger i området ved å ha robuste prosesseringskapasiteter og investere i nødvendig infrastruktur for å ta inn fremtidige prospekter.

3 Beskrivelse av anbefalt utbyggingsløsning

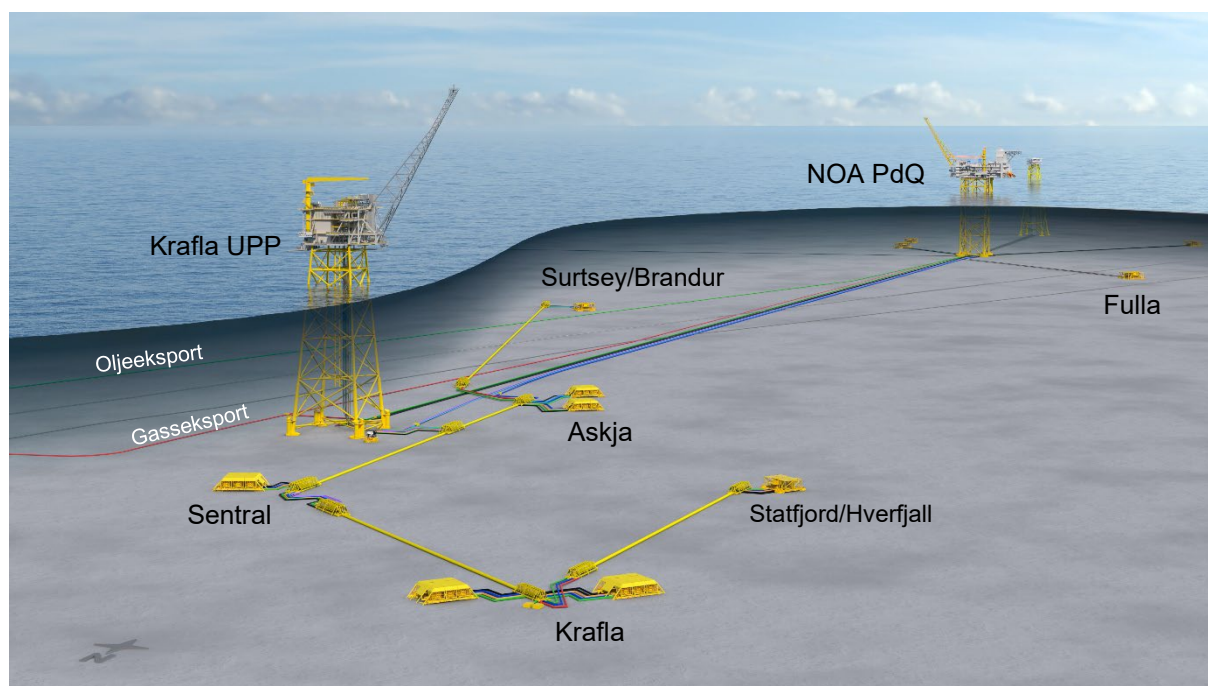
3.1 Oversikt over utbyggingsløsningen

Den planlagte utbyggingen på Krafla-feltet består av en ubemannet produksjonsplattform (UPP) sentralt plassert på Askja. Denne plattformen benevnes Krafla UPP. I tillegg planlegges to undervanns brønnrammer på Krafla, to undervanns brønnrammer på Askja og én undervanns brønnramme på Sentral, med mulighet for ytterligere to brønnrammer på identifiserte prospekter. Krafla UPP mottar brønnstrømmen fra brønnrammene på Krafla, Askja og Sentral. Gass og kondensat separeres her ut fra brønnstrømmen og eksporteres direkte til Statpipe rørledningen og videre til Kårstø i Rogaland. Det nye gasseksportrøret betjener også NOA Fulla utbyggingen og starter på NOA PdQ, går via Askja-området for undervanns tilkobling av Krafla gass og videre til Statpipe.

Delvis stabilisert olje overføres fra Krafla UPP til Aker BPs NOA PdQ plattform for videre prosessering. Oljen eksporteres derfra til Oseberg Transport System (OTS) (undervanns tilkobling til OTS), og videre til Sture-terminalen i Øygarden kommune i Vestland fylke. Planlagt feltlayout er vist i Figur 3-1, se også geografisk kart i Figur 3-8.

Støtte- og servicefunksjoner som forsynes fra NOA PdQ til Krafla-feltet omfatter sulfatredusert injeksjonsvann for trykkstøtte, nødvendige kjemikalier, nitrogen, kraft fra land og fiberoptisk kommunikasjonskabel. Krafla-feltet vil ha lave CO₂ utslipp siden kraftforsyningen planlegges med kraft fra land. Uttak av kraft fra land planlegges fra Statnetts stasjon i Børdalen i Samnanger kommune (Vestland fylke) og vil forsyne både Krafla-feltet og NOA Fulla utbyggingen.

Krafla feltutvikling består av tre borelokasjoner. Krafla og Askja vil bli utviklet med to 6-slot brønnrammer med plass til totalt 12 brønner på hver lokasjon. På Sentral planlegges en 6-slot brønnramme med plass til 6 brønner. I tillegg kommer én brønnramme på hver av 2 prospekter dersom det gjøres funn.



Figur 3-1 Feltlayout for utbygging av Krafla-feltet. Utbyggingsløsning på Krafla-feltet med én UPP og fem 6-slots brønnrammer. Eksport av olje til Oseberg Transport System (OTS), riggass til Statpipe og import av kraft fra land. NOA PdQ i bakgrunnen. Indikerte brønnrammer på Statfjord/Hverfjall og Surtsey/Brandur vil bli realisert dersom det gjøres funn i to letebrønner i 2023.

3.2 Brønner og brønnrammer

Det skal etter planen bores 15 produksjonsbrønner (7 oljeproducenter, 8 gassproducenter) og 3 vanninjeksjonsbrønner på Krafla-feltet. Brønnene bores fra 5 bunnrammer med 6 brønnsliiser hver. I tillegg vil det bli boret et antall brønner i prospekter, minimum 6 og inntil 14 avhengig av resultater fra leteboringer i 2023, se Tabell 3-1. 6 av brønnene som er planlagt boret til prospekter vil bli komplettert som producenter gitt drivverdige funn. Disse brønnene blir omtalt som IUS; Incorporated Unproven Segment.

Tabell 3-1 Planlagte olje-, gass- og vanninjeksjonsbrønner i Krafla-utbyggingen.

	Oljeproducenter	Gassproducenter	Vanninjektorer	Prospekter/IUS	Totalt antall brønner *
Krafla brønnrammer	4	2	2	1	9 (+3)
Askja brønnrammer	3	3	1	3	10 (+2)
Sentral brønnramme		3		2	5 (+1)
Krafla Main Statfjord/Hverfjall brønnramme				0-4, basert på letebrønn i 2023	Avventer leter resultat. Telles ikke
Surtsey/Brandur brønnramme				0-4, basert på letebrønn i 2023	Avventer leter resultat. Telles ikke
Totalt	7	8	3	6	24 (+6)

* Ledige brønnsliiser i parentes

Alle brønnene vil i henhold til foreløpig boreplan bli boret fra én flyterigg i løpet av årene 2025, 2026, 2027 og 2028 (til månedskiftet februar/mars). Boreriggen vil hovedsakelig være oppankret under boring. Boreaktiviteten vil være helårlig.

Ved ferdigstilling av denne konsekvensutredningen var det ikke endelig besluttet hvilken borerigg som vil utføre boreoperasjonene. Det legges likevel til grunn at en av de siste generasjoners borerigger vil bli benyttet, se Figur 3-2.



Figur 3-2 Eksempel på borerigg som kan bli benyttet av Krafla-prosjektet.

Gjennomsnittlig totaltid for brønnene vil være rundt 50 dager, hvorav det er estimert i snitt omkring 35 dager for selve boringen. Totalt antall døgn med bore- og brønnoperasjoner er estimert til 1164 dager. Det etableres en sikkerhetssone på 500 meter rundt boreriggen når boring pågår.

Typisk lengde på brønnene er omkring 4750 meter.

Alle brønnene planlegges boret i fem seksjoner (typisk dimensjon for foringsrør i parentes): 36" (30"), 26" (20"), 17 ½" (13 5/8"), 12 ¼" (9 7/8") og 8 ½" (6 5/8").

Under boring, komplettering og brønnintervensjoner vil det være to uavhengige brønnbarrierer installert for å hindre utilsiktet strømning fra eller til brønnen.

3.2.1 Håndtering av borekaks og borevæske

Borekaks er utboret steinmasse bestående av partikler av ulik størrelse som fjernes fra borehullet etter hvert som brønnen bores. Under boring blir det benyttet borevæske for å frakte ut borekaks av brønnen, smøre og kjøle borekronen, og for å kontrollere trykket i brønnen.

Borevæske består av basevæske (vann eller olje) og vektstoff. I tillegg tilsettes en rekke godkjente kjemikalier for å gi borevæsken de rette egenskapene for den aktuelle brønnen.

For boring av Krafla brønnene vil det bli benyttet vannbasert borevæske for toppseksjonene (36" og 26") og oljebasert borevæske for de dypere seksjonene. Borekaks fra seksjoner som bores med oljebasert borevæske vil bli transportert til land for rensing, gjenvinning av baseolje og sluttdisponering av kaks ihht. regelverket.

Borekaks fra seksjoner som bores med vannbasert borevæske vil bli sluppet ut på sjøbunnen. Kaksen vil bli transportert bort fra selve borestedet ved hjelp av en kaksoppsamlingspumpe påkoblet en slange (CTS – Cuttings Transportation System). Deponeringsstedet på sjøbunnen vil være om lag 100 meter fra borestedet i retning bort fra Vikingbanken.

Mengder av vannbasert og oljebasert kaks som går til henholdsvis utslipp til sjø og transport til land er nærmere beskrevet i kapittel 7.1.

3.2.2 Brønnopprensning

Etter boring og komplettering av nye brønner er det nødvendig å gjennomføre brønnopprensning før brønnen kan settes i produksjon. Denne prosessen innebærer at partikler, rester av bore- og kompletteringsvæsker og andre rester fra boreaktiviteten fjernes fra brønnen. Prosessen er et viktig steg før produksjon kan starte ettersom dårlig brønnopprensning kan føre til produksjonsvekkelser og/eller skade på produksjonsutstyret.

Aktivitetsforskriftens §69 krever planlegging og gjennomføring av brønnopprensning på en slik måte at utslipp til sjø og luft minimeres. Ved brenning over brennerbom skal dette optimaliseres for å sikre høy forbrenningseffektivitet. Forskriften understreker også viktigheten av å sikre at mottaksanlegg på land er egnet og har tillatelse til dette, dersom væskestrømmen fra opprensningen eksporteres med produksjonsstrømmen. Sistnevnte forhold er også påpekt som viktig i NOROGs BAT veileder (2022) /26/.

Det gjennomføres en BAT-vurdering i samarbeid mellom Equinor og Aker BP for brønnopprensning fra den samlede utbyggingen av Krafla og NOA Fulla, se kapittel 3.6.11.

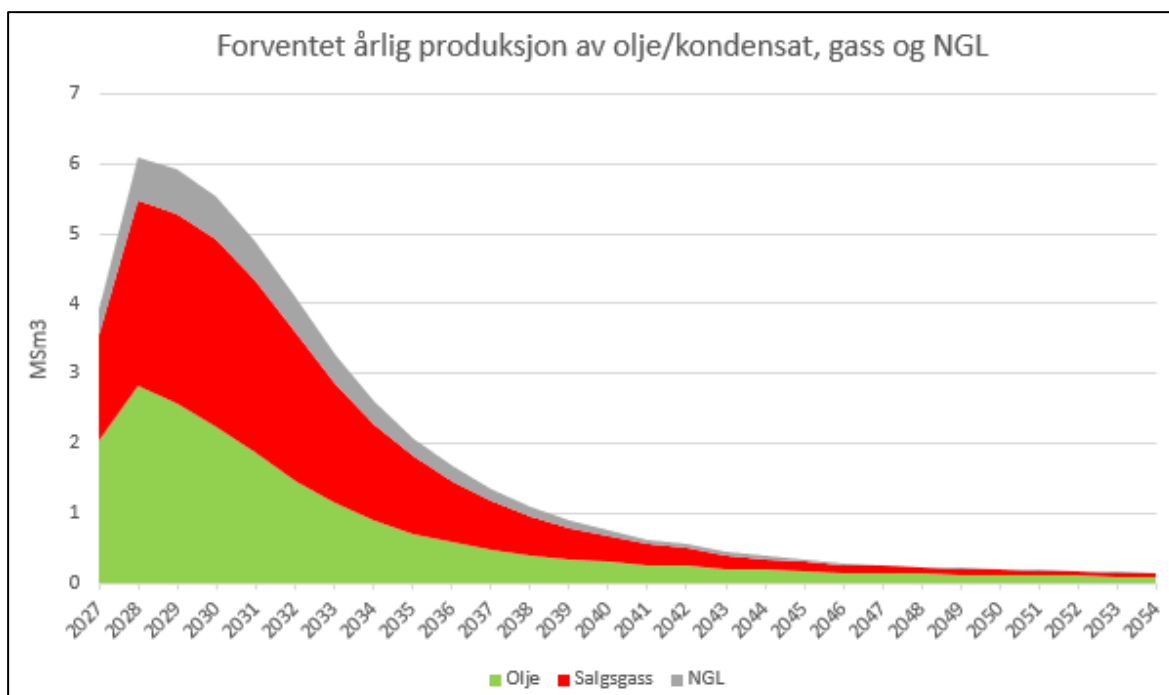
3.3 Utvinningsstrategi og produksjonsplaner

Dreneringsstrategien på Krafla er basert på vanninjeksjon i kombinasjon med gassløft for oljestrukturer og trykkavlastning for gass/kondensat-strukturer og mindre oljestrukturer. Alle brønner vil ha funksjonalitet for både produksjon og vanninjeksjon.

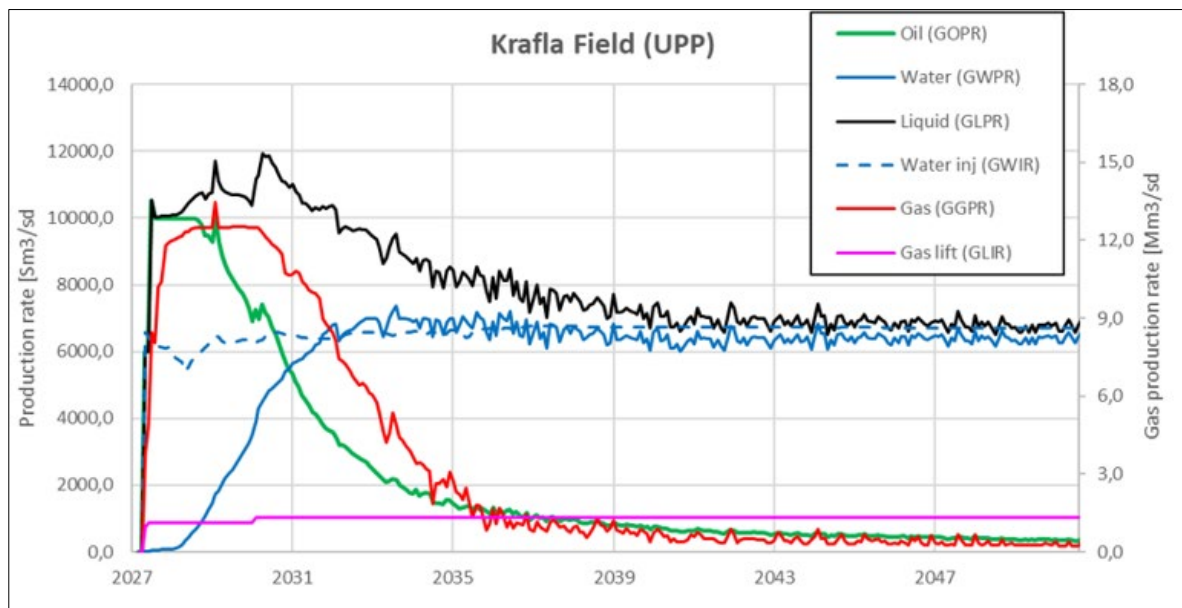
Det vil i utgangspunktet bli benyttet sjøvann til injeksjon. Injeksjonsvann forsynes til Krafla UPP fra Aker BPs NOA PdQ plattform. Sjøvann til injeksjon vil gjennomgå sulfatreduserende behandling på NOA PdQ før eksport til Krafla. Dette er nødvendig for å unngå utfelling av sulfatsalter (bl.a. Bariumsulfat) i produksjonssystemene. Det henvises til Aker BP's konsekvensutredning for NOA Fulla for ytterligere informasjon om sulfatrensing av sjøvann til injeksjon. Produsert vann fra både Krafla og NOA Fulla utbyggingen planlegges injisert sammen med sjøvann etter rensing på NOA PdQ. Injeksjonsvannet som importeres til Krafla vil derfor etter noe tid når produsert vann mengdene øker, bestå av en blanding av sulfatredusert sjøvann og produsert vann. Injeksjon av produsert vann på NOA Fulla og Krafla utgjør et viktig bidrag til reduksjon av utslipp til sjø og tilhørende miljørisiko fra begge feltet.

Figur 3-3 viser årlig produksjon av olje, gass og kondensat fra Krafla-feltet uttrykt i MSm³ oe/år (millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter pr. år). Om lag 65% av Kraflaproduksjonen utgjøres av gass og kondensat.

Daglige produksjonsrater for olje, gass, kondensat og vann samt injeksjonsrater for vann og gassløft er gitt i Figur 3-4.



Figur 3-3 Årlig produksjon av olje, gass og NGL (Natural Gas Liquids) fra Krafla-feltet (oljeekvivalenter).

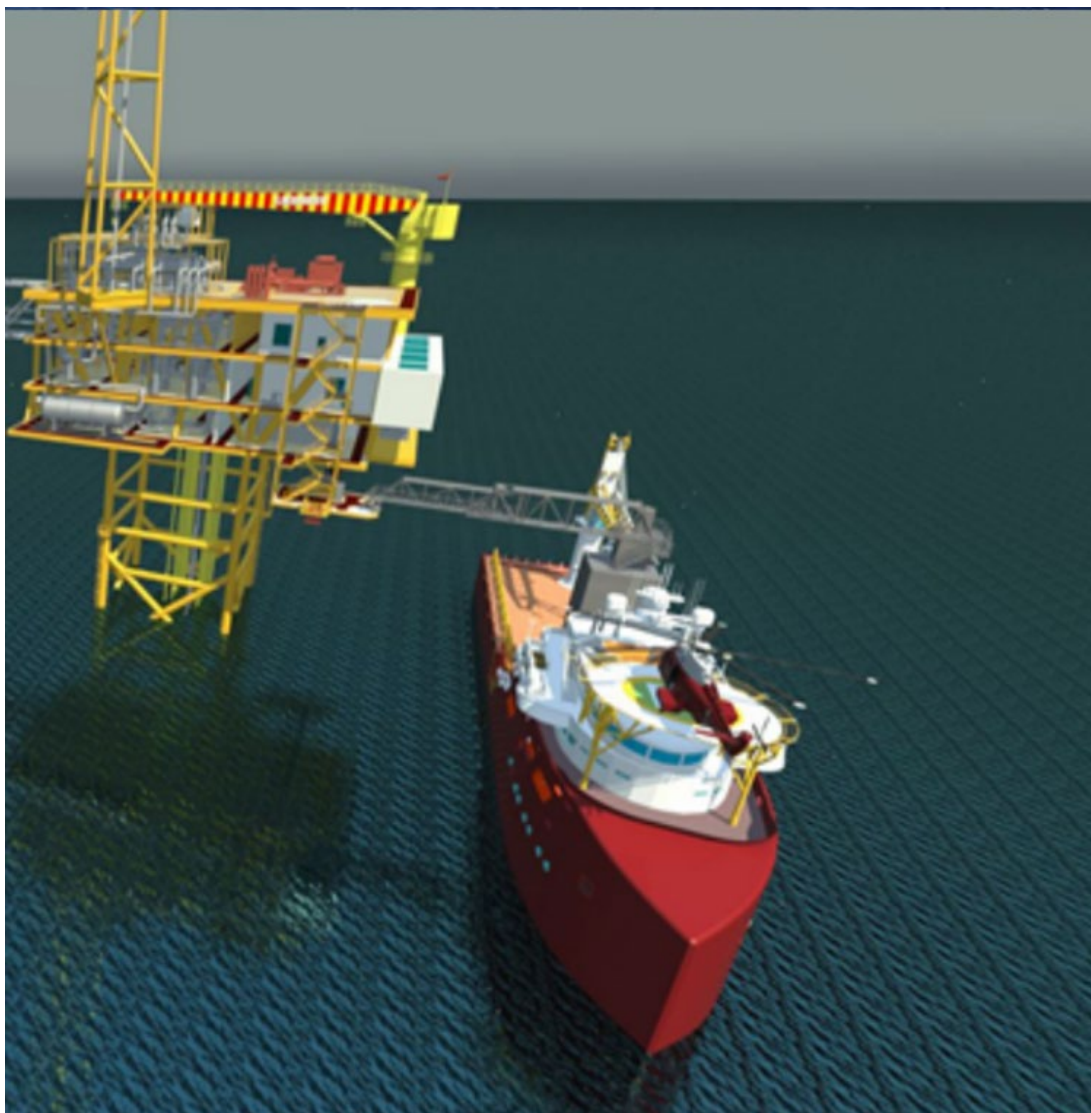


Figur 3-4 Daglige produksjons- og injeksjonsrater Krafla-feltet (sd=strømningsdøgn).

3.4 Krafla UPP - ubemannet produksjonsplattform

Krafla UPP er en forenklet prosessplattform plassert på et stålunderstell (se Figur 3-5). Designprinsippet er å bygge en produksjonsplattform med det absolutte minimum av funksjonalitet som kan opereres ubemannet, men med støtte fra Aker BPs NOA PdQ plattform. På denne måten vil en kunne konstruere et enkelt og funksjonelt prosessanlegg som krever minimalt med vedlikehold. Tilgang til plattformen er basert på en bevegelseskompensert gangbro fra et støtte- og operasjonsfartøy (SOV). Det er lagt til grunn en årlig vedlikeholdskampanje på UPP-en.

Det er forventet at Krafla-feltet vil produsere i 27 år.



Figur 3-5 Illustrasjon av Krafla UPP (ubemannet produksjonsplattform) med støtte- og operasjonsfartøy (SOV) tilknyttet plattformen med gangbro.

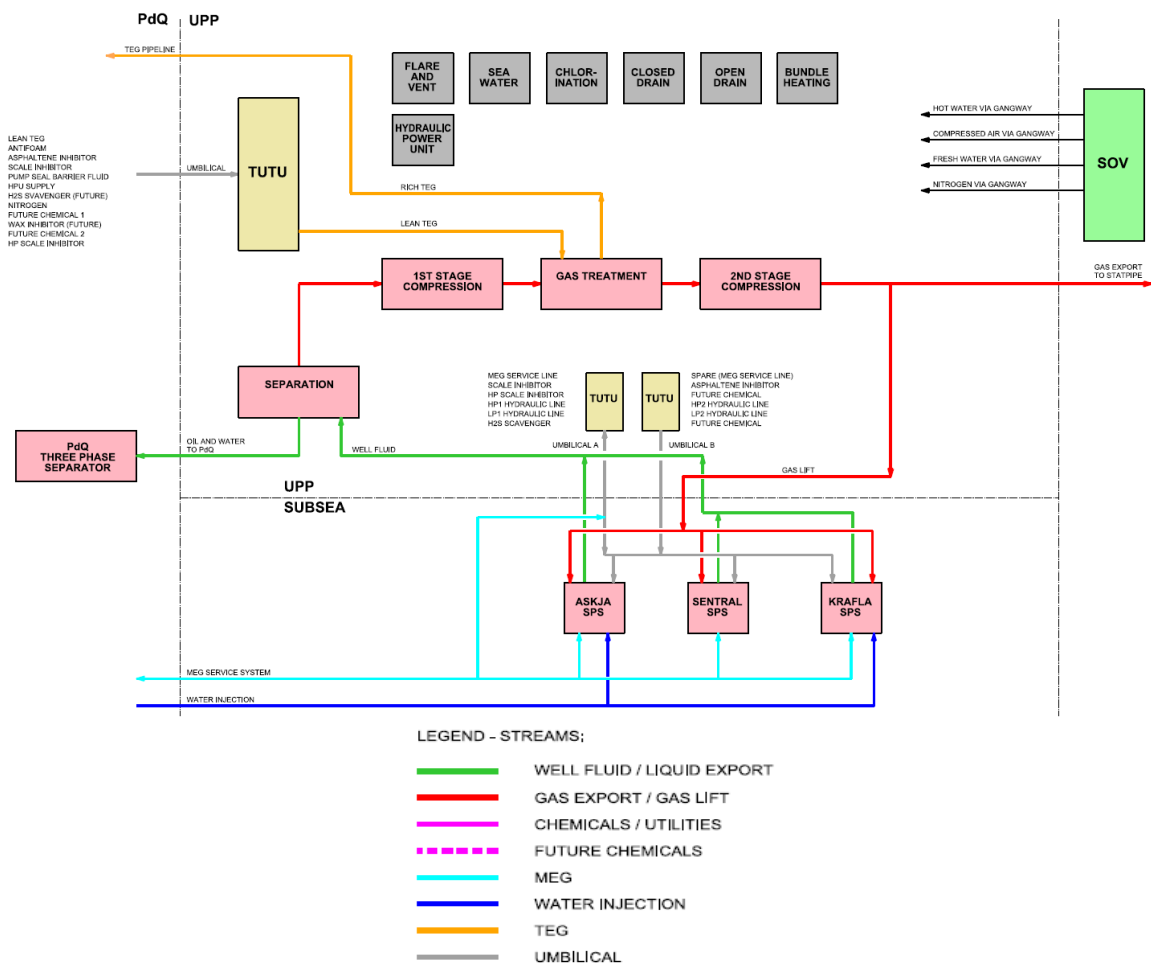
Plattformen har én separator som skiller gass fra vann og olje. Følgende kapasiteter er lagt til grunn i design:

- væskekapasitet 12 000 Sm³/d, hvorav oljeproduksjon 10 000 Sm³/d,
- gassprosesskapasitet 13 MSm³/d (inkludert løftgass - 0,5 MSm³/d),
- vanninjeksjon 7 000 Sm³/d,
- Krafla deler kraftforsyning fra land med Aker BP's NOA Fulla prosjekt, og maksimalt samlet kraftuttak fra land er estimert til opptil 150 MW. Maksimalt kraftforbruk på Krafla-feltet vil være i størrelsesorden 32 MW i noen få år, se også kapittel 6.3.

Delvis stabilisert olje og alt produsert vann pumpes via en eksportørledning til NOA PdQ for videre behandling. På NOA PdQ vil vannet separeres ut og reinjiseres i undergrunnen, mens fullstabilisert olje eksporteres via nytt olje eksportør til OTS og videre til Stureterminalen i Øygarden kommune. Olje og flytende petroleumsgass (LPG) fraktes fra Sture med tankskip. Stureterminalen har anlegg for gjenvinning av flyktige gasser (VOC) i forbindelse med lastning av tankskip.

Gassen blir tørket for vann, komprimert og eksportert via nytt gass eksportør til Statpipe og videre til Kårstø i Tysvær kommune i Rogaland for videre prosessering og eksport til markedene.

En oversikt over prosessanlegget på Krafla UPP og grensesnitt mot undervannsanlegg (SURF) og Aker BP's NOA PdQ plattform er vist i Figur 3-6.



Figur 3-6 Oversikt over prosessanlegg på Krafla UPP med gasseksport til Statpipe samt grensesnitt mot NOA PdQ og SURF. SOV = Service Operation Vessel (service fartøy), TUTU = Topside Umbilical Termination Unit (mottaksenhet for kjemikalieforsyning via kontrollkabel), SPS = Subsea Production System (brønnramme).

3.4.1 Ubemannet plattform – belysning og fugl

Det er forventet at både trekkfugl og sjøfugl vil tiltrekkes av og oppholde seg på en ubemannet plattform som Krafla UPP. Fugl, fugleavføring, fugleffjær og rester av fisk på installasjonen er vurdert som både en helse- og sikkerhetsrisiko. Uten tiltak forventes betydelige utfordringer med uhygieniske forholdet, mye tid til renhold før vedlikehold, angrep av hekkende fugler og økt risiko for korrosjon.

En rekke tiltak for å avbøte situasjonen vurderes. En forventer ikke at en teknologi vil løse alle utfordringene, og en legger derfor opp til en kombinasjon av flere tiltak. Aktuelle tiltak er følgende:

- Belysning – redusert tiltrekning, spesielt av trekkfugl
 - Holde bruken av lys på et minimum
 - Vinkle lyset slik at det skjermes så god som mulig fra å bli sett fra sjøen
 - Teknologikvalifisering av lyskilde som kan slokkes uten kondensproblematikk
- I design, søke å justere layout, struktur og materialer
 - Fysiske barrierer
 - Unngå horisontale flater i ytterkantene på dekkene
 - Bruke boks-profiler, ikke H- eller I-profiler
 - Design av rekkverk
- Der fysiske barrierer ikke er mulig
 - Aktive systemer
 - Teknologikvalifisering på Oseberg H og Valemon
 - Passive systemer
- Dedikere områder for fugl der det ikke er konflikt

I tillegg til nevnte tiltak vil fakkelen på Krafla være slukket i normal drift. Dette bidrar ytterligere til redusert lys på plattformen.

Kraflas intensjon er ikke å skremme fugl bort fra hele installasjonen, men å finne teknologier og optimalisere design som til sammen holder fuglene borte fra de områdene på plattformene hvor vi venter at utfordringene kan bli størst, f.eks. i form av konflikt med personell under vedlikeholdsarbeid.

3.5 Havbunnsinnretninger

Undervannsanlegget omfatter brønnrammer, rørbunter (bundler) som inneholder feltinterne rørledninger og kabler, rør og kabler mellom Krafla UPP og NOA PdQ samt eksportrør for olje og gass.

3.5.1 Brønnrammer

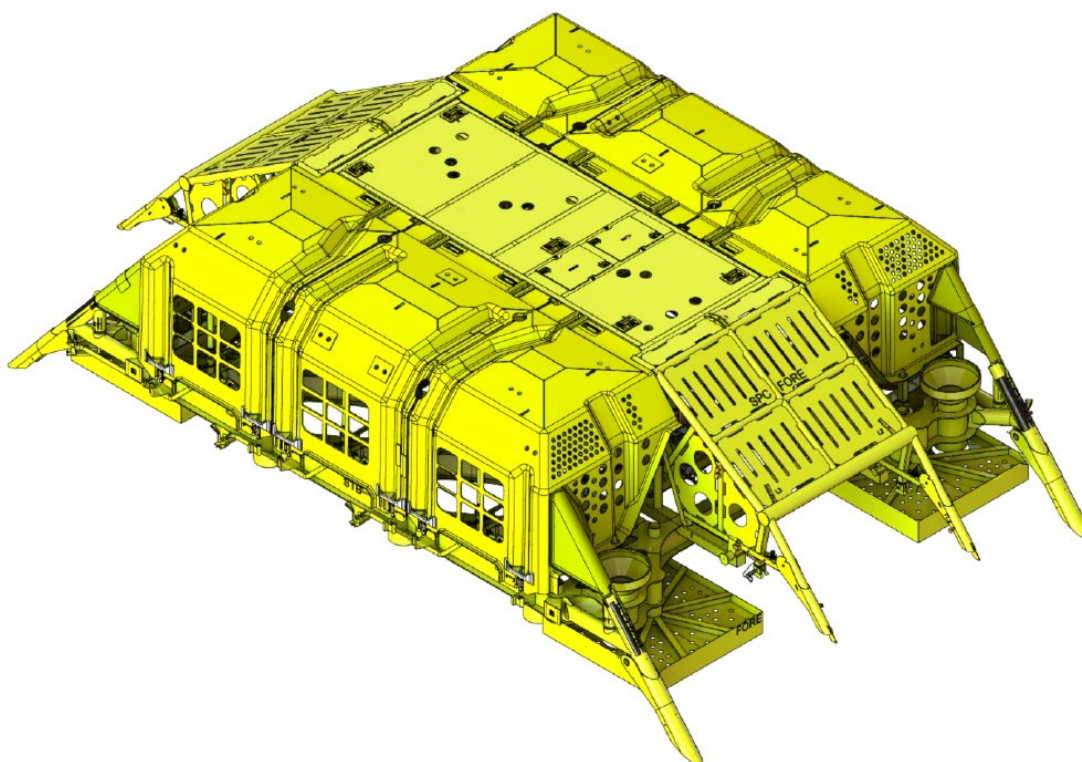
Det skal installeres i alt 5 brønnrammer med plass til 6 brønner på hver ramme. Dersom det gjøres funn i letebrønner planlagt i 2023 på Krafla Main Statfjord/Hverfjall og/eller Surtsey/Brandur kan det komme 1-2 brønnrammer i tillegg.

Hver av de 5 brønnrammene har en dimensjon på rundt 25 x 20 meter. Høyden på brønnrammene er ca. 8 meter. Brønnrammene er overtrålbare. En brønnramme av typen som vil bli benyttet på Krafla er vist i Figur 3-7.

Lokalisering av de planlagte (og potensielt fremtidige) brønnrammene er gitt i Tabell 3-2. Alle planlagte installasjoner (brønnrammer og rørledninger) er også vist på kartet i Figur 3-8. Vikingbanken som vist i Figur 3-8 er i Forvaltningsplanen for havområdene definert som et særlig verdifullt område (SVO) som gyteområde for tobis, se kapittel 5.4.2. Det har vært en viktig målsetting for Krafla-prosjektet å unngå negativ påvirkning av Vikingbanken, og det planlegges derfor ingen installasjon av infrastruktur inne på Vikingbanken.

Tabell 3-2 Lokalisering av planlagte installasjoner (datum ED 50 Projection: UTM Zone 31N).

Installasjon	UTM nord (m)	UTM øst (m)	Vanddyp (m)
Krafla undervannsanlegg			
A brønnramme	6 676 425	472 170	-105.2
B brønnramme	6 676 434	472 305	-105.2
Sentral brønnramme	6 671 690	477 250	-106.2
Askja undervannsanlegg			
A- brønnramme	6 664 011	477 416	-106.4
B- brønnramme	6 664 080	477 400	-106.4
Krafla UPP	6 664 650	477 501	-105.3
Krafla Main Statfjord-Hverfjall brønnramme	6 672 940	472 307	-105.3
Surtsey/Brandur brønnramme	6 654 512	483 250	-105.3
Statpipe Hot tap tee	6 697 243	507 534	-141
OTS y-tilkobling	6 707 051	501 718	-126



Figur 3-7 Eksempel på brønnramme på Krafla med plass til 6 brønner.



Svarte linjer er eksisterende rørledninger generelt, grønne linjer er oljerørledninger, røde linjer er gassrørledninger. Stiplet linje med strek og punkt representerer trasé for utrangerte rørledninger. Planlagte traséer for rørledninger og kabler i Krafla-utbyggingen er vist med stiplet linje. Nye plattformer er markert med grå fylte kvadrater og nye brønnrammer med åpne kvadrater.
Kilde: Equinor 2022

Figur 3-8 Eksisterende og planlagt infrastruktur i utbyggingsområdet (datum ED 50 Projection: UTM Zone 31N).

Rørbunt-konseptet innebærer at rørbuntene installeres ubeskyttet på havbunnen. Det ytre bære-røret er dimensjonert for å tåle treff av trålutstyr og ankre.

Rørbuntene prefabrikeres på land i Skottland, taues flytende, men i neddykket tilstand ut til feltet, og senkes ned på sjøbunnen i riktig posisjon. I utgangspunktet planlegges det ingen understøtting eller tildekking med stein etter legging. Sjøbunnskartleggingen på Krafla viser stort sett jevn sjøbunn i området hvor rørbuntene skal installeres. Dersom frie spenn på grunn av ujevnheter ikke kan unngås vil steininstallasjon kunne bli benyttet som avbøtende tiltak, se kapittel 10.1.3.

Rør og kabler som skal installeres mellom Krafla UPP og NOA PdQ er listet i Tabell 3-3. Disse rørene og kablene installeres enkeltvis, og beskyttes ved steindumping (evt. grøfting der dette er mulig). Røret for transport av olje/produsert vann er såkalt 'pipe-in pipe' (har et ytre beskyttelsesrør), og er dimensjonert for å tåle treff av trålutstyr og ankre. Røret installeres ubeskyttet på sjøbunnen.

Total mengde dumpet stein for de feltinterne rørledningene er estimert til 100 000 m³.

3.5.3 Olje- og gasseksport

Rørledninger for eksport av olje og gass fra den samlede områdeutbyggingen av NOA Fulla og Krafla er omfattet av denne konsekvensutredningen. Det er etablert 2 nye interessentskap (JVs) for de aktuelle eksportørledningene:

- Krafla Fulla NOA Gas Pipeline (KFNGP)
- Krafla Fulla NOA Oil Pipeline (KFNOP)

Rettighetshavere i de to interessentskapene fremgår av Tabell 3-4.

Tabell 3-4 Rettighetshavere og eierandeler i infrastruktur for eksport av olje og gass fra NOA Fulla og Krafla.

	KFNGP	KFNOP
Equinor Energy AS (operatør)	40,41%	20,66%
Aker BP ASA	52,97%	73,18%
Lotos Exploration & Production Norge AS	6,63%	6,16%

Oljeeksportørret planlegges tilknyttet Oseberg Transport System (OTS) gjennom et undervanns Y-sammenkoblingsrør (spool). Y-en skal installeres som del av prosjektet. Arbeidet vil bli gjennomført i forbindelse med vedlikeholdsstans på Oseberg og Sture-terminalen og nedstengning av OTS rørledningen. Rørledningen blir først rengjort. Deretter isoleres området hvor Y-en skal installeres ved hjelp av pigger, røret kuttet og ny Y med ventil sveises inn. Når Y-en er installert kan nytt oljeeksportør tilkobles med OTS i drift. Det vil ikke være utslipp til sjø i forbindelse med disse arbeidsoperasjonene.

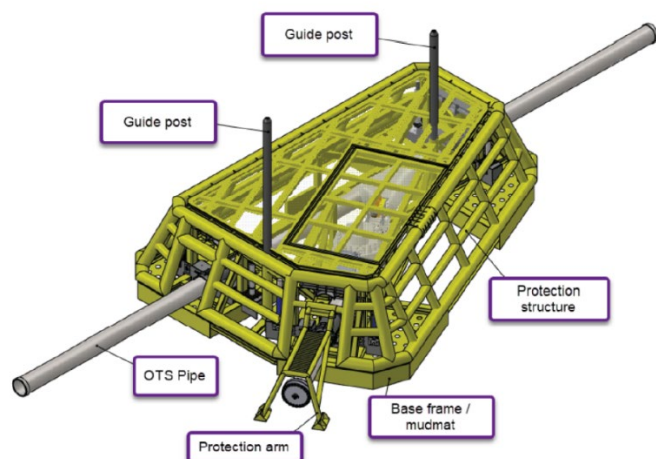
Oljeeksportørret vil ha en diameter på 24 tommer og vil være ca. 75 km langt. Røret er dekket av t ytre betong-belegg på om lag 5 cm, som er dimensjonert til å tåle treff av trålutstyr og ankre. Det installeres derfor ubeskyttet på sjøbunnen.

Gasseksportørret fra NOA PdQ vil sammenkobles med gasseksportørret fra Krafla på havbunnen nær Askja og deretter kobles til Statpipe med en undervanns «hot tap» T-sammenkobling. Det vil ikke være utslipp til sjø i forbindelse med tilkoblingen av gasseksportørret til Statpipe. Gasseksportørret vil ha en diameter på 28 tommer og vil være ca. 73 km langt. Røret er dekket av et ytre betong-belegg på om lag 5 cm, som er dimensjonert til å tåle treff av trålutstyr og ankre. Det installeres derfor ubeskyttet på sjøbunnen.

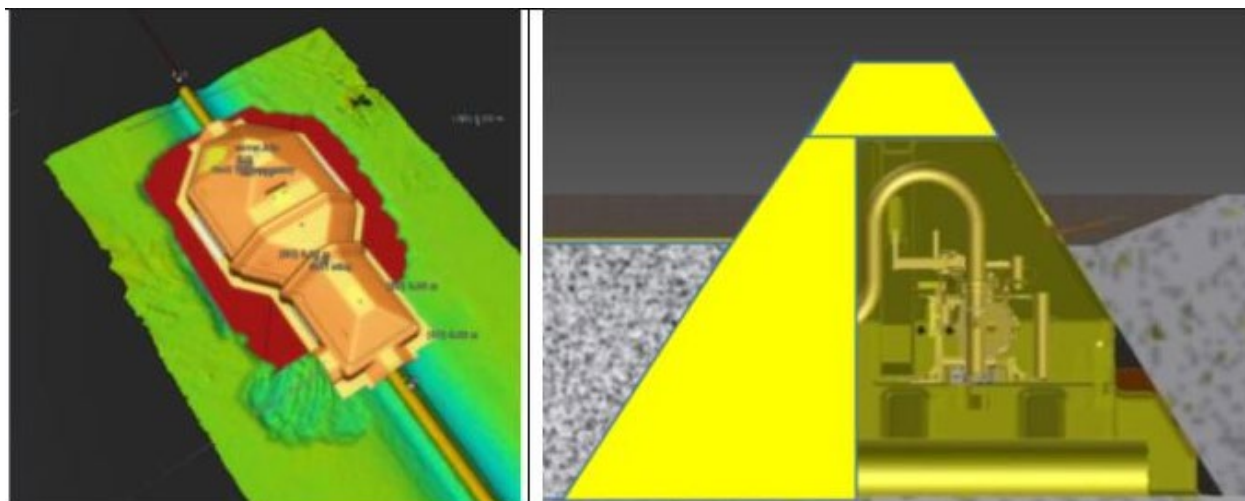
Traséene for olje- og gasseksportrørene og tilkoblingspunktene til henholdsvis Oseberg Transport System (OTS) og Statpipe fremgår av Figur 3-8 og Tabell 3-2 og Tabell 3-3.

Beskyttelsesstrukturene over tilknytningspunktene for oljeeksportrøret på OTS og gasseksportrøret på Statpipe er vist i Figur 3-10 og Figur 3-11. Beskyttelsesstrukturene er overtrålbare.

Selv om olje- og gass eksportrørene kan ligge ubeskyttet på sjøbunnen uten steinoverdekning, vil det være behov for steindumping i kurvene på traséen for å kontrollere sideveis ekspansjon. Dette er stein som installeres før rørledningene installeres. Total steinmengde for eksportrørene er estimert til 50 000 m³.



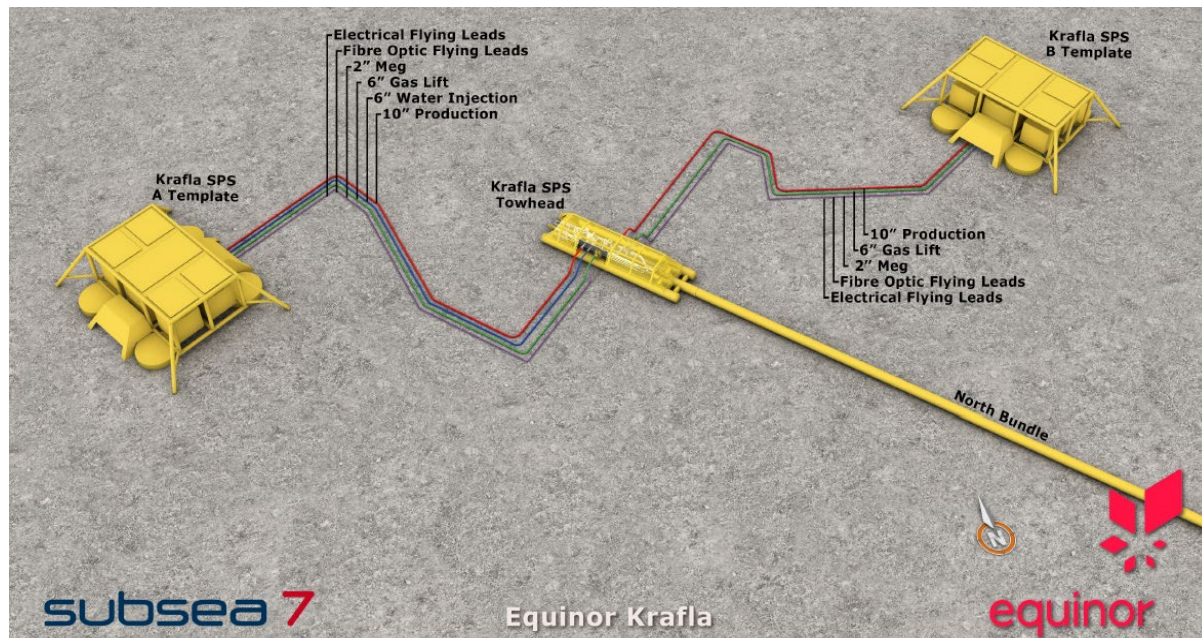
Figur 3-10 Beskyttelsesstruktur i tilknytningspunktet for oljeeksportrøret på OTS. 'Guide post' som vist i figuren fjernes etter installasjon.



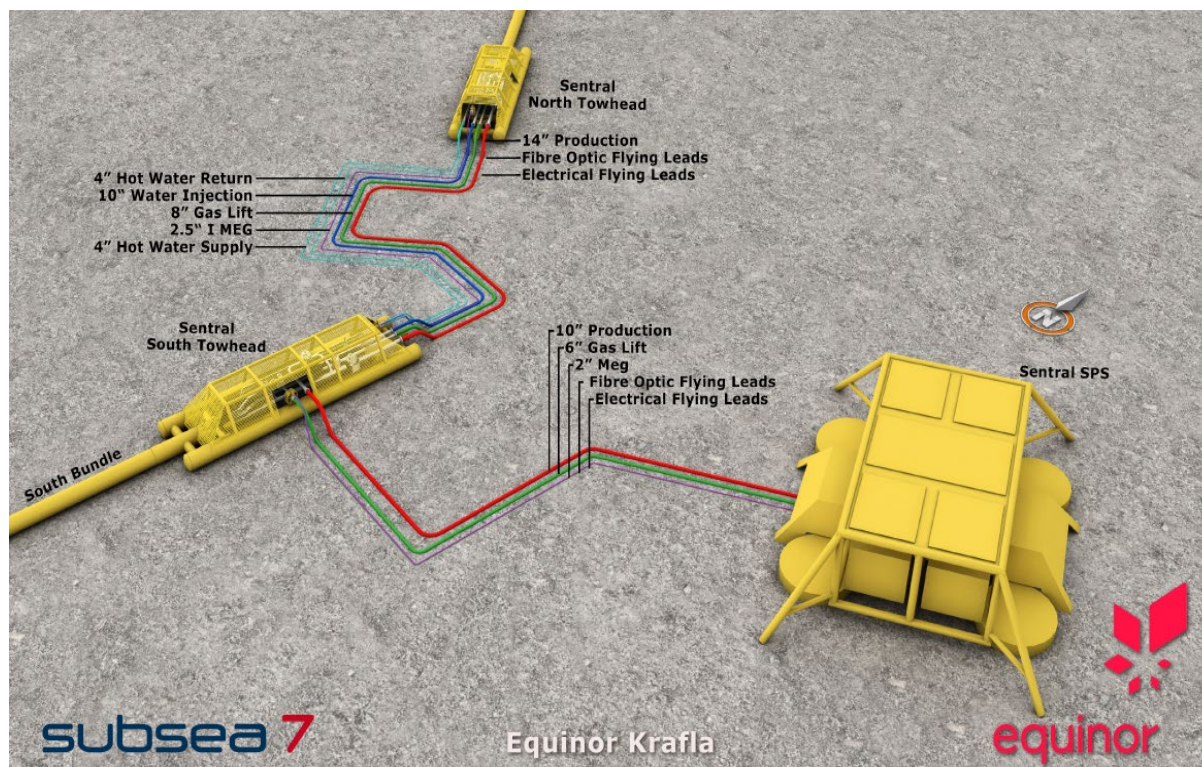
Figur 3-11 Beskyttelsesstruktur i tilknytningspunktet for gasseksportrøret på Statpipe.

3.5.4 Nærmere om utforming av undervannsanleggene

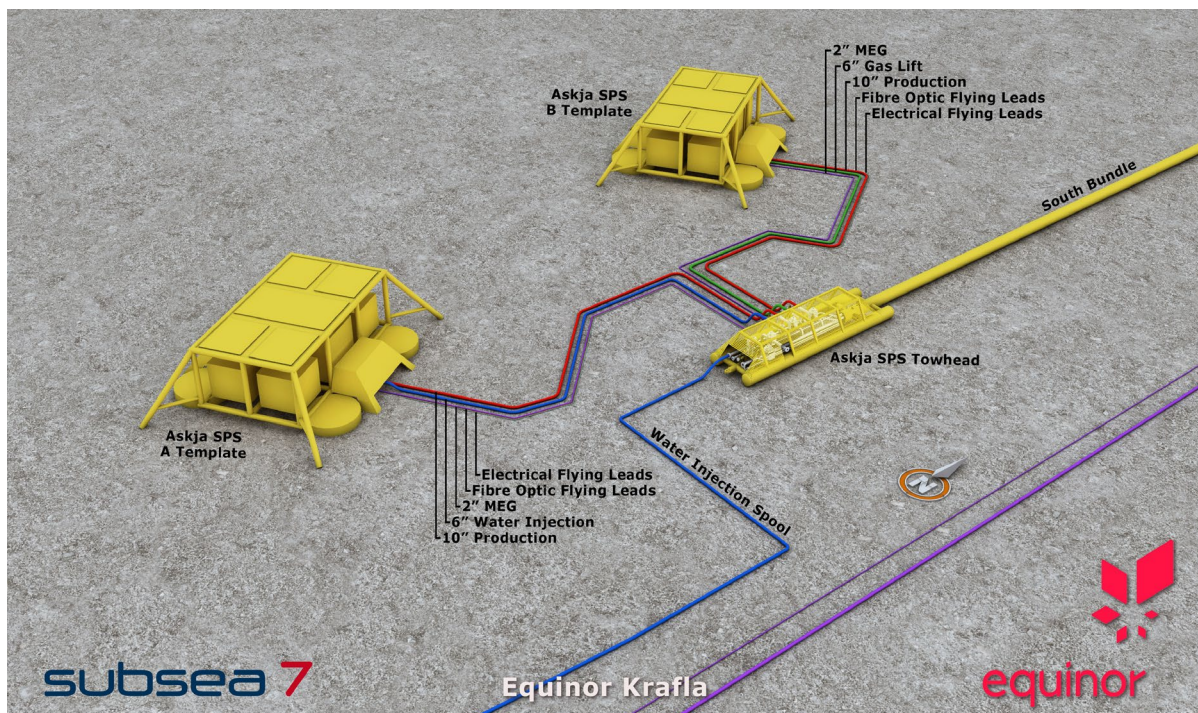
Figur 3-12, Figur 3-13, Figur 3-14 og Figur 3-15 viser utformingen av undervannsanleggene for tilkobling av bunnrammene på Krafla, Sentral og Askja til rørbuntene (North Bundle og South Bundle). Det fremgår også av figurene hvordan nordlig og sørlig rørbunt er koblet sammen, samt utformingen av undervannsanleggene for tilkobling til Krafla UPP.



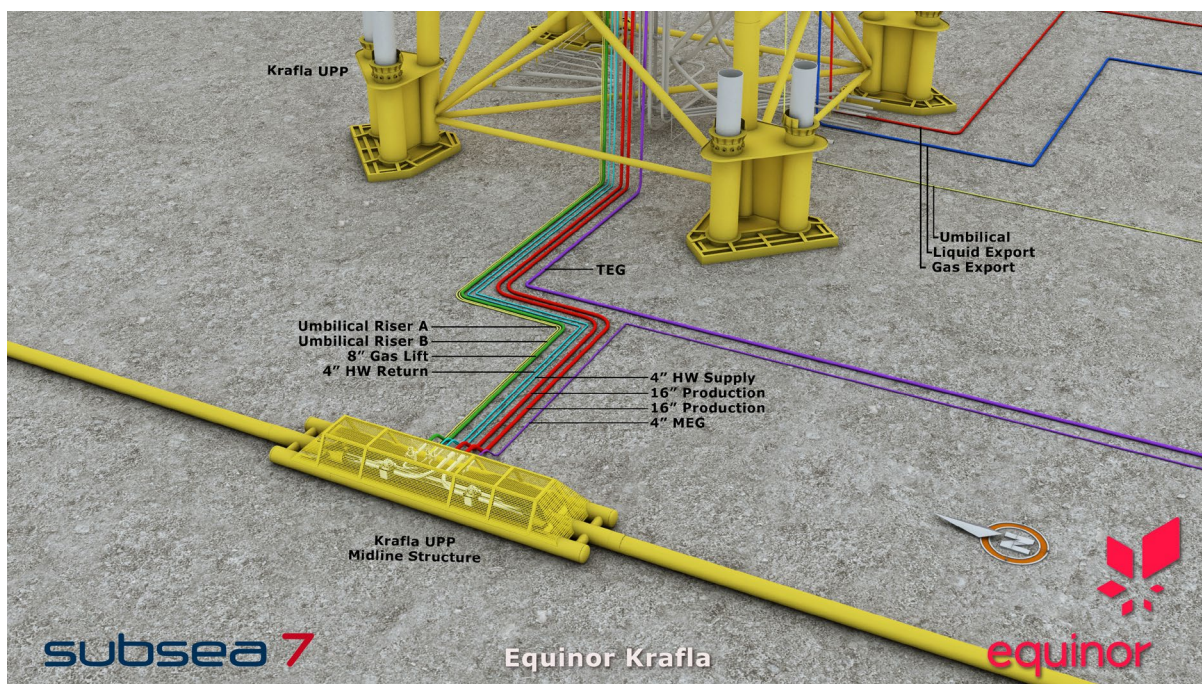
Figur 3-12 Krafla.



Figur 3-13 Sentral.



Figur 3-14 Askja.



Figur 3-15 Tilkobling til Krafla UPP fra 'Midline Structure' på sørlig rørbunt.

Alle sammenkoblingsrør ('spools') mellom bunnrammer og rørbunter, mellom nordlig og sørlig rørbunt, og mellom 'Midline Structure' på sørlig rørbunt og UPP, vil være beskyttet av glassfiberarmerte beskyttelsesdeksler (GRP, Glass Reinforced Polyester). Det vil bli installert totalt om lag 70 GRP deksler for utbyggingen av Krafla-feltet, se Figur 3-16 og Figur 3-17. Hele anlegget vil være overtrålbart ihht. forskriftskrav, og er dimensjonert for å tåle treff av ankere.



Figur 3-16 Installasjon av sammenkoblingsrør (spools).



Figur 3-17 Produksjon av GRP beskyttelsesdeksler (Bokn i Rogaland).

3.6 BAT-vurderinger og utslippsreducerende tiltak

I henhold til Forurensingsloven § 2 og industriutslippsdirektivet-IED stilles det krav til at beste tilgjengelige teknikker (Best Available Techniques – BAT) tas i bruk for å forebygge og begrense forurensning. BAT-vurderinger for Krafla er gjennomført i henhold til ny BAT-veileder fra Norsk olje og gass (NOROG, 2022) og baserer seg til dels på arbeid utført av Aibel som del av FEED studien for Krafla UPP (Aibel, 2022). Krav om vurdering av BAT er også nedfelt i Equinors interne prosedyrer og er således gjennomført som en del av prosjektplanleggingen.

En oversikt over utslippsreducerende tiltak og utvalgte BAT-vurderinger er gitt i de følgende delkapitler. For de fleste tema er BAT avklart, mens dette fremdeles er under vurdering for brønnopprensning og anlegg for drenasjevannshåndtering. Beslutningsgrunnlaget vil modnes videre og konkluderes før innlevering av PUD. Equinor vil fortsette dialogen med Miljødirektoratet i forbindelse med de endelige BAT-vurderingene.

3.6.1 Elektrifisering - kraft fra land

I tråd med målene til olje- og gassindustrien i Norge om å redusere sine absolutte klimagassutslipp med 40 prosent innen 2030 sammenlignet med 2005, og videre til nær null i 2050, er det besluttet at Krafla-feltet skal forsynes med kraft fra land. Kraft fra land gjennomføres i samarbeid med Aker BP og skal etter planen forsyne både NOA Fulla og Krafla (samlet kalt NOAKA).

Reduksjonen i CO₂-utslipp ved en kraft fra land løsning sammenlignet med tradisjonell lokal produksjon av kraft i gassturbindrevne generatorer offshore er dokumentert i konsesjonssøknad for kraft fra land anleggene, se følgende link til NVEs nettside:

<https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak/?type=A&id=7513>

Det er estimert at den samlede reduksjonen i CO₂-utslipp for NOAKA vil være om lag 9,2 millioner tonn CO₂ over levetiden til feltene. Andelen av utslippsreduksjonen som kan tilskrives Krafla er beregnet til om lag 2,5 millioner tonn CO₂. Utslippsreduksjonene er angitt basert på forutsetningen at kraft fra land er 100% CO₂-fri. Kraftforsyning fra land er billigere enn nullalternativet med forsyning fra gassturbiner lokalt, og tiltakskostnaden ved elektrifisering er negativ. Oppsummert finner en at elektrifisering av Krafla via en felles kraftforsyning fra land til NOA Fulla og Krafla-feltene er et samfunnsøkonomisk lønnsomt klimatililtak. Det innebærer at dersom prosjektet bygges ut uten elektrifisering, må det gjennomføres dyrere utslippskutt andre steder i kvotepliktig sektor for å nå klimamålene.

3.6.2 Elektrifisering av borerigg

Det er gjennomført en vurdering av elektrifisering av borerigg med kraft fra land. Miljøgevinsten er begrenset siden kraft fra land ikke er tilgjengelig før i 1.kv 2027 på et tidspunkt når om lag 2/3 av brønnene er ferdig boret. Mulig CO₂ reduksjon er anslått til maksimalt rundt 35 000 tonn. Kostnaden for tilkobling av boreriggen til kraftforsyningen på Krafla UPP er anslått til minimum 200-300 millioner NOK. Dette innebærer at tiltakskostnaden vil ligge på 5000-6000 NOK/tonn CO₂, eller mer. Sammenlignet med kostnaden for utslipp av CO₂ (sum av kvotepris og avgift) i Norge som er antatt å kunne øke til 2000 NOK/tonn CO₂ i 2030, blir tiltaket klart ulønnsomt. Det er derfor besluttet å ikke implementere elektrifisering av borerigg med kraft fra land.

3.6.3 Kraftforbrukene utstyr - kompressorer og pumper

Følgende tiltak for å redusere kraftforbruket på Krafla UPP er vurdert av Aibel i BAT-vurderingene til FEED studien /1/:

- Optimal dimensjonering av kraftkrevende utstyr i forhold til produksjonsvolum og prosessforhold
- Hastighetsregulering på store og variable kraftforbrukere (VSD)
- Rebundling av kompressorer med synkende produksjon
- Impellerutskifting på større pumper med synkende produksjon

Tiltakene utgjør en standard tiltakspakke for energioptimalisering og er implementert på en rekke felt i Equinor og i industrien forøvrig. Tiltakspakken har generelt vært ansett å oppfylle kravene til BAT, og har vært kommunisert som dette til miljømyndighetene, fordi energibesparelsene ofte er betydelige og kostnadene er akseptable. Det må likevel gjøres konkrete vurderinger for det enkelte anlegg.

Alt roterende utstyr på Krafla vil være elektrisk drevet med motor, direkte eller med hastighetsregulering - Variable Speed Drive (VSD) - avhengig av prosessforhold. Bruk av hastighetsregulering på større utstyr kan gi vesentlige energibesparelser der utstyrlast varierer. Fast hastighet er valgt der utstyrlast varierer lite og gevinsten ved VSD er liten.

De største kraftforbrukerne på UPP vil ha drivere som følger:

- VSD på gasseksportkompressorer
- VSD på væske eksportpumper
- Fast hastighet på sjøvannsløftepumper

Kompressorer og pumper på Krafla UPP vil få skiftet ut innmat ettersom produksjonsvolumene og trykket i prosessen faller, sannsynligvis to ganger over levetiden på feltet. Rebundling og innmatutskifting vil redusere kraftforbruket på Krafla-feltet.

3.6.4 Fakling

Fakkelsystemet på Krafla UPP består av en åpen fakkel som i normal drift kun spyles med nitrogen for å unngå luftinntrengning. Nitrogen importeres fra NOA PdQ. Fakkelen er dimensjonert for full høytrykks trykkavlastning på UPP i tilfelle en nødsituasjon eller i forbindelse med planlagt nedstengning og oppstart, og antennes ved hjelp av et elektronisk høyenergi system som produserer antenningsgnist (HEI – High Energy Ignition system).

Det er ingen kontinuerlige kilder til lavtrykks fakkel på UPP, verken produsertvannbehandling, regenerering av TEG eller kompressorer med gasstetninger. Gjenvinning av lavtrykks fakkelgass, som normalt vil vurderes som BAT, vil derfor ikke være en relevant problemstilling for Krafla /1/.

Eventuelle lekkasjer fra nedstengningsventiler eller avlastningsventiler vil gå til høytrykksfakkel. Slike lekkasjer skal i prinsippet ikke forekomme, og utstyr for overvåking av ventiler (lydovervåking) vil implementeres i design for å kunne avdekke eventuelle lekkasjer.

Tiltak og prosedyrer for å redusere utslipp fra fakling av høytrykkskilder ved oppstart og nedstengninger eller sikkerhetsfakling (planlagte- eller ikke-planlagte) vil bli etablert.

3.6.5 Kaldventilering

Det er ingen planlagte ventileringpunkter for uforbrent gass på Krafla UPP.

Det kan likevel forekomme utslipp av metan og nmVOC (non-methane volatile organic compounds). Hovedkilder til utslipp er atmosfærisk utslipp av uforbrent gass, lekkasjer i prosessen, gassanalytatorer og teststasjoner og fra frigjøring av gass fra prosess-systemer.

På grunn av en relativt liten installasjon, lite antall lekkasjepunkter, ingen kontinuerlige kilder til atmosfærisk ventilasjon og hermetisk lukkede kompressorer, forventes de direkte utslippene å være relativt lave sammenlignet med andre installasjoner, trolig mindre enn 10 tonn metan pr. år og 5 tonn nmVOC pr. år. Bedre estimater kan oppnås på et senere tidspunkt, når design videreutvikles (lekkasjepunkter identifiseres), operasjonelle prosedyrer er definert (frekvenser for prøvetaking etc) og leverandørinformasjon er tilgjengelig (lekkasjerater).

3.6.6 System for styring av ventiler i havbunnsanleggene

Det er vurdert 3 alternative løsninger for styring av havbunnsventiler på Krafla-feltet:

- Hydraulikkssystem med åpen retur, hydraulikkvæske i gul underkategori 1 (Y1)
- Lukket hydraulikkssystem
- Fullelektrisk løsning

Et åpent hydraulisk system er det mest brukte på norsk sokkel. Det muliggjør bruk av standardiserte løsninger og utstyr, og er godt utprøvd og velfungerende. I et slikt system vil det bli benyttet vannbasert hydraulikkvæske bestående hovedsakelig av vann og monoetylenglykol (MEG) med tilsats av ca 10% av kjemikaliet Oceanic ECF som har miljøklassifisering Gul Y1 og er en nyutvikling i forhold til et mindre miljøvennlig produkt (Oceanic HW443 Gul Y2) som ofte ble benyttet tidligere. Årlige utslipp til sjø av hydraulikkvæske (inneholdende 10% Oceanic ECF) fra ventiler på 24 brønnhoder er estimert til om lag 15 tonn.

Et lukket hydraulisk system benytter i utgangspunktet syntetiske oljebaserte hydraulikkvæsker. Disse væskene er miljøklassifisert som svarte og skal i utgangspunktet ikke benyttes dersom de kan ende opp som utslipp til sjø. Selv om et lukket hydraulisk system i teorien skal være tett, vil det i praksis være et tap av hydraulikkvæske på om lag 10% pr. år. Dette vil medføre utslipp av miljøskadelige komponenter til sjø, og kan ikke kategorisk anses som en mer miljømessig gunstig løsning enn et åpent hydraulikkssystem. Basert på betydelig kompleksitet ved et lukket hydraulisk system og erfaringer fra andre felt kan merkostnaden i forhold til en løsning med åpent hydraulisk system estimeres til 30-50 millioner kroner.

En fullelektrisk løsning er foreløpig ikke teknisk kvalifisert for sikkerhetskritiske ventiler på brønnhodene som vil være tilfellet på Krafla. Miljødirektoratet har påpekt overfor Equinor i flere sammenhenger at man forventer at en fullelektrisk løsning tas i bruk når dette er kvalifisert. Det er antydning at endelig kvalifisering vil foreligge i god tid før produksjonsstart på Krafla-feltet. Det er likevel en usikkerhet knyttet til endelig kvalifisering av fullelektrisk løsning, som i praksis innebærer at det må legges til rette for både fullelektrisk løsning og en tilbakefallsløsning med tradisjonell åpen hydraulikk. Dette fører naturlig nok til betydelige merkostnader for prosjektet. Samlet sett kan merkostnaden bli i størrelsesorden 50-100 millioner kroner.

Basert på ovennevnte vurderinger har Krafla-prosjektet valgt et hydraulikkssystem med åpen retur som kontrollsystem for havbunnsanleggene. Hydraulikkvæske vil være Oceanic ECF med miljøklassifisering Gul Y1.

3.6.7 Produsert vann håndtering

På Krafla UPP blir brønnstrømmen separert i gass og væske. Gassen eksporteres direkte til Statpipe og videre til Kårstø, mens væsken som består av olje og produsert vann blir sent til Aker BPs NOA PdQ plattform for videre behandling. Etter separasjon av olje og vann og påfølgende rensing av produsert vann på NOA PdQ, blir produsert vann reinjisert i undergrunnen. Løsningen vurderes som BAT.

Det henvises til konsekvensutredningen for Aker BPs NOA Fulla utbygging for nærmere beskrivelse av produsert vann håndteringen.

3.6.8 Materialvalg

Korrosjonsbestandige materialer er valgt for alt utstyr, rør og prosesstanker på Krafla UPP. Det samme gjelder undervanns rørledninger og stigerør som er utsatt for korrosive væsker. Dette medfører redusert bruk av kjemikalier for korrosjonshemming og tilhørende redusert miljøkonsekvens. Løsningen vurderes som BAT /1/.

3.6.9 Dreneringsvann

Det pågår vurderinger av flere alternative løsninger for håndtering av drenasjevann på Krafla UPP. Drenasjevannet er i utgangspunktet rent regnvann. Det må imidlertid planlegges for at lekkasjer fra prosess kan oppstå, og at vannet må renses før utslipp og at renseseffekt må dokumenteres. 3 ulike alternativer blir vurdert:

- Caissonløsning. Renseeffekt dokumenteres ved teoretisk beregning.
- Platepakket tank med on-line måling av oljeinnhold, direkte utslipp til sjø
- Platepakket tank med on-line måling av oljeinnhold. Ved påvist forurensing kan avløp rutes fra tank til prosess

BAT-vurderingene er ikke ferdigstilt og endelig valg av alternativ er ikke fattet ved ferdigstilling av denne konsekvensutredningen. Alternative løsninger vil modnes videre i forhold til endelig BAT-beslutning i forbindelse med innlevering av Plan for Utbygging og Drift (PUD).

3.6.10 Lekkasjedeteksjon

DNV har på oppdrag fra Equinor utarbeidet en lekkasjedeteksjonsfilosofi for undervannsanleggene på Krafla-feltet /2/. Det gis et sammendrag av resultatene i det følgende. DNV rapporten er tilgjengelig i sin helhet på Equinor`s nettside: <https://www.equinor.com/no/baerekraft/konsekvensutredninger#krafla>.

Det er sett på hvordan hydrokarbonlekkasjer av ulik størrelse (2,5-120 mm hullstørrelse) vil oppføre seg i vannkolonnen, og i hvilken grad hydrokarboner vil nå sjøoverflaten og om mengdene kan være store nok til å gi skadelige effekter på sjøfugl på sjøoverflaten eller for fiskeegg og -larver i vannkolonnen.

Resultatene i form av lekkasjefrekvens og miljøskade for de ulike lekkasjescenariene vurderes i forhold til Equinor`s akseptkriterier for skade i ulike konsekvenskategorier (Equinor`s risikomatrix, dette er detaljert beskrevet i DNV-rapporten) (DNV, 2022) /2/. Resultatene fra miljørisikovurderingene for lekkasjescenarier er integrert i miljørisikoanalysen for totalaktiviteten på Krafla-feltet, se kapittel 9.1. Basert på resultatet av risikovurderingene er det foreslått en maksimal akseptabel deteksjonstid (ytelseskrav) for de ulike lekkasjescenariene. For å oppfylle ytelseskravet er det foreslått et system for lekkasjedeteksjon basert på en kombinasjon av prosessovervåking (trykk, temperatur og massebalanse), ISPAS radar, satellitt overvåking og punktsensorer på bunnrammene (metansniffere og hydrofon) se Tabell 3-5 (foreslått basert på en BAT-screening av teknologier som beskrevet i DNV-rapporten). Et utvalg teknologier som vil kunne ytterligere forbedre lekkasjedeteksjonssystemet er til vurdering, dette gjelder spesielt for rørledningene (feltinterne produksjonslinjer) fra undervannsproduksjonssystemene (SPS-ene) til UPP-en.

Tabell 3-5 Foreslått lekkasjedeteksjonssystem for Krafla. Basisteknologier og mulige tillegg.

Basis			Vurderes i tillegg		
Teknologi	Areal som dekkes	Responstid	Teknologi	Areal som dekkes	Responstid
<ul style="list-style-type: none"> Satellitt (SAR, standard) ISPAS radar 	<ul style="list-style-type: none"> Alle rørledninger 3-5 km (fra UPP-en) 	<ul style="list-style-type: none"> 24 til 28 timer Minutter til timer 	<ul style="list-style-type: none"> Satellitt (SAR, økt målefrekvens) 	<ul style="list-style-type: none"> Alle rørledninger 	<ul style="list-style-type: none"> 12 til 24 timer
<ul style="list-style-type: none"> Metansniffere Passiv akustisk 	<ul style="list-style-type: none"> Bunnrammer (opptil 50 m) Bunnrammer (opptil 500 m) 	<ul style="list-style-type: none"> 1 time Minutter til timer 	<ul style="list-style-type: none"> ROV-inspeksjon 	<ul style="list-style-type: none"> Langs alle rørledningene 	<ul style="list-style-type: none"> Måneder til år
<ul style="list-style-type: none"> Massebalanse (flerfase) 	<ul style="list-style-type: none"> Krafla eksport-rørledning 	<ul style="list-style-type: none"> Minutter til timer 	<ul style="list-style-type: none"> Trykk/temperatur (bundle, transportrør) 	<ul style="list-style-type: none"> Rørledningene fra SPS-ene til UPP-en samt stigerør 	<ul style="list-style-type: none"> Minutter til timer

Lekkasjer fra de minste hullstørrelsene (2,5, 5 og 10 mm) vil i liten grad nå sjøoverflaten, og vil ikke kunne detekteres av satellitt eller radar. Lekkasjer i denne kategorien er likevel viktig å detektere siden de kan pågå over lang tid hvis de ikke oppdages. Det foreslåtte basisalternativet med metansniffere og passive akustiske sensorer på hver brønnramme bidrar til å øke sannsynligheten for tidlig deteksjon av små lekkasjer i betydelig grad. Krafla ligger nært et sensitivt tobishabitat (SVO) på Vikingbanken og det er viktig at undervanns hydrokarbonlekkasjer med potensiale for skadelige miljøkonsekvenser blir oppdaget og stanset snarest mulig. Det foreslåtte lekkasjedeteksjonssystemet med lokal undervanns deteksjon på bunnrammene vurderes som BAT.

Eventuell ytterligere styrking av lekkasjeovervåkingen som beskrevet i Tabell 3-5 inkluderer økt satellittbildefrekvens og bruk av ROV/undervannsdrone. Undervannsdroner, aktive akustikk sensorer og fiber-optiske løsninger vurderes foreløpig ikke som BAT da teknologiene pr. i dag ikke er tilstrekkelig modne for implementering.

3.6.11 Brønnopprensning

Etter boring og komplettering av nye brønner er det nødvendig å gjennomføre brønnopprensning før de kan settes i produksjon. Denne prosessen innebærer at partikler, rester av bore- og kompletteringsvæsker og andre rester fra boreaktiviteten fjernes fra brønnen. Prosessen er et viktig steg før produksjon kan starte ettersom dårlig brønnopprensning kan føre til produksjonsvekkelser og/eller skade på produksjonsutstyret.

Aktivitetsforskriftens §69 krever planlegging og gjennomføring av brønnopprensning på en slik måte at utslipp til sjø og luft minimeres. Ved brenning over brennerbom skal dette optimaliseres for å sikre høy forbrenningseffektivitet. Forskriften understreker også viktigheten av å sikre at mottaksanlegg på land er egnet og har tillatelse til dette, dersom væskestrømmen fra opprensningen eksporteres med produksjonsstrømmen. Sistnevnte forhold er også påpekt som viktig i NOROGs BAT veileder (NOROG 2022) /26/.

Opprensning av alle brønner som omfattes av NOAKA utbyggingen (NOA Fulla og Krafla) vil skje mot NOA PdQ. Basisalternativet innebærer opprensning mot testseparator på NOA PdQ og eksport av produksjonsstrøm til Sture-terminalen. På bakgrunn av volumene NOAKA utbyggingen representerer, og usikkerhet knyttet til håndtering av partikler og emulsjon, er i tillegg ulike alternativer vurdert. Disse er listet i Tabell 3-6.

Tabell 3-6 Oversikt over brønnopprensningsalternativer for NOA Fulla og Krafla.

1 (Basisalternativet)	Eksport med produksjonsstrøm til Stureterminalen enten via OTS (base case) eller Grane olje eksportør (GOP). Ingen partikkelfjerning offshore.
1A	Opprensning av de tre første NOA PdQ brønnene til rigg (lange, forborede brønner), etterfulgt av opprensning av 47 enkeltbrønner til Sture
1B	Opprensning av de tre første NOA PdQ brønnene til tankskip (lange, forborede brønner), etterfulgt av opprensning av 47 enkeltbrønner til Sture
2	Opprensning av alle brønner (50 brønner) til rigg
3	Installasjon av midlertidig utstyr for partikkelfjerning på NOA PdQ før eksport til Sture
4	Opprensning av alle brønner (50 brønner) til tankskip

Som grunnlag for en anbefaling er det utført en BAT-vurdering der følgende kriterier er vurdert for de ulike alternativene:

- Teknisk gjennomførbarhet offshore/Sture
- Teknisk modenhet offshore/Sture
- Operasjonelle faktorer offshore/Sture
- Arbeidsmiljø offshore/Sture
- Utslipp til luft offshore/Sture
- Utslipp til sjø offshore/Sture
- Kjemikalieforbruk
- Lekkasje
- Økonomi
- Opprampingstid og tidsplan
- Omdømme
- Kommersiell risiko

På bakgrunn av vurderingene vil alternativene med opprensning av 50 eller 47 brønner til Stureterminalen (det vil si basisalternativet og alternativ 1B) studeres videre. Basisalternativet er vurdert å ha lavest utslipp til luft, laveste kostnader offshore og lavest opprampingstid. Alternativet representerer imidlertid størst risiko for

Stureanlegget med tanke på emulsjoner og utfelling av partikler i anlegget med tilhørende risiko for nedetid på anlegget, økonomiske konsekvenser i form av f.eks bøter ved nedetid og påvirkning av opprampingsplan. Videre er alternativet forbundet med utslipp fra rensenanlegget på Stureterminalen og usikkerhet knyttet til mulig overskridelse av utslippstillatelse samt risiko for "off-spec" cargo.

Sammenlignet med basisalternativet medfører alternativ 1B lavere risiko for problemer knyttet til emulsjoner og partikkelhåndtering på Stureterminalen og overskridelse av utslippstillatelse. Alternativet krever midlertidig tilkobling til egnet tankskip og innebærer derfor en risiko for forsinkelser på grunn av værforhold. Alternativet vil føre til høyere utslipp til luft da oljen først må stabiliseres på NOA PdQ før transport til tankskip, som innebærer faking av test separator samt utslipp fra kraftgenerering på tankskip. Alternativet medfører også simultane operasjoner da borerigg vil være tilkoblet NOA PdQ under operasjonen.

Alternativ 1A er vurdert til å gi lavere risiko for problemer knyttet til partikkelhåndtering på Sture-anlegget og overskridelse av utslippstillatelse. Alternativet medfører imidlertid simultane operasjoner på NOA PdQ, en signifikant forsinkelse av boreplan, høyere utslipp til luft og økte kostnader offshore sammenlignet med basisalternativet. Alternativet er derfor forlatt.

Alternativ 2 og 4 er forlatt på grunn av risiko for signifikant påvirkning på tidsplan og opprampingstid. Videre er alternativene forbundet med signifikante utslipp til luft på grunn av store faklingsvolum (om lag 50 brønner) og høye kostnader. Tilsvarende ble alternativ 3 forlatt da løsningen ikke vil redusere utfordringene med partikler og emulsjoner og produktkvalitet på Sture signifikant. Videre innebærer løsningen utslipp til luft offshore på grunn av faking av NOA PdQ brønner og en risiko knyttet til bruk av ny teknologi for partikkelfjerning.

3.7 Energiløsning og anlegg for overføring av kraft fra land samt vurdering av havvind

Det er lagt til grunn at kraft skal skaffes gjennom import av kraft fra land fra Samnanger kommune, Vestland fylke. Kraft fra land prosjektet er et samarbeid mellom Aker BP og Equinor, og skal forsyne både Krafla og NOA Fulla der Aker BP er operatør. Etter en forutgående meldingsprosess ble konsesjonssøknad for kraft fra land til NOA Fulla og Krafla formelt oversendt Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) den 5. november 2021, se følgende link til NVEs nettside:

<https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak/?type=A&id=7513>

Konsesjonssøknaden for kraft fra land med tilhørende konsekvensutredning etter Energiloven og Havenergiloven gjennomføres som en separat prosess, og omtales ikke nærmere i dette dokumentet.

Krafla deler kraftforsyning med NOA Fulla (samlet kalt NOAKA) og maksimalt samlet kraftuttak fra land er estimert til opptil 150 MW. Kraflas kraftbehov vil i et maksimalår være om lag 32 MW.

NOAKA-området er avhengig av sikker og stabil strømforsyning. En trenger kraft allerede fra 2025 i kraft fra land landanleggene og 2026 offshore.

En eventuell framtidig bruk av offshore havvind blir ikke utredet som en del av Equinors plan for utbygging og drift av Krafla. Når havvind blir tilgjengelig på norsk sokkel på et senere tidspunkt, vil det være gjenstand for en egen vurdering for å se på om det er teknisk og økonomisk fornuftig for NOAKA-området. Equinor vil for eksempel vurdere å kjøpe strøm fra havvind levert via hovednettet. Men dersom havvind skal ha betydning for NOAKA, må offshore vindkraft fra norsk sokkel akselereres til å være tilgjengelig før 2030.

NOAKA-området er planlagt forsynt med kraft fra land fra Samnanger i Vestland. Dette er et sterkt punkt i nettet og det er ledig kapasitet til uttak av kraft der. To andre alternativer - Kollsnes og Gismarvik – har blitt utredet som mulige tilknytningspunkt for kraft fra land for NOAKA-området. I Gismarvik så en muligheter for tilkobling til havvind via Utsira Nord på et senere tidspunkt. Men begge disse alternativene ble lagt vekk i august 2021 på bakgrunn av føringer fra Statnett.

3.8 Foreløpige estimater for investeringer og drift

De totale investeringskostnader for foreslått utbyggingsløsning er estimert til i 30-40 milliarder norske kroner. Estimater inkluderer kostnader for brønner, plattform, havbunnsanlegg og feltinterne rørledninger og rørbunter. Krafla andel av kostnadene til kraft fra land anlegget og eksportørledninger for gass og olje kommer i tillegg. Investeringene vil i all hovedsak komme i årene 2023 til 2027.

Kostnader til drift er i et normalår beregnet til 300-400 millioner kroner. Produksjonsperioden for Krafla er estimert til 27 år i perioden 2027-2054 med mulighet for forlengelse gjennom innfasing av nye funn i området.

3.9 Driftsorganisasjon og kontrollrom for ubemannet drift

Driften av Krafla vil være integrert med driften av NOA Fulla som har Aker BP som operatør. Det er avtalt at operatørskapet for Krafla skal overføres fra Equinor til Aker BP i desember 2022. Aker BP blir derved operatør av både NOA Fulla og Krafla i drift. Driftsorganisasjon for feltene og kontrollrom på land for ubemannet drift vil være lokalisert i Stavanger.

3.10 Avvikling av virksomheten

I tråd med petroleumslovens § 5-1 (jmf petroleumsforskriften § 43) vil det i god tid (senest to år) før planlagt avslutning av produksjonen bli lagt fram en avslutningsplan bestående av en disponeringsdel og konsekvensutredning. Forslag til utredningsprogram og utarbeidet konsekvensutredning vil sendes på offentlig høring. Her vil de aktuelle disponeringsalternativene beskrives sammen med mulige virkninger for miljø og fiskeri, og gi forslag til disponering av produksjonsinnretning, havbunnsinstallasjoner, rørledninger og kabler. Planleggingen for avvikling av virksomheten vil påbegynnes i god tid før nedstenging. Sikring og plugging av brønner, fjerning og sluttdisponering, eventuelt etterlatelse av eksempelvis rørledninger og kabler, vil bli utført i samsvar med gjeldende regelverk og praksis på det aktuelle tidspunktet. En betydelig andel av feltinnretningene, som Krafla UPP og alle brønnerammer, vil med stor sannsynlighet bli fjernet og materialene vil bli resirkulert i samsvar med prinsippene i sirkulær økonomi. Viktige aspekter i planleggingsfasen for å unngå negative miljøpåvirkninger ved avvikling vil være tilrettelegging for effektiv fjerning av innretninger samt et materialvalg som legger til rette for senere segregering av materialer og materialgjenvinning.

4 Høringsuttalelser til program for konsekvensutredning

Forslag til program for konsekvensutredning for Krafla ble lagt ut til høring 11. oktober 2021 med høringsfrist 3. januar 2022. Det ble mottatt høringsuttalelser fra 20 instanser. 5 av disse hadde ingen kommentarer. En oppsummering av høringsuttalelsene med Equinors tilsvarende og forslag til håndtering av de enkelte kommentarene i denne konsekvensutredningen er lagt ved i Vedlegg B. Forslaget til program for konsekvensutredning for Krafla ble fastsatt av Olje- og energidepartementet (OED) i brev av 13. mai 2022, se Vedlegg A.

Hovedtema i høringsuttalelsene er listet nedenfor. Det er også angitt hvor i denne konsekvensutredningen de ulike tema er omhandlet.

Hovedtema	Kapittelreferanse
Utslipp til luft, klima, kraftløsning/elektrifisering, utslippsreducerende tiltak og BAT-vurderinger(Best Available Techniques)	Kapittel 6 og 3.6 (BAT).
Utslipp til sjø, kjemikalier, utslippsreducerende tiltak og BAT	Kapittel 7 og 3.6 (BAT)
Fysisk påvirkning og støy	Kapittel 8
Miljørisiko ved akutte utslipp, oljevernberedskap. Lekkasjedeteksjon.	Kapittel 9.1, 9.3 og 3.6.11
Samlet virkning på tobis fra Equinors aktiviteter i Vikingbank-området	Kapittel 9.2
Fiskeri og andre havbaserte næringer	Kapittel 10
Samfunnsmessige virkninger nasjonalt, regionalt og lokalt – aktivitetsnivå, verdiskapning og sysselsetting	Kapittel 11

5 Miljø og samfunnsmessige forhold i influensområdet

5.1 Influensområde

Den geografiske utstrekningen av området som kan bli påvirket av utbygging og drift av Krafla-feltet avhenger av hvilken påvirkningsfaktor vi snakker om. Hvilken konsekvens en påvirkningsfaktor vil ha, i tillegg til geografisk utbredelse, vil være bestemt av hvilke naturtyper, arter, næringer og andre interesser som blir berørt, når på året de blir utsatt for påvirkning og varighet av påvirkningen.

Påvirkning fra fysiske inngrep på havbunn og marint liv (jf kapittel 8) vil eksempelvis være avgrenset til områder i umiddelbar nærhet av installasjoner, rørledninger og kabler (steininstallasjon, ankring, grøfting, mudring m.m.). Utslipp av vannbasert borevæske og kaks vil også påvirke et relativt lite område, vanligvis innenfor en radius på 500 meter fra utslippspunktet, avhengig av utslippspunkt og strømforhold (jf kapittel 7.1).

Et eventuelt uhellsutslipp av olje fra Krafla UPP, undervannsanlegg, feltinterne rørledninger, eksport-rørledninger eller fra rørledningen til NOA PdQ, vil kunne medføre at et større område blir berørt, avhengig av bl.a. størrelse og varighet på utslippet (jf. kapittel 9).

Utslipp til luft kan dels bidra til globale klimaendringer, dels bidra til forsuring, overgjødning og dannelse av bakkenært ozon på regionalt nivå (jf kapittel 6).

Investering i utbygging av anlegg samt drift av disse vil gi positive samfunnsmessige ringvirkninger regionalt og nasjonalt.

5.2 Datagrunnlag

Krafla-området og den tilgrensede Vikingbanken er grundig beskrevet mht. miljøverdier i Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene /22/, /23/ samt det foreliggende grunnlaget for revisjon av forvaltningsplanene fra Faglig forum for Norske Havområder (2019) /13/, /14/, /15/. Forvaltningsplanen gir også en oversikt over næringsvirksomhet i forvaltningsplanområdet.

Naturressurser og miljøforhold i influensområdet er i tillegg beskrevet i oppdatert sammenstillingsrapport til Regional konsekvensutredning (RKU) for Nordsjøen 2006 /29/. Fortsatt relevante delutredninger fra RKU Nordsjøen er benyttet i denne konsekvensutredningen.

I tillegg er data og informasjon hentet fra interne Equinor databaser og undersøkelser, samt offentlige databaser, planer og rapporter.

5.3 Oceanografiske forhold, sedimenter og miljøtilstand

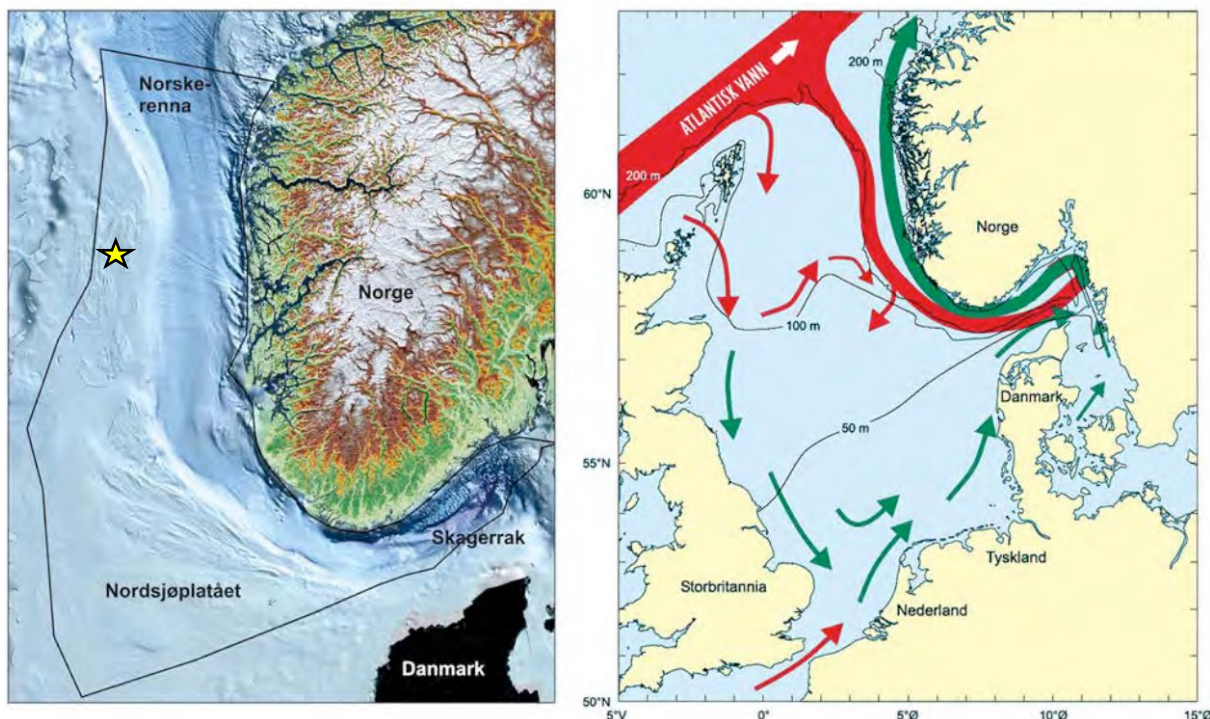
Nordsjøen er et grunt hav sammenlignet med Norskehavet og Barentshavet. To tredeler av Nordsjøen er grunnere enn 100 m. Den dypeste delen er Norskerenna nær norskekysten, som har dyp på over 700 m (i Skagerrak), og som strekker seg fra Skagerrak og nordover langs Vestlandet. Terskeldypet i Norskerenna er på 270 m (utenfor Jæren), mens den er dypere både lenger nord og lenger sør. Dybdeforholdene er viktige for sirkulasjonen, siden topografien i stor grad styrer vannmassenes bevegelse.

Nordsjøen og Skagerrak er møtested for atlantehavsvann og ferskvann, som har forskjellige egenskaper mht. egenvekt, saltinnhold og temperatur. Vannmassene i Nordsjøen strømmer for det meste mot klokken, svinger innom Skagerrak og fortsetter så nordover som en del av Den norske kyststrømmen. Krafla-feltet ligger på om lag 100 meters dyp oppe på Nordsjøålatået noen kilometer vest for vestskråningen av

Norskerenna. Krafla er lokalisert i det som betegnes Nordsjøen Nord. Dette området er karakterisert av innstrømmende atlantisk vann på vestsiden, mens sentrale og østlige deler hovedsakelig er påvirket av kyststrømmen (Figur 5-1).

Variasjoner i strømbildet har stor effekt på økosystemet i Nordsjøen. Om vinteren er vertikalblandingen god i de fleste områdene, slik at det blir liten forskjell i vannmassenes egenskaper mellom øvre og nedre lag. Om sommeren gjør oppvarmingen i det øvre vannlaget at det blir et klart temperatursprang i 20–50 m dyp. Planktonsamfunnet utgjøres av en rekke små planter og dyr som driver med havstrømmene. Disse organismene utgjør grunnlaget for det marine økosystemet og mange arter av større dyr som fisk, fugl og pattedyr er avhengig av dem. Fordelingen av plankton har derfor en direkte effekt på distribusjonen av andre marine arter. De viktigste områdene for sjøfugl ligger inne ved kysten. Pelagisk dykkende sjøfugl vil likevel kunne finnes i utbyggingsområdet både sommer og vinter.

Økosystemet i Nordsjøen er i betydelig grad påvirket av menneskelig aktivitet. Nordsjøen er et av de mest trafikkerte sjøområdene i verden. Her foregår stor fiskeriaktivitet, utvinning av olje og gass, uttak av sand og grus og dumping av mudder. Rundt hele Nordsjøen ligger det tett befolkede og høyt industrialiserte stater med den konsekvens at økosystemet er påvirket av utslipp fra bebyggelse, jordbruk og industri. Utslippene tilføres i stor grad fra elvene som renner ut i Nordsjøen. Nordsjøen påvirkes også av innstrømningen fra Østersjøen.



Røde piler viser atlantisk vann og grønne piler viser kystvann («kyststrømmen»). Omtrentlig lokalisering av Krafla er vist med stjerne. Kilde: Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Nordsjøen og Skagerrak (forvaltningsplan)/23/

Figur 5-1 Forenklet fremstilling av dybdeforhold og sirkulasjonsmønstre i Nordsjøen og Skagerrak.

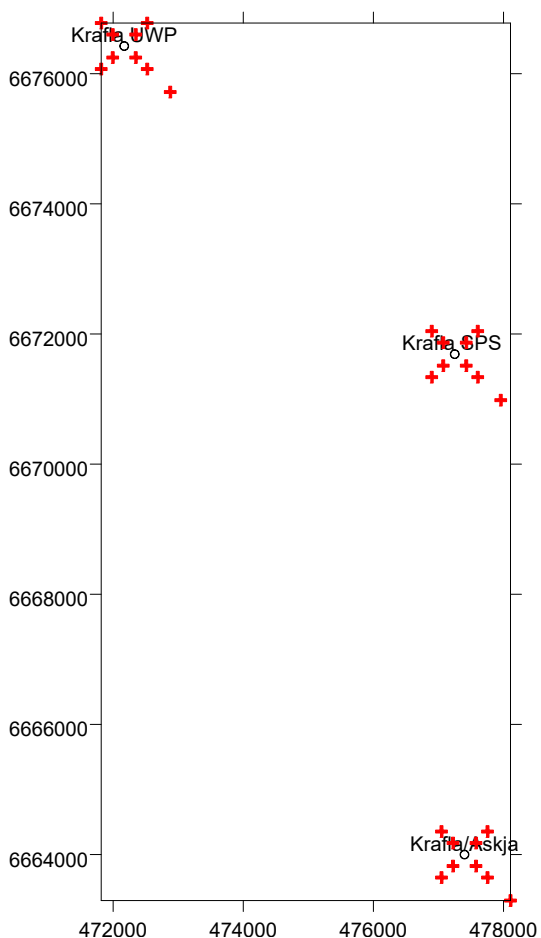
Bunnssubstratet er hovedsakelig sand, skjellsand og grus med forekomster av stein og blokk (jf. Figur 5-3). I forbindelse med geotekniske undersøkelser for Krafla er det gjennomført prøvetaking gjennom to korridorer på Vikingbanken; kraftkabel fra Kollsnes og olje/gassrør eksport. Krafla-prosjektet har nå besluttet at ingen infrastrukturer for prosjektet skal installeres inne på Vikingbanken. De nevnte korridorene skal derfor ikke lenger benyttes av utbyggingsprosjektet. Resultatet av prøvetakingen er likevel relevant og gjengis her. Sommeren 2018 ble det tatt prøver av sedimentene på 17 lokasjoner ned til ca. 1 m dypde med en avstand på ca. 500 m.

Foreløpige resultater viser at området består av fin sand og at sedimentene er homogene gjennom hele prøvetakingssøylen.

Sediment sammensetning og dybde er viktige parametere som påvirker utbredelse av marine naturtyper og bunnsamfunn. Enkelte sandbunnområder er viktig gyte- og leveområde for tobis (jf. kapitlene 5.4.2 og 9.2 samt Figur 5-3).

Krafla er lokalisert i region III i program for Regional miljøovervåking med gjentakende sedimentundersøkelser hvert 3. år. Neste ordinære overvåking i regionen er i 2022. Det ble imidlertid samlet inn sediment prøver i Krafla-området (og NOA Fulla-området) som et tillegg til ordinær overvåking i region II i 2021.

Det ble i 2021 tatt prøver på i alt 27 prøvestasjoner på Krafla-feltet, se Figur 5-2.



Figur 5-2 Oversikt over plassering av prøvetakingstasjoner på Krafla.

Resultatene viser at gjennomsnittlig kornstørrelse på Krafla-feltet er om lag 2 mm og sedimentet kan karakteriseres som fin til medium sand med et organisk innhold på 0,2%. Stasjonene er relativt like mhp. sediment karakteristikk.

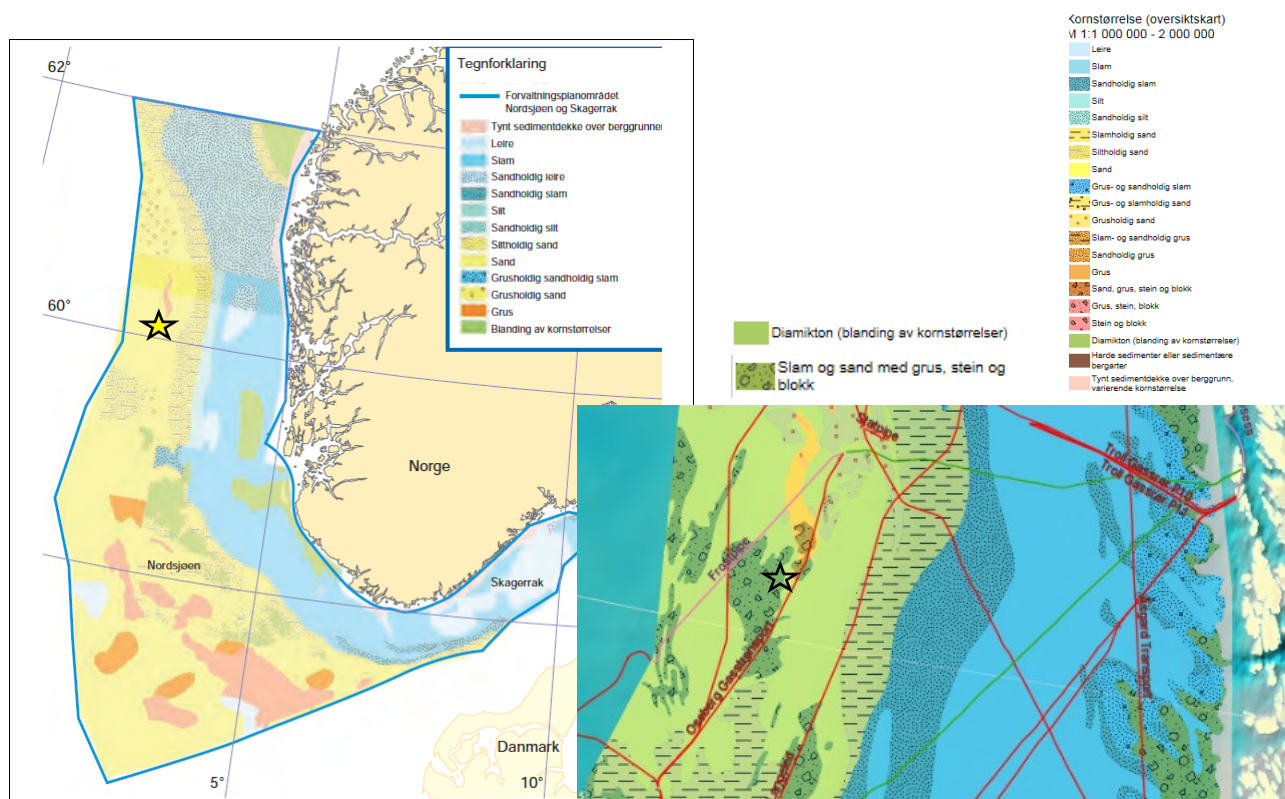
Kjemiske analyser ga følgende resultater:

- THC (total hydrokarbon) nivåene varierer mellom 3,7 mg/kg og 10,5 mg/kg.
- Ingen stasjoner har THC > 50 mg/kg.
- Nivåene av metaller og hydrokarboner er generelt i samme størrelsesorden som regional stasjon R2-23 og representerer derfor naturlige nivåer i området.

Biologiske analyser viser følgende resultater:

Biologiske analyser er basert på krepsdyr, bløtdyr og pigghuder. Børstemark og «varia» er ikke inkludert i analysen (ikke ferdig bestemt på ved ferdigstilling av KU). Resultatene kan derfor endres noe når de resterende gruppene blir inkludert. Preliminære konklusjoner kan dog brukes for å vurdere tilstanden på Krafla-feltet.

- Ingen forurensningsindikerende eller opportunistiske arter på noen stasjoner (kan ikke utelukkes blir registrert når børstemark blir inkludert i analysene).
- Det var tilstedeværelse og høy andel sensitive arter på alle stasjoner.
- Ingen sammenheng mellom THC- eller metall-konsentrasjoner med faunasammensetning.
- Faunaen betraktes som naturlig for området og uforstyrret.



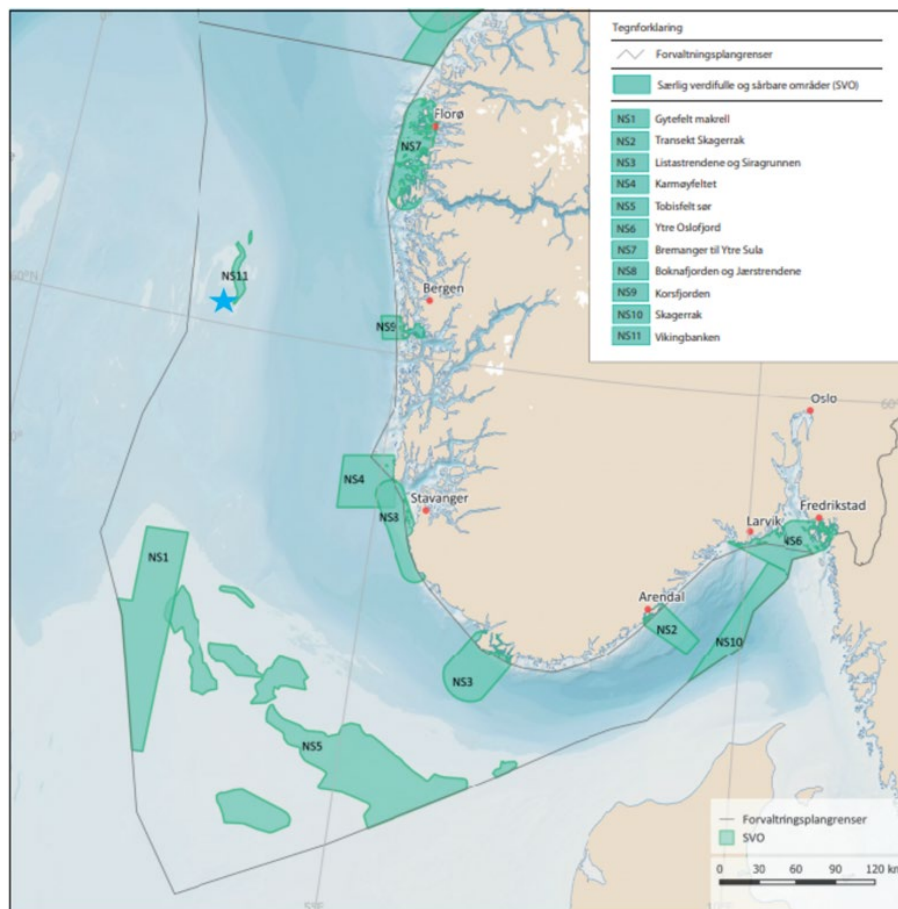
Kilde: Til venstre: Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Nordsjøen og Skagerrak (forvaltningsplan)/23/. Til høyre: www.mareano.no

Figur 5-3 Sediment typer med omtrentlig lokalisering av Krafla-feltet (stjerne).

5.4 Særlig verdifulle områder (SVO) og sårbare naturtyper og arter

5.4.1 Særlig verdifulle områder som definert i forvaltningsplanen

I forvaltningsplanen for Nordsjøen er det identifisert særlig verdifulle områder (SVO) /22/. I alt 11 områder er valgt ut som særlig verdifulle: syv områder langs kysten og fire i åpne havområder i Nordsjøen (Figur 5-4). Krafla ligger nær område NS11. Vikingbanken (Tobisfelt Nord). En oversikt over miljøverdiene i områdene er vist i Tabell 5-1.



Lokalisering av Krafla er markert med stjerne.

Kilde: Forvaltningsplanen for Nordsjøen og Skagerrak /22/

Figur 5-4 Særlig verdifulle områder i Nordsjøen.

Tabell 5-1 Særlig verdifulle områder i Nordsjøen med tilhørende miljøverdier.

Område	Miljøverdier
NS1. Gytefelt makrell	Omfatter felt hvor makrellen gyter, og hvor egg og larver driver med havstrømmen.
NS2. Transekt Skagerrak	Representativt område for Skagerrak med mangfold av naturtyper, landskap, kultur-historie, geologi og fugleliv. Omfatter tidevannssonen, brakkvannsområder, tangbeltet, ålegrasenger, bløtbunn og hardbunn med tare og koraller.
NS3. Listastrendene og Siragrunnen	Viktig område for sjøfugl under trekk- og overvintring. Stort mangfold av naturtyper. Høy biologisk produksjon. Gyteområder for norsk vårgytende sild og samlesteder for egg, larver og yngel. Viktig område for hummer
NS4. Karmøyfeltet	Høy biologisk produksjon. Gyteområder for norsk vårgytende sild og samlesteder for egg, larver og yngel. Viktig rekefelt.
NS5. Tobisfelt Sør	Viktig gyte- og leveområder for tobis.
NS6. Ytre Oslofjord	Omfatter bl.a. verneområdene Ormø-Færder og Ytre Hvaler nasjonalpark. Her finnes hekke-, trekk-, og overvintringsområder for sjøfugl. Ytre Hvaler har verdens største innenskjærs kaldtvannskorallrev.
NS7. Bremanger og Ytre Sula	Viktige hekke-, beite-, myte-, trekk- og overvintringsområder for sjøfugl. Et fødeområde for steinkobbe.
NS8. Boknafjorden og Jærstrendene	Hekke-, beite-, myte-, trekk- og overvintringsområder for sjøfugl. Fødeområder for steinkobbe og havert.
NS9. Korsfjorden	Typisk vestlandsk skjærgård. Uvanlig god forekomst av stortare og skjellsand
NS10. Skagerrak	Omfatter leveområder for spesielle arter og bestander. Særlig for lomvi, som er en kritisk truet art.
NS11. Vikingbanken	Viktig gyte- og leveområder for tobis.

Kilde: Forvaltningsplanen for Nordsjøen og Skagerrak /22/

5.4.2 Tobis og Vikingbanken

Tobis eller havsil er en nøkkelart i økosystemet i Nordsjøen, og viktige gyte- og leveområder for tobis er identifisert som særlig verdifulle og sårbare områder (SVO) i Nordsjøen. Tobis har en viktig nøkkelrolle i disse økosystemene som mat til mange fiskearter, sjøpattedyr og sjøfugl. Etter en dramatisk nedgang i bestanden i norsk sone av Nordsjøen i begynnelsen av 2000-tallet har bestanden blitt stadig større de siste fem årene, og fremgangen sees i sammenheng med fornuftig høstingsstrategi (med bl.a. fiskestopp), områdebasert norsk tobisforvaltning og bedre rekrutteringsforhold /20/.

Til tross for god rekruttering langs Vestlandskysten og i de sørlige tobisområdene i Nordsjøen er bestanden i det nordlige tobisområdet på Vikingbanken fortsatt kritisk lav. Vikingbanken er et viktig gyte- og oppvekstområde for andre fiskearter som torsk, hyse, hvitting, sei, lyr og gapeflyndre og det er usikkert hvordan disse bestandene påvirkes av at fødetilgangen på havsil er dårlig.

Viktige utbredelses- og gyteområder for tobis er vist i Figur 5-4. Tobis, som andre silarter, har et eiendommelig levesett og tilbringer store deler av livet nedgravd i sanden der oksygenforholdene er gode. I larvefasen spres larvene seg over større områder, men de slår seg ned i samme type habitat som foreldrene. Den sterke tilknyttingen til egnet habitattype medfører at tobis etter bunnslåing er relativt stasjonær og er sårbar for habitatforringelse, klimaendringer og høyt lokalt fisketrykk. Det henvises til en detaljert diskusjon av samlet påvirkning på tobis fra Equinor's aktiviteter i Vikingbankområdet i kapittel 9.2.

5.4.3 Koraller

Det er ikke rapportert om korallforekomster i Krafla-området. Dette har sannsynligvis sin bakgrunn i at koraller, og da i særdeleshet kaldtvannskoraller, trenger harde, faste overflater for å kunne feste seg. Generelt består Nordsjøen av sand og grus som ikke er et gunstig substrat for koraller.

5.5 Fiskeressurser

Nordsjøen er kjent som et fiskerikt havområde. Den pelagiske komponenten er dominert av sild og brisling, som befinner seg i Nordsjøen over hele året. Makrell og hestmakrell er i hovedsak til stede om sommeren når de kommer inn i Nordsjøen fra sør og nordvest. De dominerende torskefiskene er torsk, hyse, hvitting og sei mens de viktigste flyndrefiskene er rødspette, gapeflyndre, sandflyndre, tunge og lomre. De viktigste byttedyrfiskene er tobis, sild, brisling og øyepål. Den totale fiskemengden i Nordsjøen har variert mellom 11 og 15 millioner tonn de siste 20 årene. I tillegg til variasjonen i totalbiomasse er det variasjon i den relative fordelingen av biomasse mellom arter.

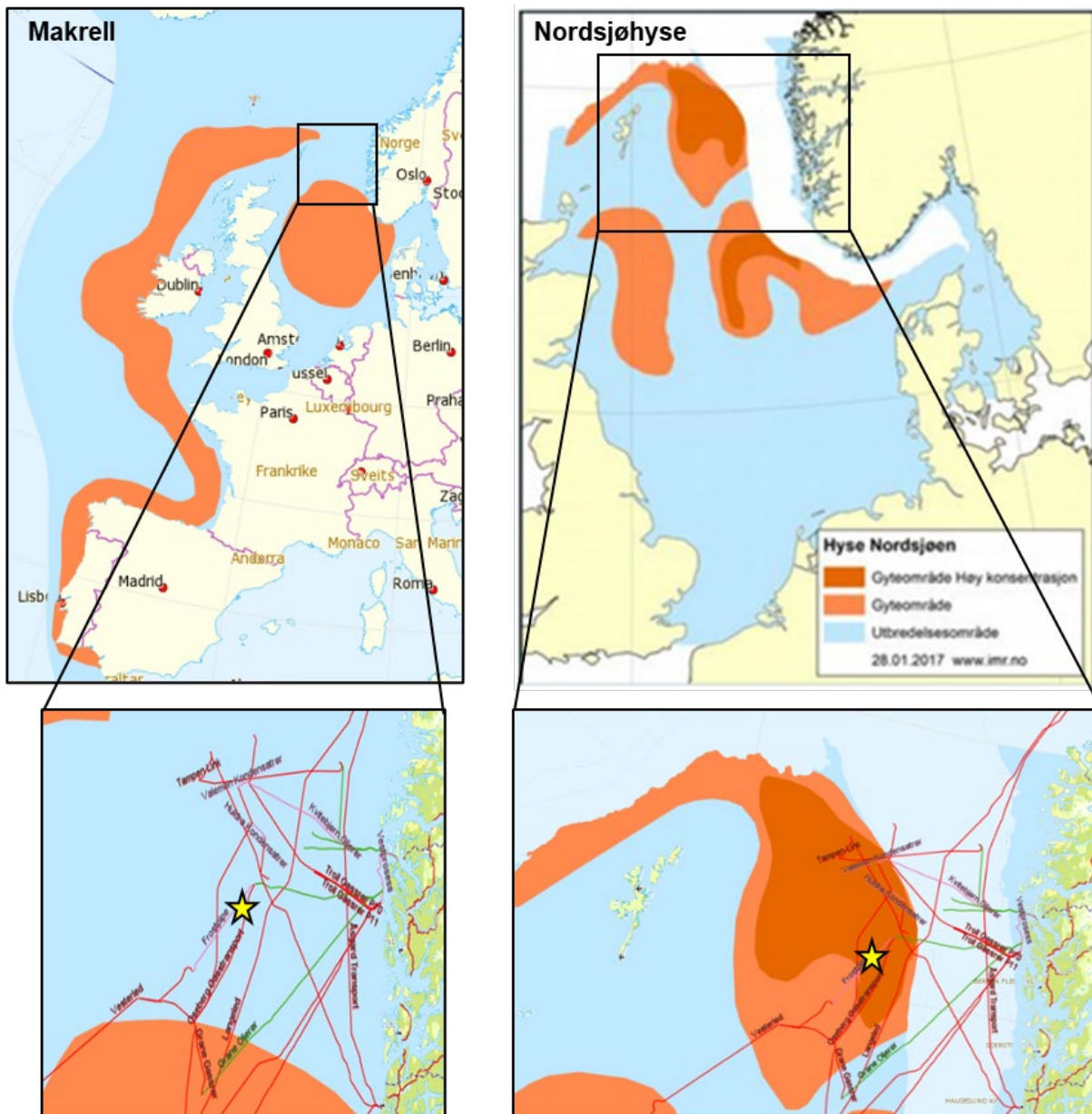
En del sårbare arter som tidligere var ganske vanlige i Nordsjøen har fullstendig forsvunnet (f.eks. tunfisk) eller blitt veldig sjelden (f.eks. kveite). De fleste bruskfisk er på et lavt bestandsnivå. Piggå var tidligere vanlig i Nordsjøen, men har nå en biomasse på bare 5% av den opprinnelige bestandsstørrelsen. De fleste skateartene er også på et lavt nivå og har forsvunnet fra store deler av Nordsjøen. Disse problemene er i stor grad knyttet til høyt fiskepress, men samtidig fører den pågående temperaturøkningen til at mange arter flytter sin utbredelse nordover. Tilsvarende får Nordsjøen "påfyll" av sydlige arter som er i ferd med å etablere seg der. Krafla-feltet ligger i gyte- og larveområde for blant annet torsk, hyse, hvitting, sei og nordsjømakrell. Det kan forventes at egg og larver fra andre gyteområder blir ført forbi Krafla.

Krafla ligger ved Vikingbanken som er viktig gyte, oppvekst- og beiteområde for en rekke arter (se Figur 5-4 og Figur 5-5). De planlagte anleggene på Krafla-feltet vil som figurene viser ligge innenfor gyte- og oppvekstområde til nordsjøhyse, nordsjøsei, nordsjøtorsk og øyepål. Vikingbanken har historisk vært et viktig gyteområde også for tobis. Gytebestanden av tobis har imidlertid vært kritisk lav på Vikingbanken de seneste årene. Det henvises til en detaljert diskusjon av samlet påvirkning på tobis fra Equinors aktiviteter i Vikingbankområdet i kapittel 9.2.

Gyteperiodene for de ulike artene er vist i Tabell 5-2.

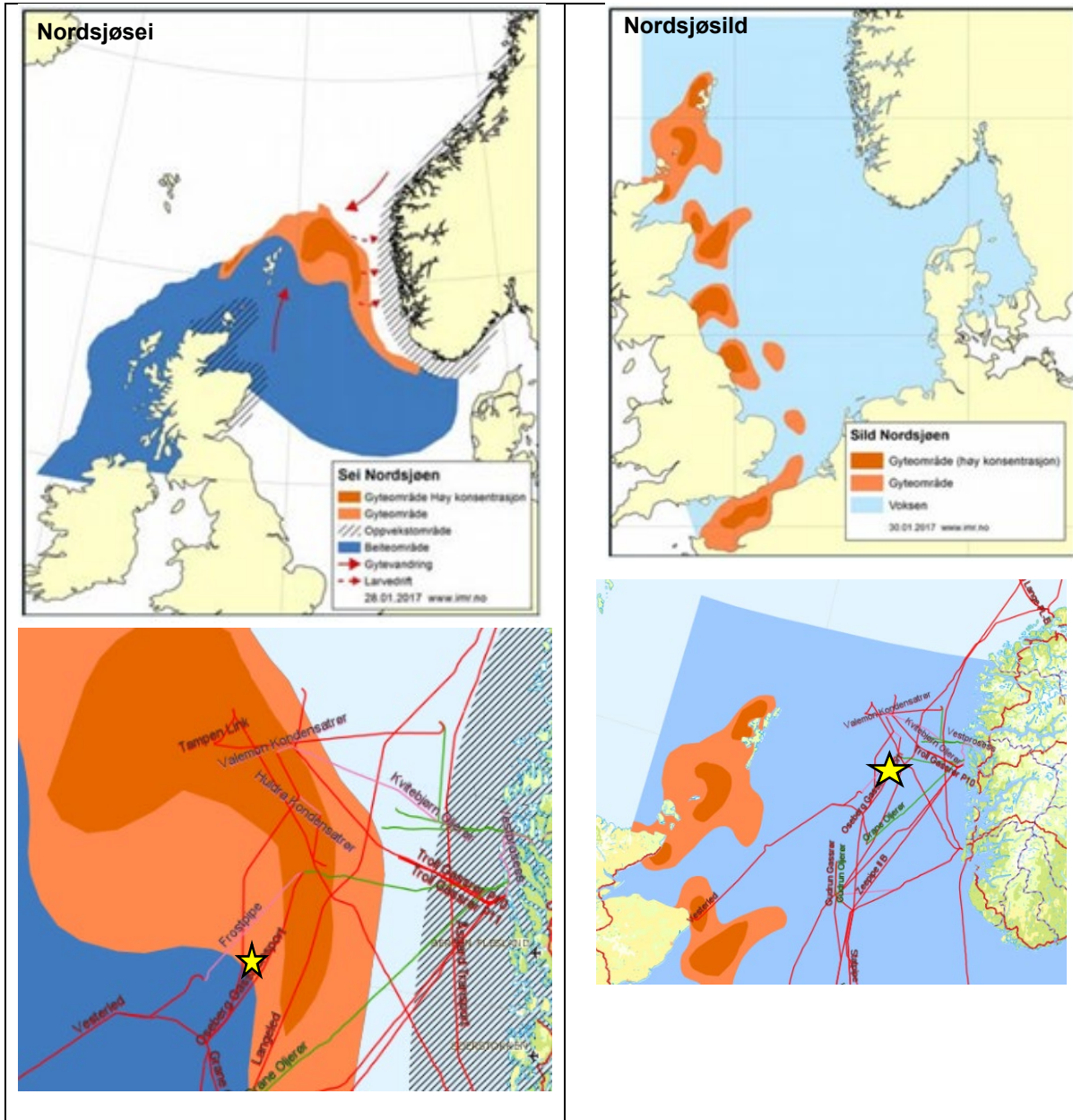
Tabell 5-2 Gyteperioder i Nordsjøen, utvalgte fiskearter. Kilde: Havforskningsinstituttets temasider for fisk; www.imr.no

Fiskeart	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Makrell (Nordsjøen og Skagerrak)					■	■	■					
Norsjøhyse			■	■	■							
Nordsjøsei		■	■									
Nordsjøsil	■							■	■	■	■	■
Nordsjøtorsk	■	■	■	■								
Tobis	■											■
Øyepål	■	■	■	■	■							



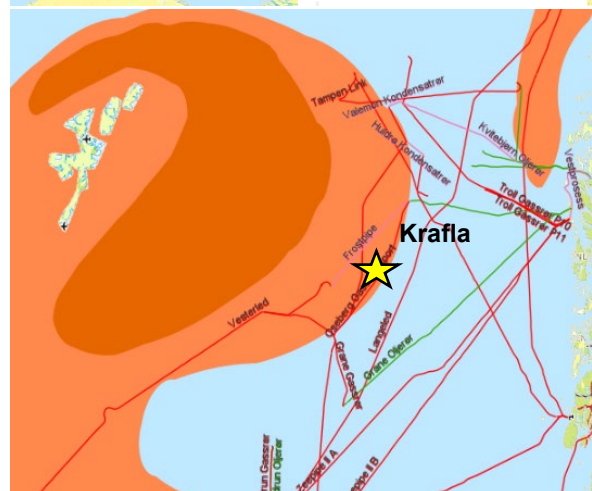
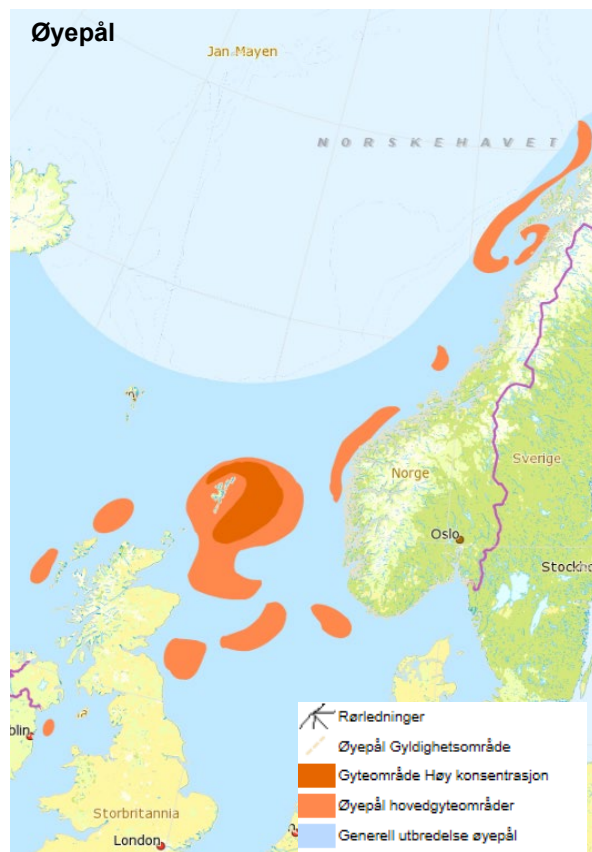
Krafla er markert med stjerne
Kilde: HI og Mareano.

Figuren fortsetter



Krafla er markert med stjerne
 Kilde: HI og Mareano.

Figur fortsetter



Krafla er markert med stjerne
 Kilde: IMR og Mareano.

Figur slutter.

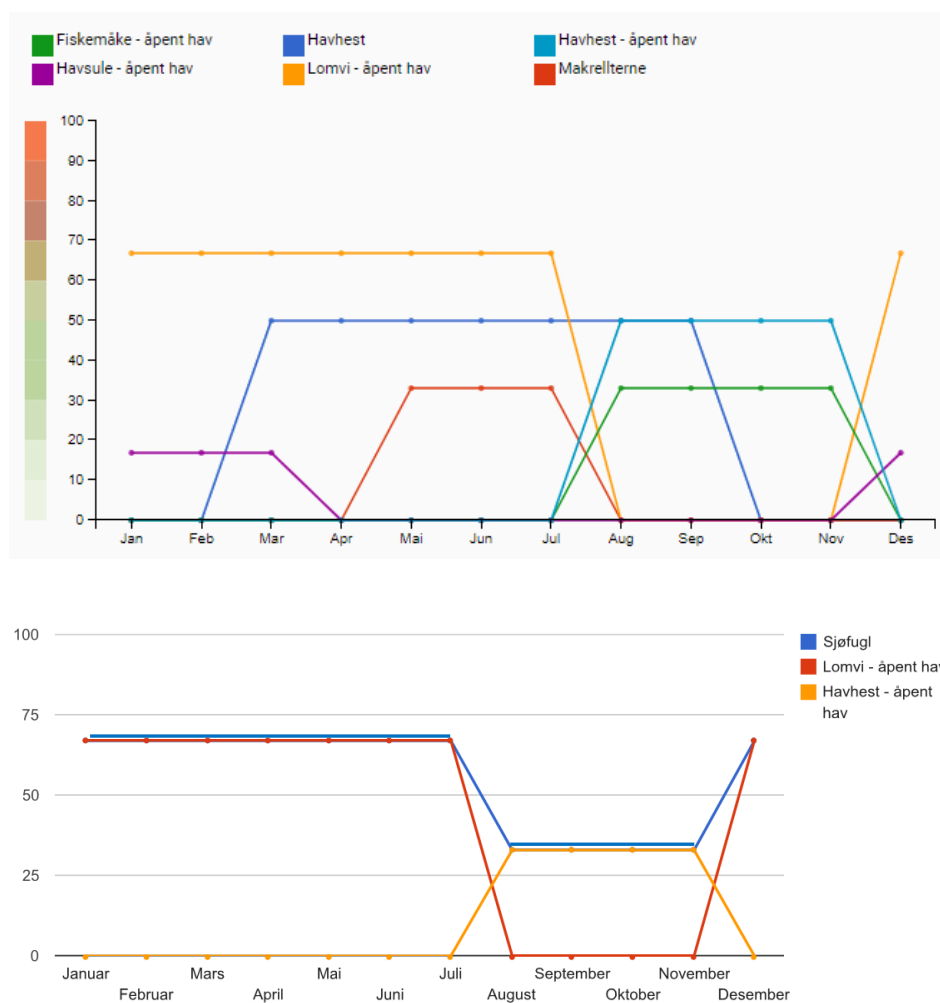
Figur 5-5 Gyte- og utbredelsesområder for utvalgte fiskearter i Nordsjøen.

5.6 Sjøfugl

Nordsjøen og Skagerrak er viktige områder for mange sjøfuglbestander. Sjøfuglene i området hekker i hovedsak i Sør-Norge og nordøstlige deler av Storbritannia. Utenfor hekkesesongen er Nordsjøen og Skagerrak viktige områder for mange sjøfuglbestander som er hjemmehørende i nordøstlige deler av Storbritannia og som trekker over Nordsjøen etter avsluttet hekking. Området tiltrekker seg også store antall sjøfugler fra både Norskehavet og Barentshavet. Mange sjøfuglarter har derfor viktige trekk-, raste- og overvintringsområder her.

Sjøfugl regnes som svært sårbare ovenfor oljeforurensning og de pelagisk dykkende artene (lomvi, alke, lunde og alkekonge) anses som den mest utsatte gruppen. Havhest og krykkje er klassifisert som sterkt truet (EN) og lomvi som kritisk truet (CR) i Norsk Rødliste 2021 (Artsdatabanken) /17/. Det vises til nærmere diskusjon i kapittel 9.1, Miljørisikoanalyse for Kraflafeltet /3/.

Det er mange sjøfuglkolonier på norskekysten i Nordsjøen og Skagerrak, men ingen store fuglefjell som lenger nord. Sjøfugl fra fuglefjellet på Runde (sør i Norskehavet) beiter i nordlige deler av Nordsjøen. En rekke ulike arter av sjøfugl er representert i Krafla-området. Vikingbanken representerer et viktig område for pelagiske sjøfugl gjennom året. Alkefugler, og spesielt lomvi har tilpasset seg matsøk på tobisfelt. Krafla-området og Vikingbankens betydning for sjøfugl gjennom året er vist i Figur 5-6.



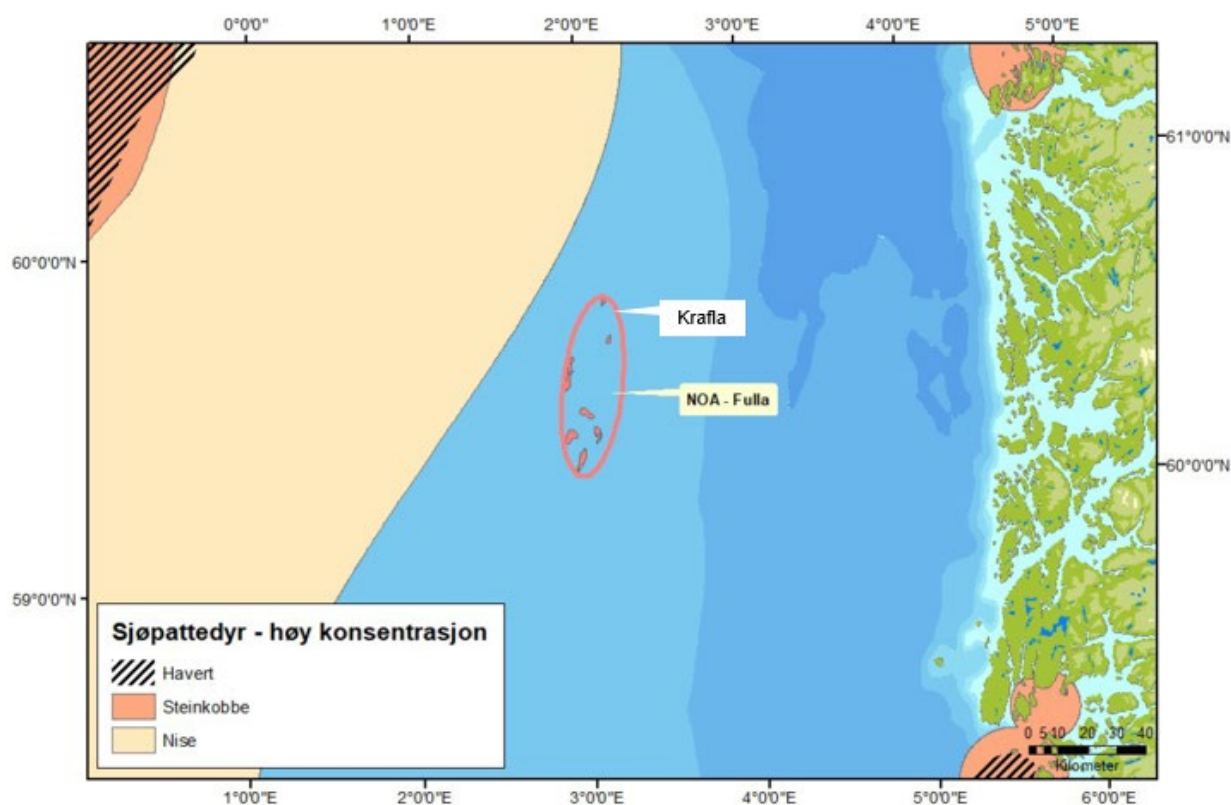
Miljøverdi er vist på y-aksen. For beregning av miljøverdi, se <http://www.havmiljo.no/Datagrunnlag>

Figur 5-6 Betydning av Krafla-området og Vikingbanken for sjøfugl gjennom året. Kilde: Arealverktøyet til forvaltningsplanen /22/.

Området hvor Krafla er lokalisert regnes som sårbart for lomvi i perioden desember-juli (miljøverdi 67 av 100) og som moderat sårbart (miljøverdi 50 av 100) for havhest i perioden mars-november. De samme områdene regnes også som noe sårbare for Havsule i perioden desember til mars (miljøverdi 17 av 100). (Arealverktøyet til forvaltningsplanen) /22/.

5.7 Marine pattedyr

Det er fem arter sjøpattedyr som dominerer i Nordsjøen; hvalartene nise, vågehval og kvitnos, og selartene havert og steinkobbe. Mens vågehvalen kommer på næringssøk i sommerhalvåret, er nise, kvitnos, havert og steinkobbe stedegne i Nordsjøen. Vikingbanken og Bergensbanken er beiteområde for hval som blant annet lever av tobis. Krafla-området regnes som et lite sårbart område for marine pattedyr gjennom hele året (miljøverdi <1 av 100) /22/.



Figur 5-7 Områder med høy konsentrasjon av nise, havert og steinkobbe i områdene rundt de planlagte Krafla og NOA Fulla utbyggingene. (Kilde: HI/Mareano).

5.8 Utsiving av metangass

Equinor har bestilt etter prosessering av tidligere innsamlede multistråle ekkolodd data (MBES) fra Krafla området og gjennomgått tilgjengelig seismikk og brønn informasjon. Det aktuelle området hadde følgende MBES datasett som er prosessert: ST15307: Askja SW- Madam Felle, ST15308 Beerenberg, ST18303: Askja site survey, ST18317: Krafla 3D site survey og ST21309: Askja. Datasettene dekker området som skal bygges ut og gir et godt situasjonsbilde før utbygging. Det ble funnet vannsøyle anomalier (gassbobler i vannsøylen) på to lokaliteter i det ene datasettet som indikere utsiving fra havbunnen, hvorav den ene er assosiert med en permanent plugget letebrønn. Datasettene dekker 8 letebrønner og de andre letebrønnene viste ingen indikasjon på utsiving av gass. Gjennomgang av tilgjengelig seismikk data fra området viser lommer med grunn gass, men ingen tydelige migrasjonsveier til havbunnen.

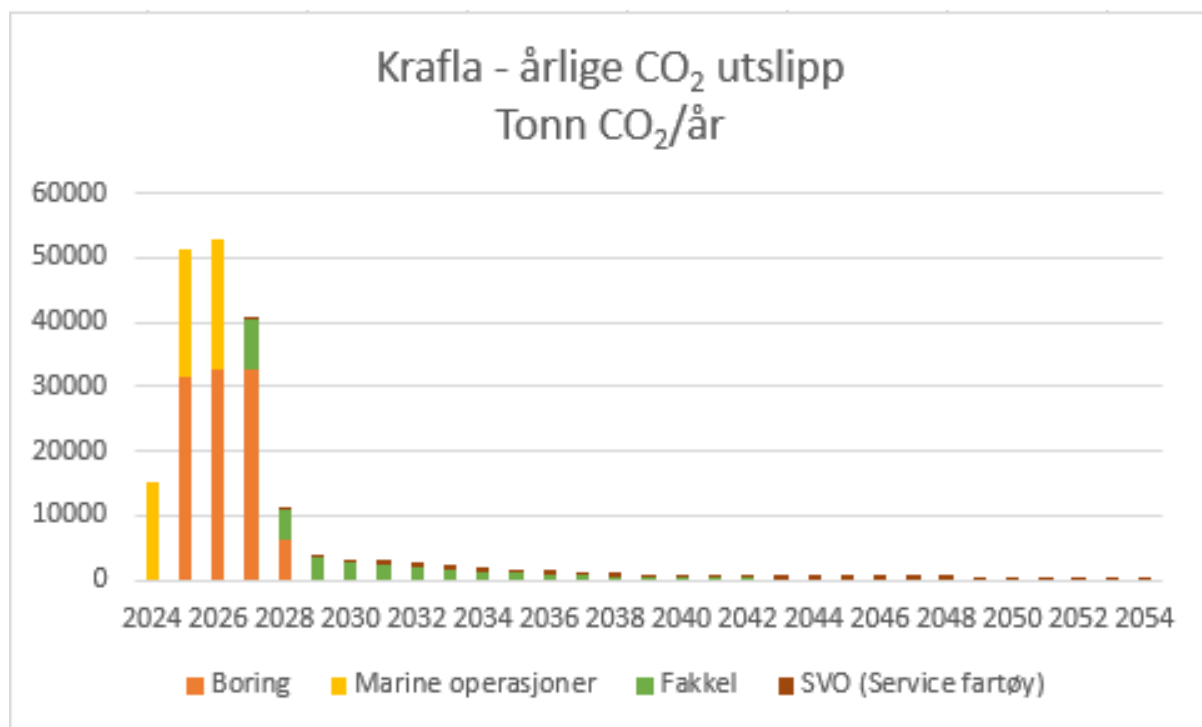
5.9 Kulturminner

Alle aktiviteter som innebærer inngrep på havbunnen, har potensiale for å skade eventuelle kulturminner. Store deler av havbunnen i Nordsjøen (ned til om lag 140 m dyp) var tørt land for om lag 12 - 18.000 år siden, og forekomst av kulturminner fra steinalderen kan ikke utelukkes, /28/. Krafla-feltet ligger på ca 105 m dyp og ligger derfor innenfor områder som kan ha vært bebodde i pre-historisk tid. Kulturhistorisk verneverdige skipsvrak vil kunne forekomme over hele Nordsjøen.

Sjøbunnen på Krafla-feltet er relativt godt kartlagt, og det er ikke gjort funn av kulturminner som vil berøres av utbyggingen. Dersom det likevel skulle gjøres slike funn innenfor områdene som blir påvirket av aktivitetene, vil Bergen Sjøfartsmuseum som rette marine kulturminnemyndighet bli kontaktet og videre håndtering avklares nærmere.

6 Utslipp til luft

Kraftbehovet på Krafla UPP i normal drift vil dekkes av kraft fra land. Utslipp til luft fra drift av installasjonen vil derfor være lave, mindre enn 2 000 tonn CO₂ pr. år i et normalt driftsår og synkende utover i produksjonsperioden, se Figur 6-1. Størst utslipp er knyttet til anleggsfasen, borefasen, og oppstartsfasen (2025-2029).



Figur 6-1 Estimerte CO₂-utslipp fra Krafla i anleggs- og driftsfasen.

6.1 Kraftforbruk og utslipp til luft fra boring

I forbindelse med boring og komplettering av brønner vil det være utslipp til luft fra kraftgenerering på boreriggen. Bore- og brønnoperasjonene vil medføre utslipp av CO₂, NO_x og mindre mengder SO₂ fra dieselmotorer på riggen.

Det vil bli boret i alt 24 brønner i årene 2025, 2026, 2027 og 2028 (frem til månedskiftet februar/mars). Totalt antall døgn med bore- og brønnoperasjoner er estimert til 1164 dager. Brønnene bores fra en hovedsakelig oppankret borerigg. Det er lagt til grunn et gjennomsnittlig dieselforbruk på 32 m³/døgn.

Tabell 6-1 Estimerte utslipp av CO₂ og NO_x fra borerigg.

Borerigg	2025	2026	2027	2028
CO ₂ utslipp (tonn)	31 500	32 850	32 850	6 120
NO _x utslipp (tonn)	671	700	700	130

6.2 Utslipp til luft i anleggsfasen

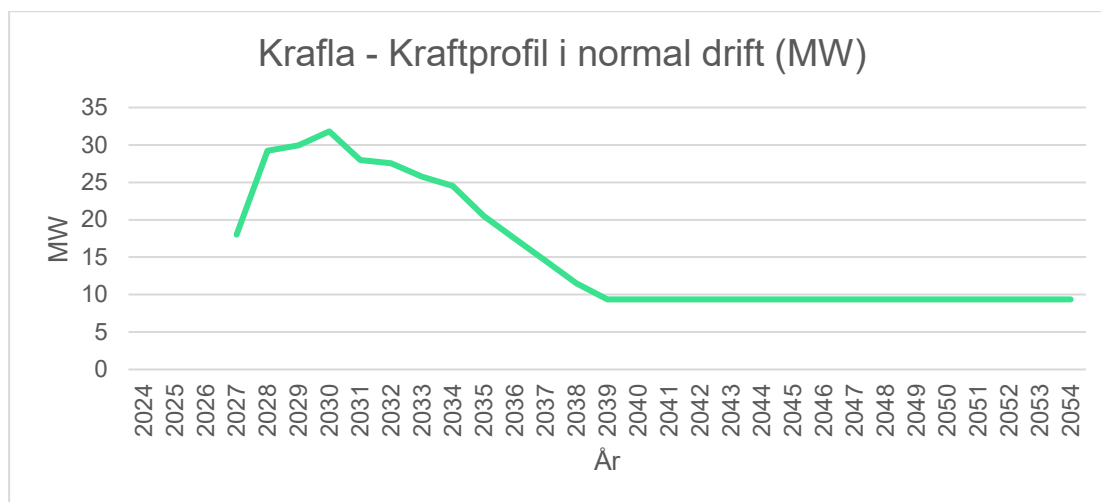
I anleggsfasen vil det bli utslipp fra kraftgenerering på fartøy knyttet til marine operasjoner i forbindelse med installasjon av rørledninger, kraftkabel, havbunnsinnretninger, sjøbunnsintervensjon og klargjøring for drift. Dieselmotorer på de involverte fartøyene vil gi utslipp av CO₂, NO_x og mindre mengder SO₂. Basert på erfaringstall fra tidligere prosjekter (bl.a. Snorre Expansion Project) er det estimert et samlet utslipp på 55 000 tonn CO₂ og 1200 tonn NO_x fordelt på årene 2024-2026.

Tabell 6-2 Estimerte utslipp av CO₂ fra anleggsaktivitet.

Fartøyer i anleggsfasen	2024	2025	2026
CO ₂ utslipp (tonn)	15.000	20.000	20.000
NO _x utslipp (tonn)	300	450	450

6.3 Kraftbehov og utslipp til luft fra drift av Krafla

Krafla-feltet skal forsynes med kraft fra land i driftsfasen. Det er ingen back-up til denne løsningen, og under normal drift vil det derfor være svært små direkte utslipp til luft. Prosjektet vurderer kontinuerlig energieffektive løsninger for å minimere kraftforbruket. Størst kraftbehov er ventet etter ca. 4 års produksjon i 2030 (nær 32 MW). Kraftforbruket synker deretter relativt raskt og jevnt og flater ut på rundt 10 MW i 2039 og vil holde seg på det nivået resten av produksjonsperioden (se Figur 6-2).



Figur 6-2 Kraftprofil for Krafla under normale produksjonsbetingelser.

Det største bidraget til utslipp til luft i driftsfasen er de estimerte utslippene fra fakkelen på Krafla UPP, se Tabell 6-3. Fakkeltutslippene vil være høyest de første årene i forbindelse med oppstart og innfasing av produksjon. Deretter faller utslippene til svært lave nivåer utover i produksjonsperioden i takt med synkende produksjon.

Tabell 6-3 Totale utslipp til luft i forbindelse med faking (tonn) gjennom produksjonsperioden på Krafla

CO ₂	NO _x	CH ₄	NMVOc
32 000	18	3	1

Krafla UPP er planlagt som en ubemannet plattform. Det vil gjennomføres ett årlig vedlikeholdsbesøk til plattformen i normal drift. Det benyttes i denne sammenheng et spesialtilpasset service-fartøy, SOV, som bl.a. er utstyrt med bevegelseskompensert gangbro til plattformen. Utslipp til luft fra SOV fartøyet i forbindelse med det årlige vedlikeholdet er estimert til 533 tonn CO₂/år og 12 tonn NO_x/år. Det er ingen helikopter-landingsplass på Krafla UPP.

De totale driftsutslippene over feltets levetid (Scope 1, inkluderer utslipp på Krafla UPP og boring) er ut fra dette estimert til 135 000 tonn CO₂ og 2200 tonn NO_x. Karbonintensiteten for Krafla er beregnet til 0,45 kg CO₂/boe (boe = fat oljeekvivalent). Gjennomsnittlig karbonintensitet for olje- og gassproduksjon på norsk sokkel ligger omkring 8 kg CO₂/boe.

De direkte utslippene fra diffuse kilder i prosessanlegget ventes å være relativt lave sammenlignet med andre installasjoner, trolig mindre enn 10 tonn metan pr. år og 5 tonn nmVOC pr./år.

6.4 Energieffektivitet og tiltak for utslippsreduksjon

Det jobbes kontinuerlig med energieffektiviseringstiltak i design og drift for Krafla. Selv om CO₂-utslippene på feltet vil være lave, så er det viktig å redusere indirekte utslipp fra kraftgenerering, og kostnader til kraftkjøp.

Anleggsfasen/Boring

Borerigg er ikke valgt ved ferdigstilling og høring av denne konsekvensutredningen. I forbindelse med rigg-anbudet blir leverandørene bedt om å bidra til å nå operatørens mål om å være ledende innen CO₂ effektivitet. Leverandørene skal presentere hvordan organisasjonen systematisk arbeider med mål om å øke boreriggens energieffektivitet og redusere utslipp til luft. Det skal presenteres en plan for hvordan energiforbruk på rigg kan reduseres. I rigg kontrakten vil det også inkluderes insentiv for energieffektivitet og fokus på lavere utslipp til luft under operasjoner.

Når rigg for prosjektet vurderes, vil energi effektivitet og mulige tiltak for å redusere utslipp til luft være en del av evalueringen. Tiltak for reduksjon av CO₂ utslipp kan grovt sett deles inn i tre områder; rigg energioptimalisering, lavutslipp drivstoff, mulig elektrifisering ved bruk av brenselcelle teknologi eller elektrifisering fra feltsenter via kabel. Forsyning av borerigg med kraft fra land har vært vurdert for Krafla, men tiltaket er forlatt på grunn av liten reduksjon av CO₂ utslipp og høye kostnader, se kapittel 3.6.2.

Det vil bli vurdert om mer miljøvennlig drivstoff kan benyttes på borerigg, marine installasjonsfartøy og forsyningsfartøy som alternativ til diesel. Innenfor lavutslipps drivstoff er det i dag kun biodrivstoff som er tilgjengelig i markedet for implementering. Utvikling pågår i samarbeid med industrien for også å ta i bruk ammoniakk, metanol, eller hydrogen-baserte løsninger som drivstoff til forbrenningsmotor eller til bruk i et brenselcellesystem.

Alle forsyningsfartøy på fast kontrakt med Equinor har pr. i dag landstrøm og batteri/hybrid teknologi. Tiltak som skrog- og propellvask, ruteoptimalisering samt intensivavtaler som belønner lavt drivstofforbruk er allerede implementert. For å oppnå den maritime klimaambisjonen om 50% reduksjon i utslippene i 2030 kreves likevel ytterligere energieffektiviseringstiltak, nye operasjons- og kontraktsmodeller, samt at lav- og nullutslippsfartøy basert på ny teknologi og nullutslippsdrivstoff tas i bruk.

Driftsfasen

Det vises til BAT-vurderinger i kapittel 3.6.

Kvotesystem og avgifter

Aktiviteten på feltet vil være omfattet av kvoteplikt under det europeiske kvotesystemet (ETS). Rettighetshaverne vil måtte kjøpe utslippskvoter for sine utslipp. I tillegg vil det bli betalt CO₂- og NO_x-avgift som for andre utslipp fra petroleumssektoren.

6.5 Konsekvenser av regulære utslipp til luft

Utslipp av CO₂ og CH₄ vil bidra til drivhuseffekt og global oppvarming. Flyktige organiske forbindelser (nmVOC) utgjør en heterogen gruppe forbindelser som både har klimaeffekt og bidrar til dannelsen av bakkenært ozon. Utslipp av NO_x vil bidra til forsurening i ferskvann og gjødslingseffekter (overgjødsling). Konsekvensen av utslipp til luft fra Krafla-feltet er svært begrenset siden feltet skal forsynes med kraft fra land i normal drift og har svært lave utslipp til luft. Sammenlignet med årlige utslipp fra andre felt i nordre del av Nordsjøen (Oseberg, Troll, Gullfaks, Snorre, Statfjord) /25/, utgjør utslippene fra Krafla en meget liten andel på mindre enn 0,1%.

I forhold til forsurening er det dokumentert en forbedring i Sør-Norge de siste tiårene som følge av utslippsreduksjoner generelt i Europa. Overskridelse av tålegrensene skyldes i svært liten grad utslipp fra petroleumsvirksomheten, anslått til mindre enn 3 prosent. I forhold til overgjødslingseffekter overskrides tålegrensene i enkelte områder. Bidraget til nitrogenavsetning fra petroleumsvirksomheten totalt sett kan utgjøre 7-9% i mindre områder ytterst på kysten fra Sogn og nordover. Utslippene fra Krafla-feltet blir i denne sammenheng helt marginale, og det konkluderes derfor at Krafla ikke vil bidra til forsurening eller overgjødslingseffekter av noen betydning, se Helhetlig forvaltningsplan for det marine miljø i Nordsjøen og Skagerrak, Sektorutredning petroleum og Samlet påvirkning og miljøkonsekvenser, /23/.

7 Utslipp til sjø og kjemikalier

7.1 Bore- og brønnoperasjoner

Det planlegges boret i alt 24 brønner i Krafla-området fordelt på 7 oljeprodusenter, 8 gassprodusenter, 3 vanninjektorer og 6 prospektbrønner. Alle brønnene vil bli boret fra én flyterigg i løpet av årene 2025, 2026, 2027 og de to første månedene i 2028. Boreriggen vil hovedsakelig være oppankret under boring. Boreaktiviteten vil være helårlig.

Ved boring av de øverste brønnseksjonene på 36" og 26" vil det bli benyttet vannbasert borevæske. Borekaks og borevæske fra boring av disse seksjonene vil bli sluppet ut på sjøbunnen. En pumpe vil sørge for å transportere kaks med vedheng av borevæske bort fra selve borestedet (50-100m).

17,5", 12,25" og 8,5" seksjonene vil bli boret med oljebasert borevæske. Borekaks fra boring med oljebasert borevæske vil bli fraktet til land for rensing og sluttdisponering. Det er ingen utslipp til sjø ved boring av disse seksjonene.

Mengder borekaks og borevæske fra planlagt boreaktivitet på Krafla fremgår av Tabell 7-1. Typisk sammensetning av bore- og kompletteringsvæsker er vist i Tabell 7-2.

Tabell 7-1 Utslipp av borekaks og borevæske ved planlagte boreoperasjoner på Krafla-feltet.

Boring med vannbasert borevæske (Utslipp av kaks og borevæske på sjøbunnen)					
Brønnseksjon	36	26		SUM 1 brønn	SUM 24 brønner
Seksjon lengde (meter)	80	1048		1128	
Utvasking (%)	20	20			
Vedheng av borevæske (m ³ /m ³)	1,0	1,0			
Tetthet borevæske	1,03	1,03			
Teoretisk hull volum (m ³)	53	359		412	
Hullvolum inklusive utvask (m ³)	63	431		494	
Volum borevæske (m ³)	63	431		494	11 856
Teoretisk kaksmengde (tonn)	137	933		1070	
Kaksmengde inklusive utvask (tonn)	164	1120		1284	30816
Totalt Kaks + borevæske (tonn)	229	1564		1793	43032

Boring med oljebasert borevæske (Kaks og borevæske tas til land for sluttbehandling)					
Brønnseksjon	17,5	12,25	8,5	SUM 1 brønn	SUM 24 brønner
Seksjon lengde (meter)	1302	1014	948	3264	
Utvasking (%)	10	10	10		
Vedheng av borevæske (m ³ /m ³)	0,7	0,7	0,7		
Tetthet borevæske	1,5	1,5	1,3		
Teoretisk hull volum (m ³)	202	77	35	314	
Hullvolum inklusive utvask (m ³)	222	85	38	345	
Volum borevæske (m ³)	156	59	27	242	5808
Teoretisk kaksmengde (tonn)	525	200	90	816	
Kaksmengde inklusive utvask (tonn)	578	221	99	898	21552
Totalt Kaks + borevæske (tonn)	811	310	134	1255	30120

Tabell 7-2 Oversikt over typisk innhold av komponenter i vannbaserte og oljebaserte bore- og kompletteringsvæsker (brønnopprenskingsvæske).

Komponent	Funksjon	Vannbasert borevæske	Oljebasert borevæske	Kompletteringsvæske
Kjemikalier i bore- og kompletteringsvæsker				
Bentonitt	Viskositetsmiddel	x		
Barytt	Tetthetskontroll	x	x	
pH Kontroll	pH Kontroll	x		
KCl (Kalium Chloride)	Leirskifer-stabilisator	x		
CaCO ₃ (Lime)	pH Kontroll		x	
Na ₂ CO ₃ (Soda Ash)	pH Kontroll	x		
Base Olje	Base Olje		x	
Viskositetsmiddel	Viskositetsmiddel	x	x	
Emulgator	Emulgator		x	
CaCl ₂ (Calsium Chloride)	Leirskifer-stabilisator		x	
Filtertapskontroll	Filtertapskontroll	x	x	
Korrosjonsdemper	Korrosjonsdemper			x
K ₂ CO ₃ (Kalium Carbonate)	pH Kontroll	x		
KOH (Liquid Kalium hydroxide)	pH Kontroll	x		
MEG	Hydrathemmer			x
(NH ₄) HSO ₄ (Ammonium Bisulfite)	O ₂ fjerner			x
Biosid	Biosid			x
NaHCO ₃ (Natrium Bicarbonate)	pH Kontroll	x		x
Organiske syrer og enzymer	Breaker			x
O ₂ fjerner	O ₂ fjerner			x

Kjemikalier blir klassifisert og delt inn i fargekategorier ut fra sine miljøegenskaper (giftighet, bioakkumulerbarhet og bionedbrytbarhet), jf. aktivitetsforskriften § 63 og "Harmonized Offshore Chemicals Notification Format" (HOCNF):

	I utgangspunktet ikke tillatt å slippe ut kjemikalier i svart kategori
	Kjemikalier i rød kategori kan være miljøfarlige og skal derfor prioriteres for utskifting med mindre miljøfarlige alternativer.
	Kjemikalier i gul kategori omfatter stoffer som ut ifra iboende egenskaper ikke defineres i svart eller rød kategori og som ikke er oppført på PLONOR-listen i grønn kategori.
	OSPAR-konvensjonens PLONOR-liste. Disse kjemikaliene vurderes å ha ingen eller svært liten negativ miljøeffekt.

Analysene som er utført i forbindelse med tobis sårbarhet, ref. kapittel 9.2, viser at bore- og brønnaktivitetene med størst potensiell påvirkning er mulig utslipp i forbindelse med boring av reservoar i oljeproducenter. Oljeproducentene på Krafla-feltet er fordelt mellom Krafla og Askja, med 4 planlagte oljebørner på Krafla og 3 på Askja. De mest sårbare periodene vurderes å være fra februar til april. Mulige alternativ som vurderes for å minimere sannsynlighet for oljeutslipp i de mest sårbare periodene er batchaktiviteter i forbindelse med boring av overliggende lag, og å begrense reservoarboring, så langt som mulig, til boring av gassproducenter og vanninjektorer i perioden fra februar til april.

7.2 Brønnopprenskning før oppstart av brønner

All brønnopprenskningsvæske fra Krafla-feltet er i utgangspunktet planlagt transportert til Aker BPs NOA PdQ plattform og derfra videre til Sture-terminalen for sluthåndtering.

Det gjennomføres en samlet BAT-vurdering for brønnopprenskning fra Krafla og NOA Fulla i samarbeid mellom Aker BP og Equinor. Det henvises til kapittel 3.6.11 for nærmere diskusjon av planene for brønnopprenskning.

7.3 Utslipp fra hydraulikksystemet

Det planlegges et hydraulikksystem med åpen retur på Krafla-feltet. Utslipp til sjø av hydraulikkvæske fra operasjon av havbunnsventiler på i alt 24 brønnhoder er beregnet til 15 000 liter pr. år. Hydraulikkvæsken består hovedsakelig av vann og monoetylenglykol (MEG) med tilsats av ca 10% av kjemikaliet Oceanic ECF som har miljøklassifisering Gul Y1. Dette er en nyutvikling i forhold til et mindre miljøvennlig produkt (Oceanic HW443 Gul Y2) som ofte ble benyttet tidligere. Se BAT-vurdering av kontrollsystemet for havbunnsanlegget i kapittel 3.6.6.

7.4 Klargjøring av rørbunter, feltinterne produksjonsrørledninger og eksportørledninger for olje og gass

Rørbunter

Mellom brønnrammer og Krafla UPP vil rørledninger, kjemikalierør, hydraulikkrør, strøm og kontrollkabler ligge i rørbunter. Kobling mellom rørbunter og andre fasiliteter skjer med bruk av sammenkoblingsrør (ekspansjonssløyfer, spools).

Rørbunter fabrikkeres i Skottland og det utføres rengjøring, trykktesting, tørking og nitrogen eller luftfylling i alle større rør. Service linjen fylles med en MEG/ferskvannsblanding.

Ved installasjon av rørbunter på sjøbunn, sjøvannsfylles bære-rør for stabilitet. Bære-røret forsegles når det er sjøvannfylt og biocid løses i vannet og forhindrer mikrobisk induisert korrosjon gjennom rørets levetid.

For rørbuntene omfatter PCO-aktivitetene:

- Vanninjeksjonsrør og rør for oppvarming i rørbunt fylles med behandlet sjøvann, typisk biocid og oksygenfjerner. Dette gjøres som forberedelse til oppkobling av ekspansjonssløyfer.
- Produksjonsrør og rør for gassløft forblir N₂ fylt frem til oppstart av feltet
- Ekspansjonssløyfer installeres sjøvannsfylte. Ekspansjonssløyfer for gassløft fylles med MEG og N₂. Ekspansjonssløyfer for produksjon fylles med MEG. Sjøvann samt noe MEG fortreges til sjø.
- Stigerør sjøvannsfylles. Som forberedelse til oppstart vil N₂ og MEG injiseres i disse som hydrat forebygging tiltak. Sjøvann samt noe MEG fortreges til sjø.
- Varmerør fylles med en ferskvann/MEG blanding før oppstart. Sjøvann samt noe MEG fortreges til sjø.
- Oppkoblingspunkter vil lekkasjetestes gjennom trykktesting.
- Utslipp til sjø av sjøvann tilsatt noe MEG vil finne sted i de respektive sammenkobling/ekspansjonssløyfe områdene.

Rørledninger mellom Krafla UPP og NOA PdQ

Mellom Krafla UPP og NOA PdQ vil det installeres rørledninger for vanninjeksjon, MEG, TEG og væske eksport. Rørene kobles opp til fasiliteter ved bruk av sammenkoblingsrør/ekspansjonssløyfer

For de feltinterne rørene omfatter PCO-aktivitetene:

- Rørene installeres og vannfylles for stabilitet. Det benyttes hhv sjøvann og ferskvann avhengig av material.
- Rør og ekspansjonssløyfer trykktestes.
- Vanninjeksjonsrør kobles til tilsvarende rør i rørbunt.
- MEG rørledning kobles til tilsvarende rør i rørbunt.
- TEG røret kobles til stigerør i begge ender hhv Krafla UPP og NOA PdQ.
- Væske eksport røret kobles til stigerør i begge ender hhv Krafla UPP og NOA PdQ.
- MEG og TEG rørene fylles ved oppstart, vannet i disse rørene samt noe MEG/TEG fortreges til sjø.
- Væske eksport røret fra Krafla UPP til NOA PdQ hydrokarbon fylles ved oppstart av eksport. Det meste av vannet fortreges til sjø ved NOA PdQ. Resten av vannet følger oljeeksporten til Sture.
- Vanninjeksjonsrøret skal fylles med vann av injeksjonskvalitet før oppstart. Sjøvannet og noe injeksjonsvann fortreges til sjø ved Krafla UPP.

Eksport rørledninger for olje og gass fra Krafla UPP og NOA PdQ

Mellom NOA PdQ og OTS rørledning skal det installeres et oljeeksportrør. Mellom NOA PdQ, Krafla UPP og Statpipe vil det installeres et gasseksportrør. Krafla UPP er koblet til gasseksportrøret via et T-stykke på eksportrøret. Rørene kobles opp til fasilitetene ved bruk av sammenkoblingsrør/ekspansjonssløyfer.

For eksportrørene omfatter PCO-aktivitetene:

- Rørene installeres og vannfylles for stabilitet. Det benyttes kjemikaliebehandlet sjøvann.
- Rør og ekspansjonssløyfer trykktestes.
- Ekspansjonssløyfer mot Statpipe og UPP vil spyles med TEG og fylles deretter med N₂.
- Oljerøret vanntømmes under oppstart ved at mesteparten av vannet spyles til sjø ved koblingspunkt mot OTS rørledning. Resterende vann følger produsert olje til Sture.
- Gassrøret vanntømmes ved at det importeres gass fra Statpipe som driver et pigtog mot NOA PdQ hvor vannet slippes ut til sjø.

Oksygenfjerner, monoetylglykol (MEG), trietylen glykol (TEG), biocid og fargestoff vil benyttes i forbindelse med klargjøring av rørledninger. På feltet vil gel benyttes for å hindre inntrenging av sjøvann under sammenkobling av rørledninger og ekspansjonssløyfer. I rørbuntenes bære-rør installeres biocid (i fastform) under bygging. En oversikt over planlagt kjemikaliebruk er gitt i Tabell 7-3.

Det vil bli søkt om utslippstillatelse for samtlige ovennevnte PCO aktiviteter til Miljødirektoratet.

Tabell 7-3 Kjemikaliebruk (kombinert forbruk og utslipp) knyttet til rørledninger på Krafla.

Komponent	Feltinterne rør (m ³)	Oljeeksportrør (m ³) Utslipp ved OTS	Gasseksportrør (m ³) Utslipp ved NOA PdQ
OR 13 (Oksygenfjerner)	2	4	5
MEG	500	100	--
TEG	200	--	100
RX-9022 (fargestoff)	1	1	1
GEL B883/B520	15	--	--
MB544C (biocid)	1	8	10
RX5720 (solid biocid)	2528 kg.	--	--

7.5 Produsert vann og kjemikalier

Alt produsert vann fra Krafla-feltet transporteres til NOA PdQ plattformen for rensing og injeksjon i undergrunnen. Det er derfor ingen utslipp av produsert vann fra Krafla UPP.

Kjemikalier som benyttes i produksjonen på Krafla-feltet forsynes i sin helhet fra NOA PdQ, og vil returneres til NOA PdQ med væskeeksporten (olje/vann) fra Krafla UPP. Oljeløselige kjemikalierester vil følge olje fasen gjennom sluttprosesseringen på NOA PdQ mens vannløselige komponenter vil følge vannfasen gjennom prosessanlegget og injiseres med produsert vann i undergrunnen.

En foreløpig oversikt over estimert behov for kjemikalier i Krafla-produksjonen er gitt i Tabell 7-4.

Tabell 7-4 Forbruk av produksjonskjemikalier på Krafla. Kjemikalierester i produsert vann går til injeksjon i undergrunnen fra NOA PdQ.

Kjemikalie	Konsentrasjon, ppmv	Mengde/dag (maksimalt) - l/d	Kontinuerlig/batch	Løselighet vann/olje/gass
Avleiringshemmer	10-50	150	Kontinuerlig	Vann
Skumhemmer	1-30	200	Kontinuerlig	Olje
Vokshemmer	20-100	200	Kontinuerlig	Olje
Biosid	500-2000	500	Batch	Vann
Flokkulant	5-20	80	Kontinuerlig	Vann
Asfaltenhemmer	50-300	600	Kontinuerlig	Olje
Emulsjonsbryter	-	100	Kontinuerlig	-
Korrosjonshemmer	10-30	130	Kontinuerlig	Olje/Vann
H ₂ S -fjerner	3-10/ kg H ₂ S	230	Kontinuerlig	Multifase

Det vises til Aker BPs konsekvensutredning for NOA Fulla for detaljert beskrivelse av anleggene for rensing og injeksjon av produsert vann, og miljørisikoen knyttet til utslipp av produsert vann og kjemikalier i perioder når produsert vann injeksjon ikke er tilgjengelig.

Det eneste kjemikalieutslippet som etter planen vil finne sted på Krafla UPP i normal drift er et restutslipp av natrium hypokloritt (NaClO) som benyttes for fjerning av organisk materiale fra sjøvann som benyttes til kjøling av kompressorene. Forbruket av natrium hypokloritt er estimert til 44 kg/år.

7.6 Kjølevann

Direkte sjøvannskjøling er valgt for kjøling av kompressorene på Krafla UPP. De to sjøvannsløftepumpene er av typen neddykket sentrifugalpumpe med motorer plassert på plattform dekk. Pumpene er plassert i en caisson med inntaksdyp på 72 meter. Sjøvannsuretten slippes ut via en dumpecaisson på 25 meters dyp, og med en temperatur på 20-35°C. Temperaturøkning i omgivelsene på grunn av dette utslippet er av Aibel vurdert å være marginal og ikke medføre konsekvenser for marint liv av betydning /1/. Sjøvannsløftepumpene er utslippsfrie.

7.7 Vanninjeksjon

Injeksjonsvann i form av sulfatredusert sjøvann forsynes til Krafla fra NOA PdQ. Den henvises til Aker BPs konsekvensutredning for NOA Fulla for utdypende diskusjon av miljøaspekter knyttet til sulfatrensingen (SRA anlegget).

7.8 Konsekvenser av regulære utslipp til sjø.

Utslipp av borekaks og -væske

Et betydelig antall forskningsprosjekter om mulige miljøskadelige virkninger av utslipp fra borevirksomhet på marine organismer i vannsøylen og på havbunnen har blitt utført av norske forskningsmiljøer de siste 20 årene. En oppsummering av disse er utarbeidet av Bakke et al. (2013) /9/, /10/.

Eksperimentelle undersøkelser har vist at vannbasert borevæske kan gi effekter som er alvorlige for de individene som blir eksponert, men at effektene sannsynligvis er begrenset i tid og rom (Bakke et al. 2013), /9/.

Området som vil bli påvirket av nedslamming av borekaks er avhengig av strømforhold i området der kaksen slippes ut. Partikler vil videre spres ut fra borestedet, men mengden som legger seg på bunnen vil gradvis avta utenfor nærsone (rundt 100 m fra borestedet) til et ubetydelig nivå lenger bort. Det er funnet effekter på bunnfauna når tykkelsen på sedimentert borekaks blir 3 mm eller mer (Trannum et al. 2010) /32/. Effekter på makrofauna forekommer vanligvis i en 250 m radius fra utslippspunktet og forekommer sjeldent lenger ut enn 500 m (Bakke et al. 2013) /9/.

Regner en at inntil 500 m rundt hver brønnramme i Krafla kan påvirkes, vil dette havbunnsarealet utgjøre mindre enn 5 km². Effektene vil trolig ikke være målbare på bestandsnivå for bunnlevende organismer. Mulighetene for rekolonisering fra omkringliggende bunnområder er også gode, og etter endt boring vil bunnfaunaen etter en tid vende tilbake til en tilnærmet naturtilstand (Gates et al. 2016), /33/.

Ut fra resultatene kan man trekke den konklusjonen at vannbasert borevæske og kaks kan gi biologiske effekter på fisk både som suspensjon i vannmassene og etter sedimentering. Effektene synes først og fremst å komme av fysisk stress, men også oksygenreduksjon i sedimentet og kjemisk toksisitet kan spille en rolle. Kaks i vannsøylen har ved forsøk gitt effekter ved konsentrasjoner som normalt vil forekomme ut til maksimalt 1 – 2 km fra utslippene. Strømforhold, utslipp ved bunn eller overflate og partikkelstørrelse vil være avgjørende for hvor lenge suspensjonen befinner seg i vannsøylen. Suspensjoner av kaks og borevæske sedimenterer og vil være borte fra vannsøylen noen timer etter at utslippet har stanset.

Den sedimentlevende fisken tobis (*Ammodytes sp.*) har vært mye fokusert i forbindelse med havbunns-påvirkende aktiviteter i Nordsjøen. Det henvises til en detaljert diskusjon av samlet påvirkning på tobis fra Equinor's aktiviteter i Vikingbankområdet i kapittel 9.2.

Yngre livsstadier av pelagisk fisk er individuelt sårbare ved eksponering til hydrokarboner, kjemikalier eller partikler i vannsøylen. Det er likevel lite trolig at utslipp av borekaks og borekjemikalier vil ha noen effekter på disse fiskene, ettersom eksponeringen er svært begrenset i tid og rom sammenlignet med utbredelses-områdene i åpent hav.

Utslipp i drift

Med hensyn til miljøkonsekvenser av utslipp av produsert vann og kjemikalier som vil finne sted på NOA PdQ, vises til dokumentasjon i Aker BPs konsekvensutredning for NOA Fulla.

8 Fysisk påvirkning og støy

Installasjon av plattform og brønnrammer, rørbunter med tilkoblingsrør til brønnrammene, feltinterne enkeltrør, rør for eksport av olje og gass, steininstallasjoner for overdekning og stabilisering samt ankerhåndtering for borerigg vil medføre fysisk påvirkning på sjøbunnen.

Utslipp av borekaks vil også fysisk påvirke sedimentenes egenskaper og betingelsene for organismene som lever der. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 7.1 og 7.8.

Undervannsstøy kan komme fra boring, skipstrafikk, dynamisk posisjonering, installasjonsarbeider vibrasjoner samt seismikk. Det foregår innsamling av seismikk i Kraflaområdet sommeren 2022 (juni-august), dvs. knyttet til leteaktivitet, og er ikke formelt en del av PUD og konsekvensutredning for Krafla. Det er ikke konkrete planer om ytterligere seismikkskyting på Krafla pr. i dag, men det kan heller ikke utelukkes helt. Det vil bl.a. avhenge av driftserfaringer. Konsekvenser av støy fra seismikkskyting er inkludert i konsekvensdiskusjonen nedenfor.

Fysiske inngrep kan også komme i konflikt med kulturminner.

8.1 Konsekvenser av fysiske inngrep og støy

Fysiske inngrep på sjøbunnen har et potensiale for å skade bunnlevende organismer. Krafla-feltet ligger nær Vikingbanken som historisk har vært et viktig gyteområde for tobis. Det henvises til en detaljert diskusjon av samlet påvirkning på tobis fra Equinor's aktiviteter i Vikingbankområdet i kapittel 9.2. Det har vært en viktig målsetting for Krafla-prosjektet å unngå negativ påvirkning av miljøet på Vikingbanken. Utbyggingen innebærer derfor ingen installasjon av infrastruktur inne på Vikingbanken.

Oppankring av borerigg, installering av innretninger og legging av feltinterne rørbunter, rørledninger og kabler vil forstyrre havbunnen lokalt. Dette vil være i form av direkte fysiske inngrep, men også ved midlertidig oppvirvling av sedimenter fra aktivitetene, som generelt avsettes igjen relativt raskt.

Den største påvirkningen vil være knyttet til installering av feltinterne rørledninger og kabler, med tilhørende tiltak for beskyttelse. Det er estimert et betydelig behov for steindumping, særlig langs rør- og kabeltraséen mellom Krafla UPP og NOA PdQ, estimert til om lag 100 000 tonn stein. Det gjøres tiltak for å begrense mengden stein mest mulig, bl.a. ved å legge aktuelle rør og kabler i samme trasé så langt dette er mulig. Det er ventet kun begrenset behov for steindumping for rørbuntene og kun dersom det oppstår frie spenn. Det vil også være noe installasjon av stein i forbindelse med eksportrørene for olje og gass. Fauna som dekkes ved steindumping vil gå tapt, mens steinen etter hvert vil gi grobunn for andre bunndyr.

Som nevnt vil også selve installeringen, inkludert steindumping, virvle opp sedimenter som spres noe lokalt før de igjen avsettes. Det er ikke påvist sårbar bunnfauna som kaldtvannskoraller eller svampaggregeringer, som er særlig utsatt ved høy sedimentasjon. Lokal bunnfauna (flerbørstemark, slangestjerner, små krepsyr, osv) vil være relativt robust for slik påvirkning. Kun i nærområdet til aktiviteten vil immobil bunnfauna kunne gå tapt. NOROGs veileder for sårbar bunnfauna/habitater (NOROG 2019) /27/ angir at selve rørleggingen påvirker et område på inntil 5 m ut fra røret, mens steininstallasjon påvirker 5-15 m utenfor. Grøfting kan ha større påvirkning, avhengig av teknikk, sedimentforhold og lokal strøm. Totalt påvirket område fra rørlegging og steininstallasjon kan således antas å være om lag dobbelt så stort som arealet dekket av steinfillingene,

Støy i forbindelse med utbygging og drift av Krafla vil kunne påvirke marine pattedyr og fisk. Støypåvirkning på tobis er spesielt dokumentert i kapittel 9.2.3. Virkninger på fisk er særlig knyttet til seismikkskyting. Direkte skader på fiskeegg og-larver fra seismikkskyting er begrenset til det umiddelbare nærområdet for luftkanonene (<5 m). Atferdsendringer som følge av støy er sannsynligvis begrenset til tiden mens seismikkskytingen pågår, men kan potensielt forekomme hos fisk flere nautiske mil fra området det samles inn seismikk fra.

Fisk vil kunne høre lyd fra boreoperasjoner, men ettersom det vil være jevn lyd og ikke impulslyder som i seismikkskyting, er det sannsynlig at fisken venner seg til dette og ikke påvirkes nevneverdig. Virkningen på fisk av støy fra boring er her vurdert som ubetydelig, mens virkningen på sjøpattedyr er vurdert som liten. Lavfrekvent during fra boreaktiviteter vil kunne merkes av, og muligens negativt påvirke hval over hele Krafla-feltet, men om lyden strekker seg utover feltet er usikkert. Krafla ligger i et område av Nordsjøen som regnes som et lite sårbart havområde for sjøpattedyr gjennom hele året (miljøverdi <1 av 100. (Havmiljø.no))

Alle aktiviteter som innebærer inngrep på havbunnen har potensiale for å skade eventuelle kulturminner. Muligheten for forekomst av kulturminner på Krafla-feltet er diskutert i 5.9. Det er ingenting som tyder på forhøyet konsentrasjon av kulturminner i Krafla-området. Det kan likevel ikke utelukkes helt at funn av kulturminner blir gjort i forbindelse med anleggsarbeidene. Ved eventuelle funn vil det umiddelbart bli tatt kontakt med kulturminnemyndighetene i samsvar med bestemmelsene i Kulturminneloven § 14.

Kulturminner kan bli eksponert, dekket til, eller skadet som følge av fysiske inngrep i havbunnen. Det er gjennomført flere undersøkelser av havbunnen i området. Det er ikke avdekket skipsvrak eller andre former for marine kulturminner som kan bli berørt av utbyggingen.

Det vil gjennomføres nye havbunnsundersøkelser før utbyggingen av Krafla settes i gang, og dersom kulturminner blir avdekket under disse undersøkelsene vil Bergen Sjøfartsmuseum bli kontaktet for å avklare videre håndtering.

9 Miljørisikoanalyser og oljevernberedskap

Det er gjennomført miljørisiko- og oljevernberedskapsanalyser som underlag for konsekvensutredningen for utbygging og drift av Krafla.

Miljørisikoanalysen for Krafla-feltet er utført av DNV, /3/. DNV har også på oppdrag fra Equinor utført en analyse av rater og varigheter av ulike lekkasjescenarier og etablert en lekkasjedeteksjonsfilosofi for feltet /2/, se kapittel 3.6.10. Utvalgte lekkasjescenarier fra lekkasjedeteksjonsanalysen er inkludert i miljørisikoanalysen. Beredskapsanalysen for oljevern er utført av Equinor, /12/.

I forbindelse med planlagt boring av en letebrønn på Krafla-feltet (letebrønn 30/11-11 Krafla Main Staffjord) i 2016, ble Equinor pålagt av Miljødirektoratet å bidra til lukking av kunnskapshull og bedret forståelse av miljørisikoen som Equinor`s aktiviteter i området kan medføre i forhold til tobis på Vikingbanken. Etter en periode med utsettelse av utviklings-arbeidet på Krafla-feltet, ble dette pålegget gjort gjeldende for konsekvensutredningen for Krafla. Det er derfor i forbindelse med denne konsekvensutredningen gjennomført grundige utredninger og analyser av mulig påvirkning på tobisbestanden på Vikingbanken fra planlagte aktiviteter på Krafla-feltet spesielt, og mer generelt fra olje- og gassaktiviteten i området.

Equinor tildelte IKM Acona oppdraget med å sammenfatte kunnskapsstatus for påvirkningsmekanismer på tobis fra Equinor`s samlede olje- og gassaktiviteter ved Vikingbanken. Arbeidet er utført i samarbeid med fagpersonell fra Equinor og fagspesialister fra DNV som var involvert i utarbeidelsen av ovennevnte miljørisikoanalyse. IKM Acona utredningen ble sendt Miljødirektorat for informasjon i februar 2022, /4/.

En sammenfatning av ovennevnte analyser og utredninger er gitt i kapittel 9.1 - Miljørisikoanalyse for Krafla-feltet, kapittel 9.2 - Samlet påvirkning på tobis fra Equinor`s aktiviteter i Vikingbankområdet, og kapittel 9.3 - Beredskapsanalyse for oljevern.

Underlagsrapportene er tilgjengelige på Equinors nettside:

<https://www.equinor.com/no/baerekraft/konsekvensutredninger#krafla>

9.1 Miljørisikoanalyse for utbygging og drift av Krafla-feltet

En miljørisikoanalyse for planlagt utbygging og drift av Kraflafeltet er utført av DNV for Equinor, /3/. I dette kapittelet er det gjort en sammenfatning av analysene og resultatene fra miljørisikoanalysen.

Tobis på Vikingbanken SVO, er som tidligere beskrevet i kapittel 5.4.2, en særlig sårbar ressurs. Miljørisikoanalysen utført av DNV tar derfor for seg risiko for tobis som verdsatt økologisk komponent (VØK). Med hensyn til ovennevnte pålegg til Equinor, om å utrede samlet påvirkning av Equinor`s aktivitet på tobis ved Vikingbanken vises det til kapittel 9.2. I kapittel 9.2 inngår det også en beskrivelse av kunnskapsstatus (kapittel 9.2.2) og kunnskaps gap relatert til tobis (kapittel 9.2.5).

9.1.1 Bakgrunnsdata og metode for miljørisikoanalyse

Oljedriftsmodellering

Equinor har kartlagt planlagte aktiviteter for Krafla-feltet og definert utslippsscenarioer knyttet til disse. Miljørisikoanalysen er beregnet for et høyaktivitets år og et normalt produksjonsår. I høyaktivitetsåret er det utviklingsboring, komplettering og produserende brønner, mens det i normalåret kun er produserende brønner. Analysen er gjennomført for utblåsning fra både olje- og gassbrønner, samt for lekkasjescenarioer fra rørledninger.

Planlagte operasjoner og aktiviteter på Krafla-feltet som kan medføre uhellsutslipp av olje og kondensat i et høyaktivitets år (2027) og ett normal produksjonsår (2028) er vist i Tabell 9-1 og Tabell 9-2.

Tabell 9-1 Planlagte operasjoner og aktiviteter på Krafla-feltet som kan medføre uhellsutslipp av olje og kondensat i et høyaktivitets år (2027) (Equinor, 2021). Utblåsningsfrekvensene er hentet fra SINTEF offshore database 2020 (Vysus, 2021), og er summert basert på aktivitetsnivået for feltet for år 2027.

Aktivitet	Antall operasjoner 2027	Utblåsningsfrekvens per operasjon/ aktivitet per år	Total utblåsningsfrekvens
Oljebrønner			
Utviklingsboring, normal brønn	2	3,17E-05	6,34E-05
Komplettering	2	1,29E-04	2,58E-04
Produksjon	7	2,53E-05	1,77E-04
Gassbrønner			
Utviklingsboring, normal brønn	6	3,78E-05	6,53E-04
Komplettering	6	2,96E-04	1,78E-03
Produksjon	8	6,87E-05	5,50E-04
Totalfrekvens			3,48E-03

Tabell 9-2 Planlagte operasjoner og aktiviteter på Krafla-feltet som kan medføre uhellsutslipp av olje og kondensat i et normalt produksjonsår (2028) (Equinor, 2021). Utblåsningsfrekvensene er hentet fra SINTEF offshore database 2020 (Vysus, 2021), og er summert basert på aktivitetsnivået for feltet.

Aktivitet	Antall operasjoner 2028	Utblåsningsfrekvens per operasjon/ aktivitet per år	Total utblåsningsfrekvens
Oljebrønner			
Produksjon	7	2,53E-05	1,77E-04
Gassbrønner			
Produksjon	13	6,87E-05	8,93E-04
Totalfrekvens			1,07E-03

Scenariene som er lagt til grunn for oljedriftsmodelleringen og beregning av miljøkonsekvensene er basert på rater og varigheter med tilhørende sannsynligheter basert på utblåsningsstudie for Krafla fra Equinor.

Drift og spredning av olje er modellert med SINTEFs OSCAR modell. Modelloppsettet av OSCAR er basert på beste praksis (NOROG, 2021). I modelleringen er Oseberg Sør olje og Martin Linge kondensat benyttet. Disse er ansett som representative for henholdsvis Krafla olje og Krafla kondensat. Spredningsmodelleringer er gjennomført for overflate- og sjøbunnsutblåsninger fra Krafla-feltet. De statistiske oljedriftsresultatene er presentert i et rutenett som har en horisontal oppløsning på 10×10 km.

Det er og modellert lekkasje i miljørisikoanalysen, inkludert to ulike hullstørrelser på Krafla undervanns produksjonssystem (SPS). Det er valgt et scenario med lang varighet (90 dager) og 5mm hullstørrelse, og et scenario med kort varighet (2 dager) og 30 mm hullstørrelse. Det er også inkludert et scenario med 10 mm

hullstørrelse midtveis på eksportørledningen mellom Krafla UPP og NOA PdQ. Lekkaskjen fra Krafla SPS (30 mm) er det scenariet som ga størst miljøpåvirkning. Influensområdet er lite sammenlignet med en utblåsning.

Metode for miljørettet riskikonanalyse

Miljøriskoanalysen er gjennomført som en ERA Acute skadebasert analyse i henhold til Norsk olje og gass sin reviderte veiledning for gjennomføring av miljørisikoanalyser for petroleumsaktiviteter på norsk sokkel (NOROG, 2020).

Miljøriskoen vurderes opp mot Equinor's risikomatrix. For Krafla-feltet er det valgt å gjennomføre en skadebasert analyse for de antatt mest sårbare miljøressursene. I en skadebasert analyse vil konsekvensene av oljeutslipp knyttes opp mot sannsynligheten (frekvensen) for en slik hendelse, for å tallfeste risikoen et akutt oljeutslipp kan ha på ulike ressurser i området. Ressursene i området som benyttes i analysen omtales som Verdifulle Økosystem Komponenter (VØK) og er en sammensetning av ulike populasjoner (sjøfugl, sjøpattedyr, fiskearter) og habitater (kystsonen).

I ERA Acute er det anbefalt at ressurskedefaktoren (Resource Damage Factor - RDF) benyttes som mål for miljøskade i forbindelse med beregning og vurdering av miljørisiko. Miljøskade basert på RDF omfatter estimering av bestandstap i % for dyr, påvirket antall km i kyst og strandhabitat samt restitusjonstid. Miljøskade er i ERA Acute inndelt i syv kategorier; Ubetydelig, Liten, Moderat, Alvorlig, Svært alvorlig, Stor og Katastrofal.

Som utgangspunkt for miljørisikoanalysene er det gjennomført en vurdering av hvilke naturressurser som har det største konfliktpotensialet innen influensområdet til Krafla-feltet.

For sjøpattedyr og sjøfugl er det gjennomført en screening av datasettene i forhold til overlapp med influensområdene fra oljedriften for å begrense utvalget av VØK (verdifulle økosystem komponenter) som er tatt videre i den detaljerte risikoanalysen. Sjøpattedyr og våtmarkstilknyttede sjøfuglarter ble ikke tatt med videre i risikoanalysen, da de vil bli mindre påvirket enn de utvalgte sjøfuglartene. De utvalgte sjøfuglartene er listet i Tabell 9-3.

Tabell 9-3 VØK datasett brukt i miljørisikoanalysen for Krafla-feltet. P_phy er sannsynlighet for død gitt eksponering over effektgrense og p_beh er sannsynlighet for eksponering. Gjenvekstrate angir forventet bestands økning i etterkant av hendelse, gitt definerte P_phy og P_beh forhold. NO- Norge. NH – Norskehavet, NS - Nordsjøen. VU- Sårbar, CR – Kritisk truet, EN- Sterkt truet, LC – Lifskraftig, NT – Nær Truet.

Artsgruppe	Art	Nasjonal Rødliste	P_phy	P_beh	Gjenvekstrate
Pelagisk dykkende	Lunde (NH)	VU	90%	88%	110%
	Lunde (NS)	VU	90%	88%	110%
	Lomvi (NH)	CR	90%	88%	110%
Pelagisk overflatebeitende	Krykkje (NH)	EN	90%	51%	110%
	Krykkje (NS)	EN	90%	51%	110%
	Havhest (NS)	EN	90%	51%	105%
	Havhest (NH)	EN	90%	51%	105%
	Havsule (NO)	LC	90%	51%	115%
	Storjo (NO)	LC	90%	51%	105%
Kystbundne dykkende	Svartand (NO)	NT	90%	76%	120%
	Ærfugl (NO)	NT	90%	76%	120%
	Toppskarv (NO)	LC	90%	76%	120%
Kystbundne overflatebeitende	Makrellterne (NO)	EN	90%	36%	115%

Tobis er ansett som dimensjonerende for skadevirkninger for fisk, og modellen for å analysere risiko er i samarbeid med IKM Acona spesifikt tilpasset tobis. Det er benyttet konservative antagelser i modelleringen.

I tråd med ERA Acute metodikk er det foretatt analyser på strandtyper/habitater klassifisert med Environmental Sensitivity Index (ESI). Indeksen rangerer strandlinjen i forhold til dens sensitivitet for oljeeksponering og er delt inn i 10 hovedklasser (Tabell 9-4). De lavest rangerte klassene representerer områder som er minst sårbare for oljeeksponering. ESI ivaretar forhold som: relativ eksponering for bølger og tidevann, biologisk produktivitet og sensitivitet, substrat (kornstørrelse, permeabilitet, mobilitet), helningsgrad samt mulighet for beredskapstiltak og restitusjonstid. Datasett for Norskekysten inkluderer ikke ESI kategoriene 2,3,5 og 10.

Tabell 9-4 Oversikt over ESI strandtyper.

ESI Rank	Description of ESI shoreline types (estuarine)	Datasett for Norskekysten
ESI 1	Exposed, rocky shores and cliffs with bolder talus base, man-made structures	Eksponert strandberg
ESI 2	Exposed wave-cut platforms in bedrock, mud, or clays and scarps and steep slopes in clay	
ESI 3	Fine to medium-grained sand beaches, scarps and steep slopes in sand and	
ESI 4	Coarse-grained sand beaches	Sandstrand
ESI 5	Mixed sand and gravel beaches	
ESI 6	Gravel beaches and riprap	Blockstrand
ESI 7	Exposed tidal flats	Eksponert tørrfall
ESI 8	Sheltered, scarps in bedrock, mud, clay, rocky shores, solid man-made structures, riprap, rocky rubble shores, peat shorelines	Beskyttet strandberg
ESI 9	Sheltered tidal flats, vegetated low banks, hypersaline tidal flats	Beskyttet tørrfall, leirstrand
ESI 10ABE	Salt- and brackish-water marshes, freshwater marshes and inundated low-lying tundra	
ESI 10CD	Swamps and scrub-shrub wetlands	

9.1.2 Miljørisikoanalyse – resultater

I denne sammenfatning er det valgt å fokusere på resultat gitt en utblåsning av olje i et høyaktivitetsår siden dette gir den høyeste risikoen for miljøskade.

Resultat av oljedriftsmodellering

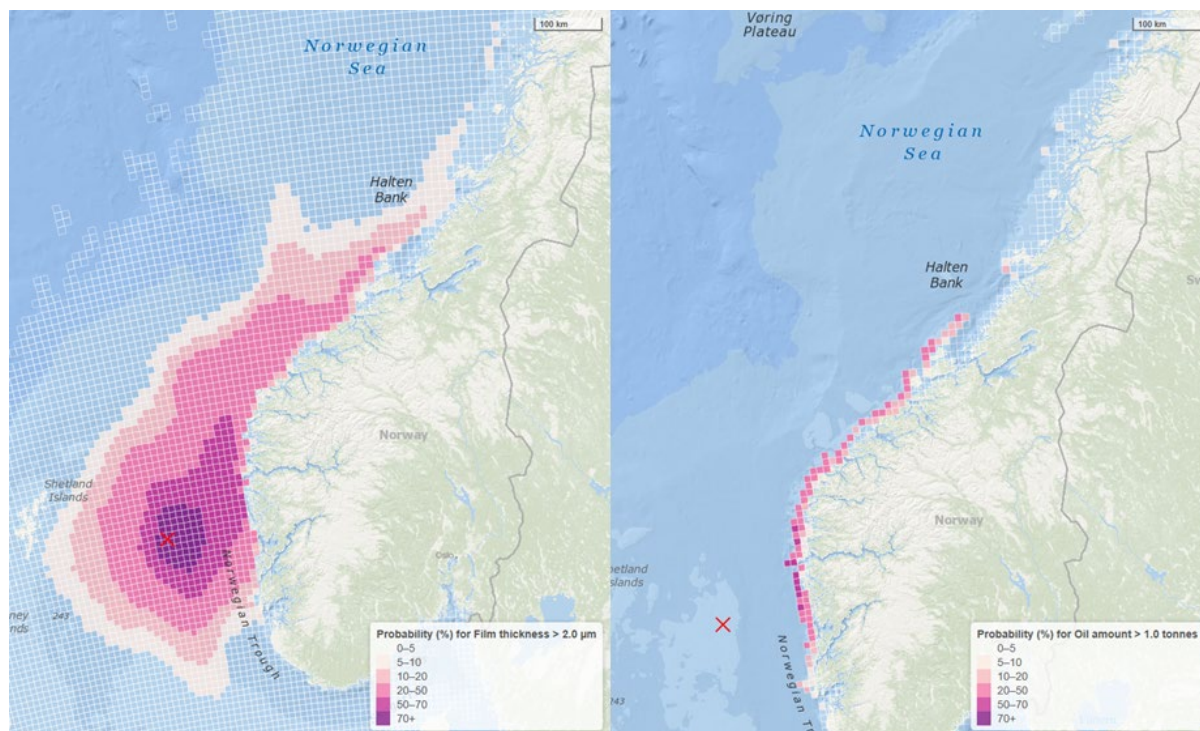
For modellerte utblåsninger er det utarbeidet helårlig oljedriftsstatistikk på rutenivå (10×10 km ruter). Influensområdet er definert ved sannsynlighet for oljefilmtykkelse over effektgrensen på 2 µm. Influensområdet viser **ikke** omfanget av en enkelt oljeutblåsning, men er området som berøres av oljens drift og spredning for alle modellerte enkeltsimuleringer som gir oljefilmtykkelse på sjøoverflaten over 2 µm.

Influensområdet (over 5% treffsannsynlighet) på sjøoverflaten er størst gitt en utblåsning av olje på Krafla-feltet, og er relativt likt for aktivitetene i et høyaktivitets år og aktivitetene i et normalår. Influensområdet er mer begrenset ved utblåsning av kondensat. For lekkasjescenariet fra havbunnsanlegget er influensområdet begrenset til feltets nærområde. Influensområdet for oljeutblåsning strekker seg langs kysten fra Stavanger i sør og til Namsos i nord. I et begrenset område rundt feltet er det over 70% sannsynligheten for oljefilmtykkelse >2 µm.

Sannsynlighet for stranding av oljemengde over 1 tonn er presentert i 10x10 km ruter fra de statistiske oljedriftsberegningene for de ulike aktivitetene. Størst sannsynlighet for stranding er i tilknytning til utblåsning av olje på Krafla-feltet.

Berørt kystområde er mellom Boknafjorden i sør og Hitra i nord, med et fåtall berørte ruter nord for dette området. Høyest sannsynlighet for stranding er i kategorien 50-70%, som strekker seg jevnt fra kysten utenfor Bergen til Florø. For utblåsning av kondensat er berøringsområdet langs kysten mer begrenset. De få berørte rutene fra lekkasjescenariet har alle under 5% treffsannsynlighet.

Sannsynlighet for oljefilmtykkelser over 2 µm og stranding av oljemengde over 1 tonn gitt en olje utblåsning i et høyaktivitets år er vist i Figur 9-1.



Figur 9-1 Venstre; sannsynlighet for oljefilmtykkelser over 2 µm (venstre) og for stranding av oljemengder over 1 tonn (høyre), gitt utblåsning av olje ved boring i et høyaktivitets år.

Korteste drivtid og største strandingsmengder av emulsjon er beregnet sesongvis. 95-persentilen for strandingsmengde er høyest i sommersesongen gitt en utblåsning i et høyaktivitets år med maksimalt 73 914 tonn oljeemulsjon. 95-persentilen av korteste drivtid er 5,4 døgn i vintersesongen (Tabell 9-5).

Tabell 9-6 angir 95-persentilen av korteste drivtid til land og strandingsmengde inn i de definerte eksempelområdene med drivtid 20 døgn eller kortere. Ytre Sula er området med høyest andel strandet oljeemulsjon (6 336 tonn) i høstsesongen i høyaktivitetsåret. Kortest drivtid er også beregnet til Ytre Sula med 6,5 døgn i vintersesongen.

Tabell 9-5 Strandingsmengder av oljeemulsjon og korteste drivtid til den norske kystlinje (95-persentil) gitt en utblåsning i høyaktivitetsåret (vektet rate) på Krafla-feltet. Alle simuleringene for overflate- og sjøbunnsutblåsning i hver av sesongene er lagt til grunn for tallene presentert.

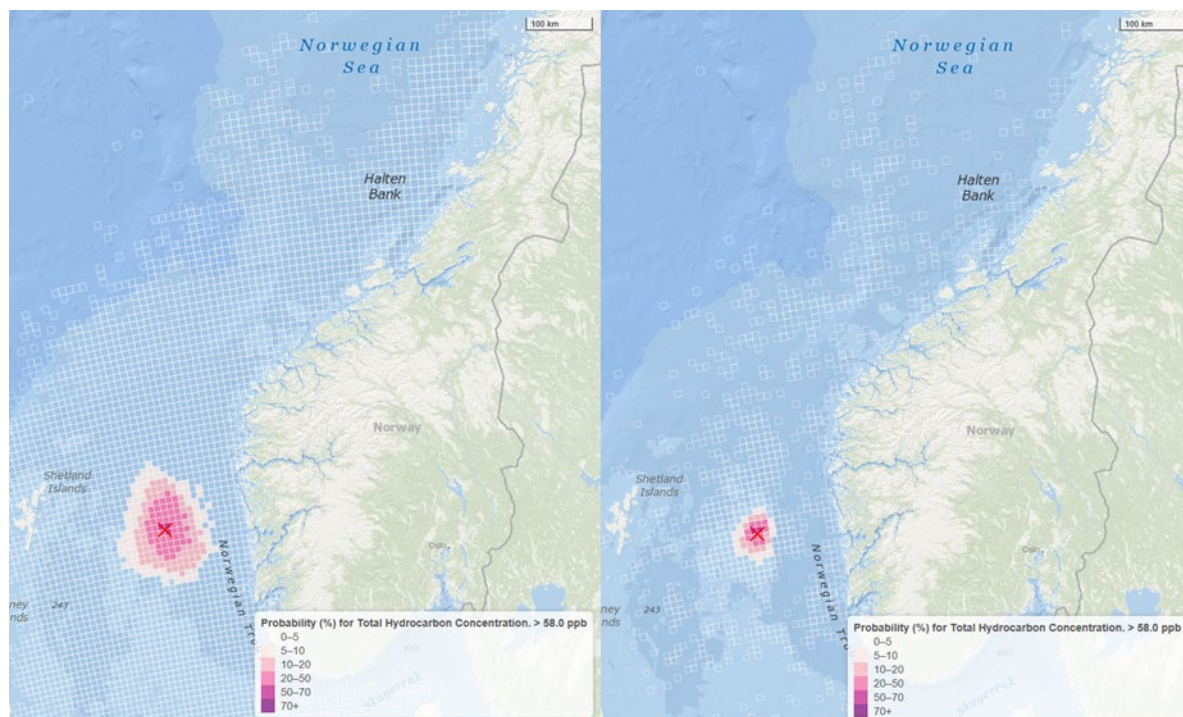
Scenario	Strandet oljeemulsjon (tonn)				Korteste drivtid (døgn)			
	Vår	Sommer	Høst	Vinter	Vår	Sommer	Høst	Vinter
Høyaktivitets år 90-persentil rate	39 497	73 914	69 952	54 240	6,9	8,7	5,6	5,4

Tabell 9-6 Strandingsmengder av emulsjon og korteste drivtid til de definerte eksempelområdene (under 20 døgn drivtid) gitt en utblåsning i høyaktivitetsåret på Krafla-feltet. 95-persentil oppgitt for hver sesong.

Scenario	Strandet oljeemulsjon (tonn)				Korteste drivtid (døgn)			
	Vår	Sommer	Høst	Vinter	Vår	Sommer	Høst	Vinter
Frøya og Froan	709	5 990	5 270	2 404	30,2	2401	17,4	20,1
Smøla	635	4 140	3 421	2 363	27,0	21,4	16,2	18,4
Sandøy	245	936	471	287	24,8	20,5	16,4	17,2
Runde	1 998	4 043	3 142	1 950	15,4	15,6	12,3	12,3
Sverslingsosen-Skorpa	1 833	3 257	3 206	2 426	12,9	14,9	10,7	10,2
Ytre Sula	3 762	4 943	6 336	5 776	8,8	11,7	6,8	6,5
Onøy Øygarden	741	879	1 677	1 102	14,8	21,0	10,8	12,5
Austevoll	1 737	1 523	1 619	1 452	11,4	15,5	11,8	11,1

Vannsøylekonsentrasjoner

Resultatene av konsentrasjonsberegningene rapporteres vanligvis som totale konsentrasjonsverdier av olje (THC) i de øverste vannmassene, det vil si både dispergert olje og løste oljekomponenter. Influensområdet (>5% sannsynlighet) for THC-konsentrasjoner over 58 ppb er størst gitt en utblåsning av olje på Krafla-feltet. Sannsynlighet for å overstige 58 ppb (50-70%) er begrenset til et fåtall ruter rundt utblåsningslokasjonen. Ved en utblåsning av kondensat er influensområdet mindre, men gir fortsatt 50-70% sannsynlighet for overstigning av effektgrensen i et par ruter rundt utblåsningslokasjonen. For lekkasjescenariet er det >10% sannsynlighet for THC konsentrasjon over 58 ppb kun rett ved utblåsningslokasjonen. Konsentrasjonsgrensen på 58 ppb benyttes ettersom dette regnes som nedre effektgrense for skade på fiskeegg og –larver. Sannsynlighet for THC > 58ppb for et høyaktivitets år vises i Figur 9-2.



Figur 9-2 Sannsynlighet for THC >58 ppb (LC5-verdi – Lethal Concentration, 5% dødelighet) i 10×10 km ruter gitt utblåsning av både olje (venstre) og kondensat (høyre) ved boring i et høyaktivitets år.

Miljøkonsekvenser og miljørisiko

Miljøskade er vurdert for sjøfugl, kyst og standhabitater samt fisk for utslipp av olje og kondensat i både normalår og høyaktivitets år.

Beskrivelsen av miljøkonsekvenser og miljørisiko for sjøfugl og kyst/strandhabitater er i fortsettelsen holdt på et relativt lavt detaljnivå. For detaljerte resultat for spesifikke arter av sjøfugl og kyst og strandhabitat vises til DNVs rapport, /3/.

Modelleringsresultater for sjøfugl, strandflora og strandfauna ved definerte lekkasjescenarier viser lav risiko, og miljøskade er beregnet til den laveste konsekvenskategorien *Ubetydelig*.

Tobis

Grunnet sårbarheten og den kritisk lave bestanden av tobis ved Vikingbanken er resultatene for miljørisikoanalysen for tobis her gjengitt i noe mer detalj. For beskrivelse av kunnskapsstatus og kunnskaps gap om tobis vises det til kapittel 9.29.2.

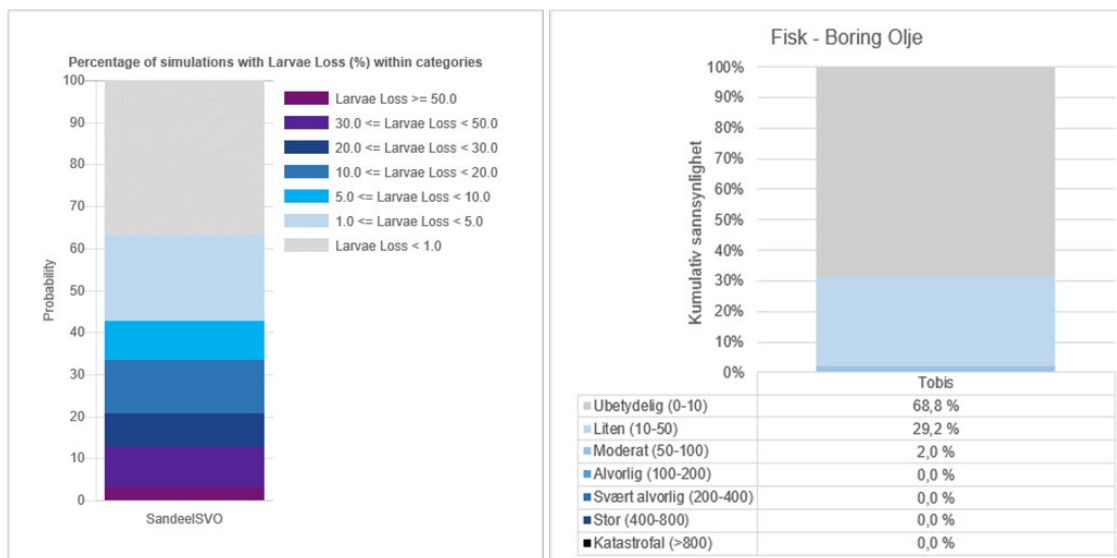
Her vises resultater fra modelleringer gitt en utblåsning i et høyaktivitets år. Risiko for miljøskade fra en utblåsning vil være lavere i et normalår enn i et høyaktivitets år.

Beregnet miljøskade på tobisbestanden ved definerte lekkasjescenarier er kun i den laveste konsekvenskategori *Ubetydelig*.

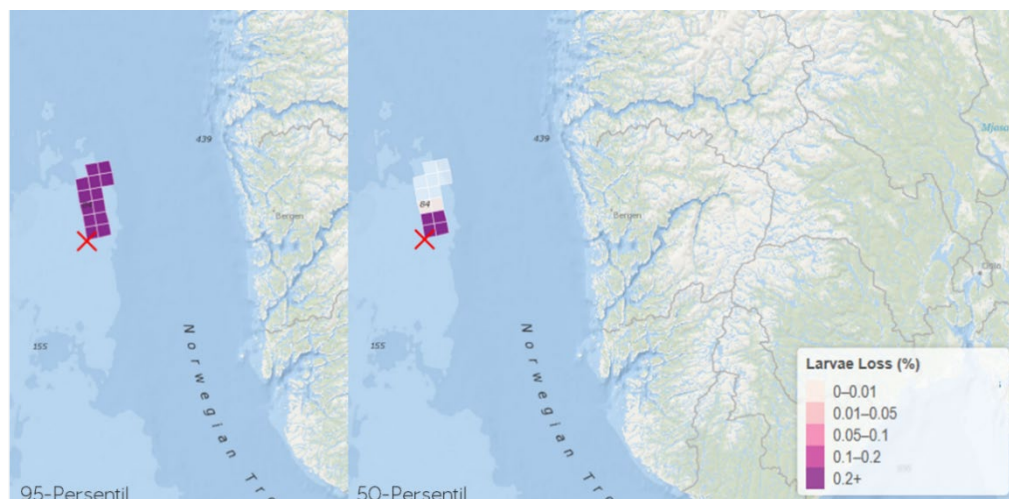
Konsekvenser for fisk er beregnet med THC (Total Hydrocarbon) tilnærming, hvor man ser på maksimal tidsmidlet hydrokarbonkonsentrasjon i vannsøylen og ser på om disse konsentrasjonene er over effektgrensen for dødelige effekter på fiskelarver på 58 ppb.

Tapsandelen av tobis er beregnet utelukkende på bestanden nordøst i Nordsjøen, Vikingbanken. For oljeutslipp ved en utblåsning er det beregnet 2,8% sannsynlighet for tap av over 50% av tobislarvene. Det er 36,8% sannsynlighet for larvetap under 1% (Figur 9-3). Figur 9-4 viser kart over hvor tobis ved Vikingbanken kan bli påvirket ved utblåsning av olje. 95-persentil av høyeste påvirkning ligger på 44,3% bestandstap mens forventet påvirkning (50-persentil) er rundt 3,0% bestandstap. For utblåsning med kondensat er det beregnet lavere tapsandeler.

Beregnet miljøskade (basert på ressurskedefaktoren RDF) på tobisbestanden ved boring er kategorisert i henhold til ERA Acute konsekvenskategorier og presentert for utslipp av olje i Figur 9-3. Det er begrenset sannsynlighet for *Moderat* miljøskade ved utslipp av olje. Kondensat gir kun utslag i de to laveste konsekvenskategoriene (*Liten* og *Ubetydelig*).



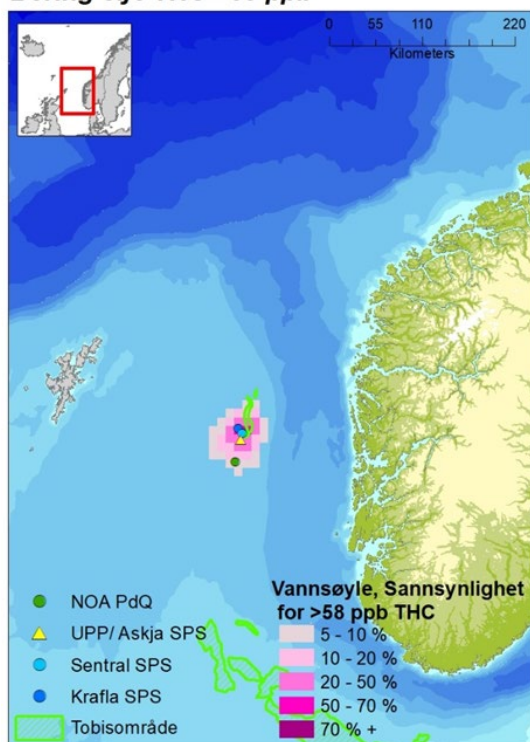
Figur 9-3 Sannsynlighet for larvetap av tobis (venstre) og beregnet miljøskade (høyre) som følge av utblåsning av olje ved boring.



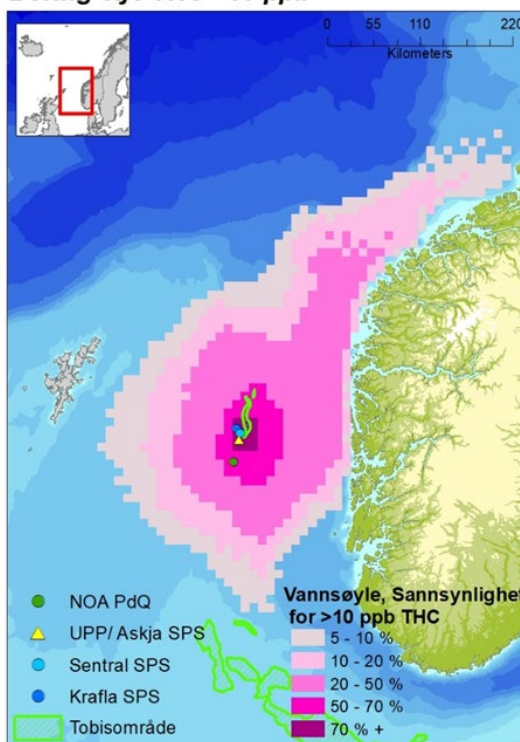
Figur 9-4 Beregnet bestandstap for tobis som følge av utblåsning av olje ved boring på Krafla-feltet. (95-persentil til venstre og forventet utfall 50-persentil til høyre). Et rødt kryss angir Krafla-feltet.

Det er også gjennomført overlappsanalyse med influensområdet i vannsøylen (sannsynlighet for THC konsentrasjoner over 58 ppb) og gyteområde for tobis. 58 ppb THC indikerer en LC5 (lethal concentration) verdi i ERA Acute dvs. 5% dødelighet. Grunnet mangelfull spesifikk kunnskap om hvor sårbare ulike livsstadier av tobis er for oljeeksponering var det i programmet for denne konsekvensutredning og gjennom prosjektet KnowSandeel hos Havforskningsinstituttet planlagt eksponeringsstudier av tobis. Havforskningsinstituttet lyktes imidlertid ikke med å befrukte og eksponere tilstrekkelig mange egg for å gjennomføre forsøk vinter 2022 (kapittel 9.2.5). Det er derfor i tillegg, som en sensitivitet, vist overlapp med en lavere konsentrasjon på 10 ppb THC. Dette indikerer at det er store områder som kan eksponeres med THC mellom 10 og 58 ppb. Sannsynlighetene for konsentrasjoner over 58ppb og 10ppb er vist i Figur 9-5.

Boring olje THC >58 ppb



Boring olje THC >10 ppb



Figur 9-5 Influensområde i vannsøylen gitt en sjøbunnsutblåsning av olje ved boring i høyaktivitets år.

Månedlig miljøkonsekvens gitt en utblåsning fra Krafla-feltet

Høyest månedlig miljørisiko for sjøfugl, strand og tobis er presentert for utslipp av olje ved produksjonsboring i et høyaktivitets år. Hensikten er å illustrere hvilke ressurser som er mest utsatt gjennom året og høyeste berørte konsekvenskategori innenfor hver måned. I Tabell 9-7, Tabell 9-8 og Tabell 9-9 vises sannsynlighetene for dimensjonerende arter og habitat for alle skadekategoriene. I tillegg er høyeste risiko innen gult og grønt område markert der sannsynligheten for skade er over 1%.

Sjøfugl

Gitt en utblåsning ved Krafla-feltet er det på månedsbasis i perioden juni – juli begrenset sannsynlighet (0,5–1,1%) for Stor miljøskade for sjøfugl (havhest). Med unntak av september (Moderat konsekvens) er det for de øvrige månedene noe sannsynlighet for Svært alvorlig konsekvens (0,1-12,1%). Foruten havhest er dimensjonerende sjøfuglarter gjennom året havsule (august til mars utenom oktober), lunde (april og mai) og svartand (oktober) (Tabell 9-7).

Kysthabitat

For kysthabitat er fauna dimensjonerende gitt utslipp av olje ved utviklingsboring. Det er en liten sannsynlighet for Katastrofal konsekvens i perioden august til mars og Stor konsekvens fra april til juli (Tabell 9-8). Samlet sett er det over 55% sannsynlighet for Ubetydelig miljøkonsekvens i alle årets måneder.

Fisk

For fisk (tobis) er det en begrenset sannsynlighet (0,7–4,3%) for Moderat miljøskade i alle måneder (Tabell 9-9). Samlet sett er det over 65% sannsynlighet for Ubetydelig miljøkonsekvens i alle årets måneder.

Tabell 9-7 Månedlig fordeling på konsekvenskategorier for dimensjonerende sjøfuglbestand gitt en utblåsning av olje i tilknytning til utviklingsboring på Krafla-feltet.

	Jan	Feb	Mars	April	Mai	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Ubetydelig	56,4%	57,4%	52,9%	54,4%	43,5%	52,5%	56,9%	78,8%	80,7%	83,7%	53,6%	54,3%
Liten	15,8%	14,5%	17,3%	19,5%	24,5%	15,3%	14,2%	9,0%	19,0%	10,3%	16,6%	17,2%
Moderat	6,7%	6,7%	7,0%	13,1%	8,6%	8,1%	8,1%	6,0%	0,3%	3,2%	7,1%	6,6%
Alvorlig	14,7%	14,3%	14,1%	12,8%	18,1%	10,9%	14,8%	4,9%		2,7%	16,0%	15,0%
Svært Alvorlig	6,4%	7,1%	8,7%	0,1%	5,3%	12,1%	5,5%	1,3%		0,1%	6,6%	7,0%
Stor						1,1%	0,5%					
Katastrofal												
Dim. Sjøfugl- bestand	havsule	havsule	havsule	lunde	lunde	havhest	havhest	havsule	havsule	svartand	havsule	havsule

Tabell 9-8 Månedlig fordeling på konsekvenskategorier for kysthabitat (fauna) gitt en utblåsning av olje i tilknytning til utviklingsboring på Krafla-feltet.

	Jan	Feb	Mars	April	Mai	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Ubetydelig	22,6%	23,3%	28,2%	38,2%	54,3%	55,6%	52,3%	43,4%	30,8%	23,2%	24,9%	27,7%
Liten	31,8%	32,1%	28,4%	23,4%	15,7%	17,9%	20,0%	23,1%	28,0%	32,7%	30,0%	25,8%
Moderat	24,2%	25,0%	23,5%	20,2%	14,0%	12,1%	11,7%	14,6%	19,5%	20,7%	22,1%	22,5%
Alvorlig	9,4%	9,3%	9,8%	9,8%	8,6%	6,9%	6,9%	8,3%	8,5%	9,5%	8,7%	10,6%
Svært Alvorlig	8,9%	7,5%	7,9%	6,6%	6,0%	6,1%	7,0%	7,8%	9,6%	10,0%	10,5%	9,6%
Stor	2,4%	2,3%	1,8%	1,8%	1,4%	1,3%	2,2%	2,6%	3,1%	3,0%	2,9%	3,0%
Katastrofal	0,7%	0,4%	0,2%	0,2%	0,5%	0,9%	0,8%	0,8%				

Tabell 9-9 Månedlig fordeling på konsekvenskategorier for fisk (tobis) gitt en utblåsning av olje i tilknytning til utviklingsboring på Krafla-feltet.

	Jan	Feb	Mars	April	Mai	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Ubetydelig	67,9%	65,1%	65,5%	68,0%	69,9%	70,1%	72,4%	71,0%	67,6%	69,7%	68,8%	69,1%
Liten	31,1%	34,2%	33,8%	31,2%	28,2%	28,2%	24,9%	25,5%	28,1%	27,1%	28,9%	28,8%
Moderat	1,0%	0,7%	0,7%	0,8%	1,9%	1,7%	2,7%	3,4%	4,3%	3,2%	2,3%	2,1%
Alvorlig												
Svært Alvorlig												
Stor												
Katastrofal												

Årlig Miljørisiko

Her presenteres årlig miljørisiko for de ulike VØK-gruppene enkeltvis og samlet i Equinor sin risikomatrix for et høyaktivitetsår. All miljørisiko vises uten effekt av avbøtende tiltak som for eksempel oljevernberedskap. Miljørisiko er presentert på VØK-nivå, samlet for all aktivitet innenfor et gitt produksjonsår. Nedre sannsynlighetsgrense i risikomatriksen er satt til 10^{-6} , noe som innebærer at frekvenser lavere enn dette ikke er inkludert.

Sjøfugl

Miljøriskoen for sjøfugl i et høyaktivitets år er bestemt av havhest, og det er resultatene for denne arten som ligger til grunn for risikomatriksen (Figur 9-6). Matriksen viser 0,1% sannsynlighet for Svært alvorlig miljøskade på sjøfugl gitt en utblåsning fra Krafla. Risikoen ligger i grønt område i risikomatriksen.

Strandfauna

Miljørisiko for strandfauna for et høyaktivitets år er presentert i Figur 9-7 og viser 0,1% sannsynlighet for Katastrofal miljøskade og 0,6% sannsynlighet for Stor miljøskade gitt en utblåsning fra Krafla. Risikoen ligger i gult område i matriksen. For strandflora er det også utslag i alle konsekvenskategoriene, men med lavere sannsynlighet enn for fauna. Dette innebærer at fauna er dimensjonerende for kysthabitat.

Fisk

Miljørisiko for fisk (tobis) i et høyaktivitets år er vist i Figur 9-8 og viser 0,1% sannsynlighet for Moderat skade, og 7,4% for Liten skade. All risikoen ligger i grønt område i risikomatriksen.

Sjøfugl	1,00E-05	1,00E-04	1,00E-03	1,00E-02	5,00E-02	2,50E-01	5,00E-01	1,00E+00
Havhest (Ns)	Sannsynlighet							
Miljøkonsekvens	<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
Ubetydelig (1-2)				94,9 %				
Liten (3)				3,3 %				
Moderat (4)				0,8 %				
Alvorlig (5)				0,9 %				
Svært Alvorlig (6)				0,1 %				
Stor (7)								
Katastrofal (8)								
Ekstrem (9)								

Figur 9-6 Miljørisiko for sjøfugl som følge av utblåsning fra alle aktiviteter på Krafla-feltet i et høyaktivitets år. Sannsynlighet for ulike miljøkonsekvenser er angitt med prosent gitt en utblåsning med sannsynlighet på 0,348% pr år, og plottet med hvitt symbol i risikomatriksen. Resultatene er basert på sjøfugl med høyest utslag (havhest (Ns)). Ns – Nordsjøen.

Kyst og strand	1,00E-05	1,00E-04	1,00E-03	1,00E-02	5,00E-02	2,50E-01	5,00E-01	1,00E+00
Fauna	Sannsynlighet							
Miljøkonsekvens	<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
Ubetydelig (1-2)				63,9 %				
Liten (3)				20,0 %				
Moderat (4)				11,9 %				
Alvorlig (5)				1,9 %				
Svært Alvorlig (6)				1,6 %				
Stor (7)				0,6 %				
Katastrofal (8)				0,1 %				
Ekstrem (9)								

Figur 9-7 Miljørisiko for strandfauna som følge av utblåsning fra alle aktiviteter på Krafla-feltet i et høyaktivitets år. Sannsynlighet for ulike miljøkonsekvenser er angitt med prosent gitt en utblåsning med sannsynlighet på 0,348% pr år, og plottet med hvitt symbol i risikomatriksen. Resultatene er basert på summen av alle strandtyper (ESler).

Fisk	1,00E-05	1,00E-04	1,00E-03	1,00E-02	5,00E-02	2,50E-01	5,00E-01	1,00E+00
Tobis - Vikingbanken	Sannsynlighet							
Miljøkonsekvens	<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
Ubetydelig (1-2)				92,5 %				
Liten (3)			7,4 %					
Moderat (4)	0,1 %							
Alvorlig (5)								
Svært Alvorlig (6)								
Stor (7)								
Katastrofal (8)								
Ekstrem (9)								

Figur 9-8 Miljørisiko for tobis som følge av utblåsning fra alle aktiviteter på Krafla-feltet i et høyaktivitets år. Sannsynlighet for ulike miljøkonsekvenser er angitt med prosent gitt en utblåsning med sannsynlighet på 0,348% pr år, og plottet med hvitt symbol i risikomatriksen.

Samlet Miljørisiko

Samlet vurdering av miljørisiko basert på analysen utført av DNV vises i risikomatriksen i Figur 9-9. Risikoen for miljøskade er størst ved en eventuell utblåsning, og miljørisikoen vurderes opp mot Equinor’s risikomatrikse. Miljørisikoanalysen konkluderer at konsekvensen av en eventuell utblåsning er størst for kysthabitat med begrenset sannsynlighet for *Katastrofal* miljøskade, hvor miljørisikoen havner i gult område. Miljørisiko for sjøfugl og fisk havner i grønt område i risikomatriksen, hvor det er begrenset sannsynlighet for *Svært alvorlig* miljøkonsekvens for sjøfugl, og *Moderat* miljøkonsekvens for fisk. Alle resultatene fra miljørisikoanalysen gjelder for en situasjon uten avbøtende tiltak, f.eks i form av oljeverntiltak diskuteres i kapittel 9.3.

IMPACT	SANNSYNLIGHET / returperiode	> 100 000 år	100 000 – 10 000 år	10 000 – 1 000 år	1 000 – 100 år	100 – 20 år	20 – 4 år	4 – 1,5 år	Ofte enn én gang hvert 1,5 år
		< 0,001%	0,001 - 0,01%	0,01 - 0,1%	0,1 - 1%	1 - 5%	5 - 25%	25 - 50%	> 50%
		<10 ⁻⁵	10 ⁻⁵ -10 ⁻⁴	10 ⁻⁴ -10 ⁻³	10 ⁻³ -10 ⁻²	0,01-0,05	0,05-0,25	0,25-0,5	> 0,5
1/ Ubetydelig									
2/ Ubetydelig									
3/ Liten									
4/ Moderat	F								
5/ Alvorlig									
6/ Svært Alvorlig	S								
7/ Stor									
8/ Katastrofal	K								
9/ Ekstrem									

Rød	Risiko tolereres ikke og risikoreduserende tiltak må iverksettes så rask som mulig
Orange	Risiko tolereres ikke og risikoreduserende tiltak skal iverksettes
Gul	Risiko kan tolereres dersom det er vurdert og iverksatt risikoreduserende tiltak basert på ALARP prinsippet. BAT prinsippet e.l.
Grønn	Risiko er innenfor toleransegrensen og risikoreduserende tiltak er normalt sett ikke nødvendig. ALARP prinsippet gjelder også her

Figur 9-9 Miljørisiko for sjøfugl (S), kyst og strand (K) og fisk (F) ved utblåsning fra Krafla-feltet i et høyaktivitets presentert i Equinor sin risikomatrikse. Kun frekvenser over 10⁻⁶ nivå er inkludert. (ALARP – As Low as Reasonably Practicable, BAT - Best Available Technology).

9.2 Samlet påvirkning på tobis.

Tobis (sil) består av en gruppe fiskearter, der havsil dominerer på tobisbankene i norsk sone. På Vikingbanken finnes det nordligste leve- og gyteområdet for tobis i Nordsjøen (Figur 9-10) og området er omkranset av høy olje- og gassaktivitet, inkludert planlagt utbygging av Krafla. Området er i det videre omtalt som Vikingbanken SVO (Særlig Verdifullt Område) eller kun Vikingbanken.

Rekrutteringen til Vikingbanken er svært dårlig, og området har vært stengt for tobis fiske siden 2009 på grunn av kritisk lav biomasse. Årsaker til kollapsen på Vikingbanken er ikke fullt ut forstått.

Miljødirektoratet har gitt pålegg til Equinor, gjennom Krafla konsekvensutredning om å utrede samlet påvirkning av Equinor`s aktivitet på tobis ved Vikingbanken og etterspør generelt mer kunnskap. Equinor tildelte i 2021 IKM Acona et oppdrag for å sammenfatte kunnskapsstatus for påvirknings-mekanismer på tobis fra Equinor`s samlede olje- og gassaktiviteter ved Vikingbanken. Arbeidet er gjennomført som en litteraturstudie og inkluderer følgende aktiviteter:

- Gi oversikt over Equinor`s relevante pågående og planlagte aktiviteter i Vikingbank-/ Oseberg-området
- Redegjørelse for kunnskapsstatus for de ulike mulige risikoaspekter knyttet til tobis i forbindelse med olje- og gassaktivitet ved Vikingbanken
- Vurdering av risiko knyttet til de enkelte påvirkningstyper/mekanismer og vurdering av samlet påvirkning for tobis fra Equinor sine aktiviteter
- Beskrivelser av relevante risikoreduserende tiltak
- Identifisere sentrale kunnskapsgap og forslag til studier for å lukke disse

Arbeidet er utført av IKM Acona i samarbeid med fagpersonell fra Equinor og personell knyttet til utarbeidelsen av DNV`s miljørisikoanalyse for utbyggingen av Krafla (kapittel 9.1). Utredningen var ferdigstilt og ble sendt Miljødirektorat for informasjon i februar 2022, /5/.

I denne konsekvensutredningen sammenstilles hovedresultatene fra utredningen. For resultater av risiko relatert til tobis som følge av aktivitetene på Krafla refereres det også til sammendrag av miljørisikoanalysen for Krafla i kapittel 9.1.2.



Figur 9-10 Tobis områdene i Nordsjøen (Havforskningsinstituttet).

9.2.1 Oversikt over Equinor`s aktiviteter ved Vikingbanken

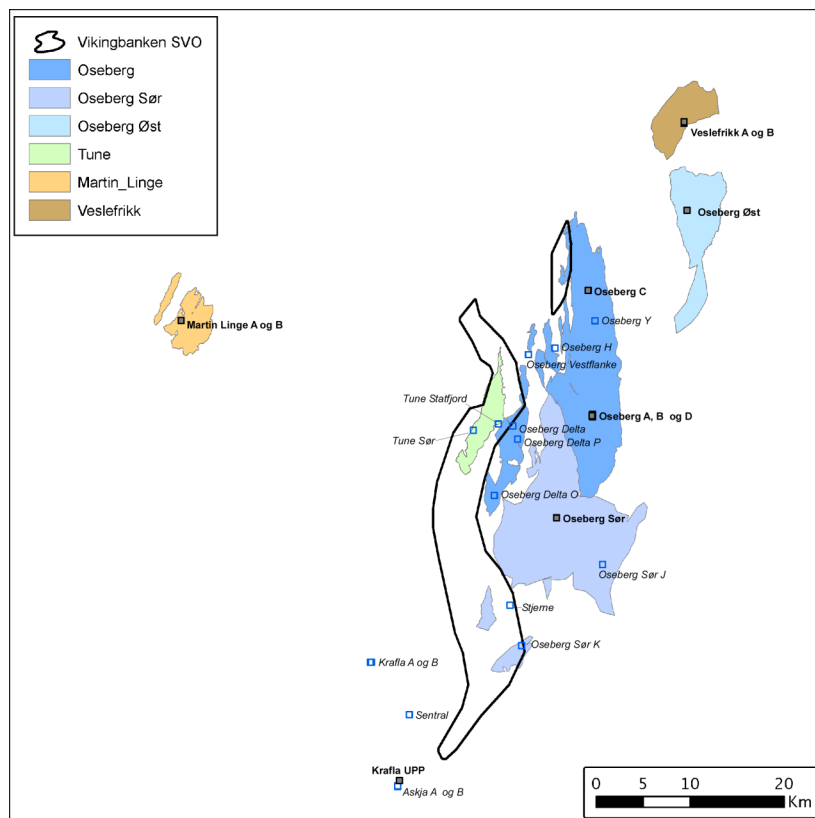
Equinor har følgende petroleumsaktiviteter i området ved og rundt Vikingbanken som kan påvirke leve- og gyteområder for tobis:

- Seismiske undersøkelser
- Leteboring
- Feltutbygging (produksjonsboring, rørledninger, havbunnsinnretninger etc.)
- Produserende felt

Feltene og utbyggingsprosjekter som er lagt til grunn i utredningen er vist i Tabell 9-10 (lokasjon er vist i Figur 9-11). Andre felt i nærområdet er Kvitebjørn, Valemon, Gullfaks, Staffjord og Troll. Disse feltene ligger i avstander fra 46 km til 84 km fra Vikingbanken SVO og bidrar i liten grad til miljørisiko for tobis. Et unntak vil kunne være akuttutslipp av olje med høye utslippsrater og lange varigheter.

Tabell 9-10 Oversikt over felt med pågående og planlagte aktiviteter som inngår i utredningen. Nærmeste avstand til Vikingbanken SVO er angitt. Avstander som er oppgitt er målt til nærmeste yttergrense for Vikingbanken SVO polygoner.

Felt	Produksjonslisens	Overflateinstallasjon (Ja, Nei)	Vannndyp (m)	Avstand SVO (km)	Aktivitet/Planlagt aktivitet
Oseberg					
Oseberg A (feltsenter)	PL053/ PL79/ PL104	Ja	109	7.3	40 produserende brønner. Planlagt produksjonsboring: Fem oljebrønner og en gassbrønn.
Oseberg B (feltsenter)		Ja	108	7.3	
Oseberg D (feltsenter)		Ja	109	7.3	Prosesseringsinnretning
Oseberg H (Vestflanken 2)		Ja	107	3.6	Produserende brønner, olje og gass, brønnhodeplattform
Oseberg Y		Nei	110	4.0	Y forbindelse
Oseberg Delta		Nei	101	0.3	Produserende brønner, olje
Oseberg Delta P (Delta 2)		Nei	104	1.5	Planlagt boring ved brønnramme i 2021
Oseberg Delta O (Delta 2)		Nei	103	1.4	Planlagt boring ved brønnramme i 2022
Oseberg Vestflanke		Nei	108	1.6	Produserende brønner, olje
Oseberg C					
Oseberg C	PL053	Ja	108	2.3	18 produserende brønner. Planlagt produksjonsboring: fire oljebrønner.
Oseberg Øst					
Oseberg Øst	PL053	Ja	157	13	Ni brønner i produksjon. Planlagt produksjonsboring: en oljebrønn.
Oseberg Sør					
Oseberg Sør	PL053/ PL79/ PL104	Ja	101	8.3	25 produserende brønner. Planlagt produksjonsboring: ni oljebrønner.
Oseberg Sør J		Nei	101	10	Brønnramme, produsere olje og injeksjon av vann
Oseberg Sør K		Nei	106	0	Boring ved brønnramme i 2021
Stjerne (M)		Nei	103	0	Boring ved brønnramme i 2023
Veslefrikk					
Veslefrikk A	PL052	Ja	174	16	Boreinnretning ¹
Veslefrikk B		Ja	176	16	Prosesseringsinnretning ¹
Martin Linge					
Martin Linge A	PL043	Ja	115	30	Prosesseringsinnretning, brønnhodeplattform
Martin Linge B		Ja	115	30	Lasting, lagring
Krafla					
A brønnramme	PL035	Nei	105	9.5	
B brønnramme		Nei	105	9.5	
Krafla UPP		Ja	105	5.1	Produksjonsboring i 2025-2027: fire oljebrønner, to gassbrønner og to vanninjektorer
Sentral		Nei	106	4.5	Produksjonsboring i 2025-2027: tre gassbrønner, to prosjekter
A- brønnramme	PL035, PL272	Nei	106	5.6	Produksjonsboring i 2025-2027: tre oljebrønner, tre gassbrønner, en vanninjektor og tre prosjekter
B- brønnramme		Nei	106	5.6	
Corvus					
Corvus	PL309	Nei		6	Mulig avgrensingsbrønn i 2024/25. Ny ramme vil tidligst komme i 2028
Tune					
Tune	PL190	N	100	0	To brønnrammer i drift. Planlagt en mulig avgrensingsboring i 2023 og en ny brønnramme i 2027
Tune Sør		N	93	0	Enkel brønnramme, produserer gass
Tune Statfjord		-	92	0	En mulig avgrensingsboring i 2023



Figur 9-11 Lokalisering av felt og installasjoner som er vurdert i foreliggende rapport og beskrevet i Tabell 9-10. Vikingbanken SVO er vist som to polygoner med svart linje.

9.2.2 Kunnskapsstatus for tobis

Studiet har fokusert på nøkkelinformasjon for arten havsil med særlig oppmerksomhet på bestanden på Vikingbanken, kunnskapsstatus for mulige påvirkningsmekanismer fra petroleumsnæringen på tobis, og kunnskap om tobisens sårbarhet for påvirkninger ved ulike livsstadier.

Sil, eller tobis, er en gruppe fiskearter som tilhører familien *Ammodytidae*. Det finnes fem silarter i norske farvann; havsil, storsil, småsil, glattsil og uflekket storsil. Havsilen (*Ammodytes marinus*) er den mest vanlige langs norskekysten og denne dominerer totalt på tobisbankene i norsk sone av Nordsjøen hvor arten utgjør mer enn 99% av fangstene. All omtale av tobis i denne rapporten refererer til arten havsil.

Tobis er et viktig byttedyr for mange arter av sjøfugl, fisk og sjøpattedyr, og endringer i tobis-bestandene har derfor stor betydning for økosystemet. Den sterke habitattilknytningen, kombinert med liten forflytting av tobis, medfører at bestandsmengden og utbredelse av tobis og alle dens predatorer er sårbare for en forringelse av vannmiljø og bunnsediment i disse habitatene. Dette er grunnen til at tobishabitatene i norsk sone av Nordsjøen er vurdert til å være Særlige verdifulle og sårbare områder (SVO), og er definert som dette i forvaltningsplanen /22/.

De største tetthetene av tobis finnes i Nordsjøen, der man har drevet et kommersielt fiskeri etter tobis siden begynnelsen av 1950-tallet. Tobisbestanden i Nordsjøen, Shetland og Skagerrak/Kattegat er delt inn i syv separate bestandsområder, hvorav Vikingbanken er utskilt som et eget område. Tobisbestanden på Vikingbanken har vært kritisk lav siden 1990-tallet. På begynnelsen av 2000-tallet var det en drastisk nedgang i tobisbestanden i norsk sone av Nordsjøen, men bestanden har blitt stadig større de siste fem årene. Fremgangen sees i sammenheng med en områdebasert tobis-forvaltning og fornuftig høstingsstrategi (med bl.a. fiskeforbud), samt bedre rekrutteringsforhold. Til tross for god rekruttering i de sørlige tobisområdene i

Nordsjøen er bestanden på Vikingbanken fortsatt kritisk lav. Havforskningsinstituttet og ICES har anbefalt at området forblir stengt for tobisfiske grunnet kritisk lav biomasse.

Tobis tilbringer store deler av voksenlivet nedgravd i oksygenrik sand eller grusbunn på dyp ned til 150 meter. Fisken blir rundt ti år gammel og 25 cm lang. De fleste individer blir gyteklare som toåring. Gytingen foregår i perioden desember til januar. Eggene har klebrig overflate og klistres fast i sanden på sjøbunnen. Larver klekkes i perioden februar til mars, men dette varierer med havtemperatur. De nyklekkede larvene flyter opp i vannsøylen hvor de i den første larvefasen kan drive langt vekk fra gyteområdene og mot dypere vann. Det er usikkerhet knyttet til larvenes vertikalfordeling i vannsøylen. De små larvene har liten egen svømmeevne, mens større larver og yngel beiter på dyreplankton som befinner seg gi de øvre vannlagene. Når larvene når en kroppslengde på 20-30 mm blir de mer svømmedyktige og samles i større konsentrasjoner rundt tobisbankene. Ved 40-55 mm lengde forvandles de til yngel via metamorfose og bunnslår i samme områder som de voksne individene. Etter dette er individene stedbundne og knyttet til bunnen hvor de graver seg ned om natten og beiter over bunnen om dagen i beite-sesongen vår og tidlig sommer. Omtrent i slutten av juni avslutter de voksne individene beitesesongen og graver seg ned i sedimentet frem til gyteperioden i desember - januar. Etter gyting lever tobis nedgravd frem til våren når beitesesongen starter igjen. Yngelen fortsetter beitingen utover høsten frem til de har kroppsreserver nok til å overvintre. En skjematisk oversikt over adferd gjennom året er gitt i Tabell 9-11.

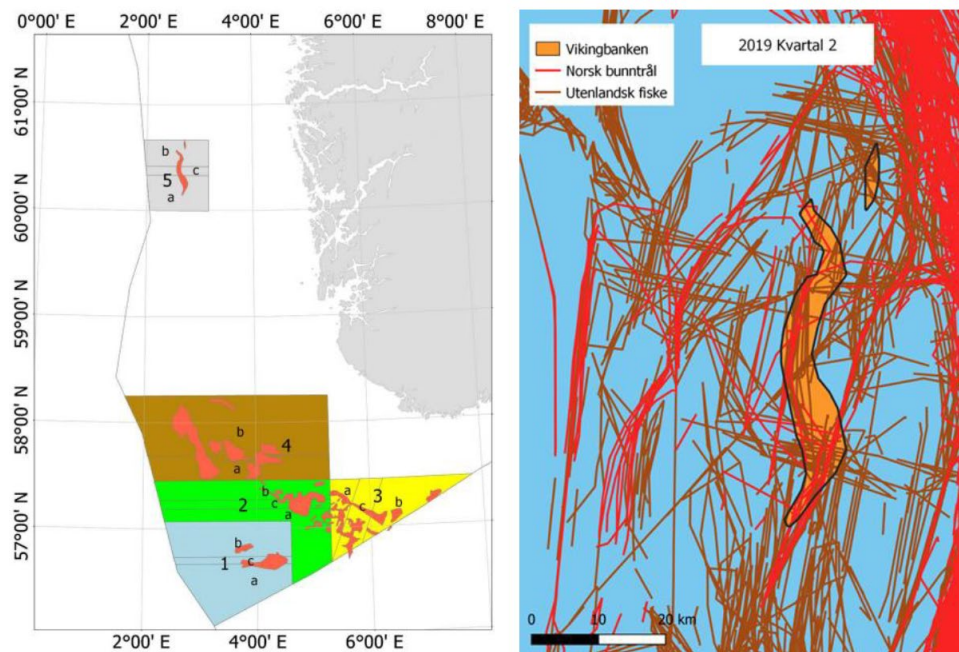
Tabell 9-11 Skjematisk oversikt over adferd gjennom et år (hovedperiode = rødt; forekommer regelmessig = oransje). Fra Havforskningsinstituttet 2021.

	Jan.	Feb.	Mars	April	Mai	Juni	Juli	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Des.
Egg i sanden	R	R	O	O								R
Klekking		O	R	R	O							
Spredt larvefordeling		O	R	R	O							
Konsentrert larvefordeling				O	R	R	O					
Bunnslåing av yngel				O	R	R	O					
Beitesesong nullåringer				O	O	R	R	R	R	O	O	
Beitesesong ettåringer og eldre			O	R	R	R	O					
Gyting	R											R
Overvintring i sand	R	R	O				O	R	R	R	R	R

Fiskerier ved Vikingbanken

Vikingbanken var tidligere et av de viktigste områdene i Nordsjøen for norsk og utenlandsk konsumfiske med bunnskrå etter torsk, sei og hyse. Blant annet som følge av bestandsutviklingen for disse fiskeslagene har områdets betydning for konsumfisket avtatt. I dag domineres konsum-trålfisket i norsk sone i Nordsjøen av utenlandske fartøyer, og dette mønsteret gjelder også på Vikingbanken. Figur 9-12 viser norsk og utenlandsk fiskeriaktivitet ved Vikingbanken i Q2 i 2019. Det utenlandske fisket er ikke spesifisert på redskapstyper i figuren, men fangstmønsteret viser at det i hovedsak er fiske med bunnskrå. Det er ikke kjent om slikt fiske kan påvirke tobishabitatene på Vikingbanken. Dersom sedimentet ikke er homogent i den dybden som er påvirket av trålfurur kan kornstørrelsesfordelingen endres ved omveltning av sedimentet, noe som også kan påvirke oksygeninnholdet.

Equinor har gjort undersøkelser av kornstørrelse i tobishabitat ifm. med utbygging av Krafla og funnet homogent sediment i tre meter dybde. Ved slikt homogent sediment vil trolig omveltning pga. tråling ha lite å si for substratets egnethet som tobishabitat. Men det er mulig bunnskråing etter andre arter enn tobis kan påvirke tobis som ligger nedgravd i sedimentet negativt ved at fisken skremmes bort og stresses ved trållaktivitet. Særlig vil en slik effekt være negativ i perioden da tobis ligger nedgravd i dvale.



Figur 9-12 Venstre: Områdeinndeling for forvaltning av fiske etter tobis i norsk sone. De røde feltene inne i forvaltningsområdene viser de viktigste tobisfeltene. Figuren er hentet fra rapport for tobistokt i Nordsjøen (Johnsen 2021). Høyre: Satellittsporingsdata over fiskerier med ulike type redskap på og ved Vikingbanken i Q2 2019 (kilde: Fiskeridirektoratets satellittsporingsdata).

Bunnpåvirkning

Gode tobishabitater har typisk et bunnsediment med grov sand eller fin grus der det er lavt innslag av leire og silt og gode oksygenforhold. Forringelse av bunnsedimentet kan påvirke overlevelsen til nedgravde individer og egg som ligger klistret til sedimentene. Det er flere olje- og gassaktiviteter som kan påvirke bunnsedimentet negativt.

Utslipp av borekaks og slam kan føre til endring av kornstørrelse i sedimentet, dekke til sedimentet og forhindrer oksygentilførsel. Fysisk aktivitet på sjøbunn ved plassering av installasjoner, legging av rør og kabler med graving og grøfting, og ankerhåndtering kan føre til endring i sedimentene og spredning av fine partikler under arbeidet.

Equinor har gjort vurderinger av bunnpåvirkning for nedgraving av kabler og rør basert på sedimentkjerner (CPT) og høyoppløselig batymetri i forbindelse med utbygging ved Krafla. NGI har utført undersøkelser av kornstørrelsesfordeling i sedimentkjerner fra Vikingbanken. CPT-prøver viste jevn sandkvalitet tre meter ned i sedimentet. Basert på dette er det forventet at en omveltning i sedimentet i forbindelse med legging av rør ikke vil gi endret kornstørrelse og antakelig ikke vil påvirke overflatesedimentets egnethet for tobis på sikt, men vil gi en lokal og forbigående effekt ved skremming av nedgravd fisk under rørleggingen. Basert på undersøkelsene har Equinor vurdert at avtrykk ved rørlegging kun er knyttet til arealbeslag, dvs. arealet som påvirkes er utgjort av diameter på rør x rørets lengde. Rørledninger overvåkes årlig med ROV med flerstrålesonar som dekker 15 m til hver side av røret. Disse dataene er brukt for å undersøke sedimentering ved rørledningen. Røret ligger typisk innsunket i sedimentet med 10-30% av rørets diameter. Det ble funnet påvirket sediment i 5-10 meter bredde i områder der det er lagt grus under røret. I områder uten grus ble det ikke funnet indikasjon på avsetninger av sediment nedstrøms fra røret. Endring i strømforhold og dannelse av sedimentfonner er undersøkt ved å utnytte batymetridata fra eksisterende rørledning sørøst på Vikingbanken.

For Krafla er det valgt å legge rørledninger utenom Vikingbanken SVO.

9.2.3 Vurdering av risiko for tobis

For Equinor's aktiviteter ved Vikingbanken er det identifisert og modellert effekt av flere påvirkningsmekanismer:

- **Bunnpåvirkning**; kaksutslipp, oppankring av borerigg, rør
- **Operasjonelle utslipp**: produsert vann
- **Akuttutslipp**, utslipp av olje
- **Støy** (lyd og rystelser); seismikk, fartøy og boring

Det er viktig å bemerke at effekter er basert på de studier og data som har vært tilgjengelig for utredningen, dagens kunnskapsstatus for tobisenes sårbarhet for de ulike mekanismene og generelle erfaringstall fra miljøovervåking for annen sårbar bunnfauna på norsk sokkel. Risiko knyttet til akuttutslipp er vurdert ved bruk av ERA – Acute metoden, og det er tatt flere konservative valg i analysene for å ta høyde for manglede kunnskap. De identifiserte kunnskapsmanglene knyttet til sårbarhet for tobis i samband med gjennomført utredning er sammenfattet i kapittel 9.2.5.

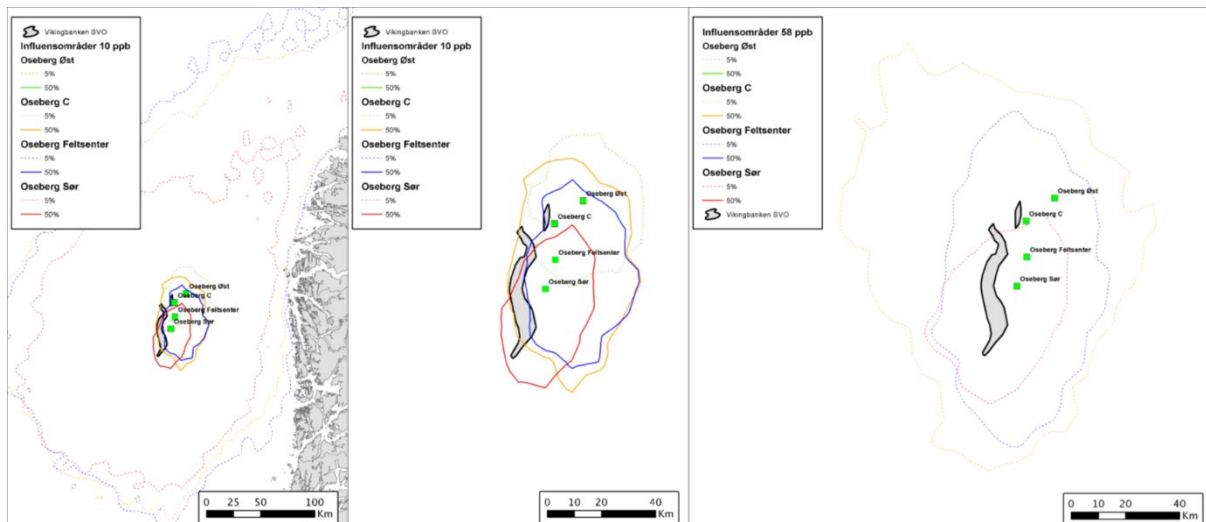
Konklusjon av risiko vurdering

Siden tobis er stedbunden og knyttet til et spesielt bunnssubstrat er arten spesielt sårbar for bunnpåvirkning som kan forringe habitatet. Tobishabitatene forekommer spredt, og rekruttering forutsetter at yngel som er klare for bunnslåing finner egnet substrat. Vikingbanken SVO er i den forstand vurdert å være ekstra sårbar for rekrutteringssvikt.

Det er ikke kjent hvorvidt det eksisterer mekanismer som holder larvene ved leve- og gyteområdene, men siden larvene lever planktonisk antas de å drive fritt i vannmassen inntil de har evne til å svømme. Det er heller ikke kjent om det finnes noe mekanisme som leder larvene tilbake til tobishabitatene når de er klare for å bunnslå, eller om det kun er larver som tilfeldigvis befinner seg over egnet substrat som vellykket bunnslår. Det må derfor legges til grunn at det er larver som oppholder seg i nærheten av tobisområdet som vil utgjøre rekrutteringen. Et stort oljeutslipp (fra utblåsing eller lekkasje fra havbunnsanlegget) som sammenfaller i tid og rom med larvenes bunnslåing kan dermed påvirke rekruttering og gyte-bestanden.

Det er tatt flere konservative valg i analysene for å ta høyde for manglede kunnskap. Eksponering som gir skade eller larvetap forutsetter at gyteproduktene og skadelige oljekonsentrasjoner møtes i tid og rom. I estimat av larvetap er det lagt til grunn en lik sårbarhet gjennom hele perioden med gyteprodukter og det er også antatt at alle gyteproduktene befinner seg i samme vannlag der oljekonsentrasjonen er høyest. Det er også antatt at larvene ikke driver ut av området og at en død larve gir en mindre rekrutt (dvs. én mindre yngel som bunnslår).

For akutte oljeutslipp er det utført analyser av oljeeksponering og beregning av larvetap, restitusjonstid og miljøskade for tobis på Vikingbanken SVO som en egen bestand for de fleste av feltene til Equinor innenfor analyseområdet for akutte utslipp. Oljedriftsmodellering viser at gitt en utblåsning fra de nærmeste innretningene er det rundt 50% sannsynlighet at Vikingbanken SVO vil bli eksponert for oljekonsentrasjoner over 10 ppb og mellom 5% og 50% sannsynlighet at deler av området vil kunne bli eksponert for oljekonsentrasjoner over 58 ppb THC. Figur 9-13 viser eksempler på influensområder for olje i vannkolonnen basert på simulering omkring Oseberg. 58 ppb regnes som nedre effektgrense for skade på fiskeegg og – larver. Grunnet mangler på spesifikk kunnskap om hvor sårbare ulike livsstadier er for forurensning for oljeeksponering er det gjennom prosjektet KnowSandeel planlagt eksponeringsstudie av tobis. Havforskningsinstituttet fikk ikke befruktet og eksponert tilstrekkelig mange egg for å gjennomføre forsøk vinter 2022 (kapittel 9.2.5). Det er derfor i tillegg, som en sensitivitet, også modellert med en lavere konsentrasjon på 10 ppb THC. For tilsvarende kart for Krafla vises det til kapittel 9.1.2.



Figur 9-13 Influensområder for olje i vannsøylen for perioden februar til og med juli gitt en utblåsning fra de forskjellige Oseberg-innretningene. De to kartene til venstre viser områdene som har høyere konsentrasjon i vannsøylen enn 10 ppb THC i mer enn hhv 5% og 50% av enkeltsimuleringene. Kartet til høyre viser influensområder som har høyere konsentrasjon i vannsøylen enn 58 ppb THC i mer enn hhv. 5% og 50% av enkeltsimuleringene. Merk at influensområdene ikke viser omfanget av et enkelt oljeutslipp, men er en statistisk størrelse som er beregnet fra et større antall enkeltsimuleringer og angir sannsynligheten for at en kartrute eller et område vil bli berørt av mer olje enn grenseverdien forutsatt at en utblåsning finner sted.

ERA Acute skadeklassifisering av RDF-verdier (Resource Damage Factor) er brukt for å vurdere miljøskade. Equinor har høy aktivitet i området og det er beregnet en totalfrekvens for utblåsning på 4,02E-02 per år. Benytter man Equinor's grenseverdi for å klassifisere skaden (> 1% betinget sannsynlighet for at skade skal inntreffe) vil syv av de totalt 10 feltene gi en skade som defineres som «moderat». Tabell 9-12 viser oppsummering av resultat fra analyser for tobis på Vikingbanken. For videre detaljer om miljørisiko for tobis relatert til uhellsutslipp ved Krafla aktiviteter vises det til kapittel 9.1.2.

Tabell 9-12 Oppsummering av resultater fra ERA Acute analyser for tobis på Vikingbanken ved utblåsninger fra innretninger på Oseberg-feltene under produksjon. Fargekodene indikerer miljøskade iht. ERA Acute skadeklassifisering av RDF-verdier. Grønn = «ubetydelig», blå = «liten» og gul = «moderat».

Aktivitet	Larvetap (%)			Restitusjonstid (år)			Miljøskade (bestands-år)		
	Snitt	P95	P100	Snitt	P95	P100	Snitt	P95	P100
Oseberg Delta ¹	17	47	60	2.6	4.4	4.6	16	44	59
Oseberg Vestflanken ¹	16	49	60	2.4	4.4	4.7	15	46	54
Oseberg C	10	67	87	1.3	4.6	5.1	9	62	82
Oseberg Sør	6	47	63	0.8	4.4	4.6	5	44	60
Oseberg Delta 2 ¹	5	36	60	0.7	4.1	4.7	4	34	56
Oseberg Vestflanken 2 ^{1,2}	2	8	88	0.2	2.3	5.1	2	7	86
Oseberg Feltsenter ²	2	11	92	0.3	2.9	5.2	2	10	87
Oseberg Tune ¹	1	5	7	0.4	2.0	2.3	1	4	5.7
Oseberg Øst	0	0	1	0.0	0.0	0.1	0	0	0
Krafla	11	41	63	1,6	4.2	4.6	9	37	68

¹ Modellert fra samme geografiske posisjon som Oseberg feltsenter, dvs. i en avstand på 7,3 km fra Vikingbanken SVO.

² Både boring og produksjon er inkludert i utblåsningsmatrisen. ³Fra DNVs pågående arbeid med Krafla MRA.

Det er ikke funnet at Equinor's aktiviteter ved Vikingbanken medfører noen vesentlig risiko for å påvirke bunnhabitat negativt. Brønnrammer på bunnen innenfor området er vurdert å ha mindre effekt, og planlagte utslipp av kaks vil transporteres ut av område.

Operasjonelle utslipp av produsert vann og kjemikalier er ikke vurdert å medføre vesentlig risiko for tobis ved Vikingbanken basert på dagens kunnskapsstatus. Planlagte utslipp til sjø fortynnes raskt, og både målinger og modellering for flere felt viser at konsentrasjon rundt Vikingbanken er betydelig lavere enn laveste konsentrasjon som ikke gir effekt på hyseembryo, som regnes om en av de mest sårbare organismene i denne sammenheng. Det er usikkerhet tilknyttet gyteprodukters sårbarhet for oljeeksponering. Det er imidlertid ikke holdepunkt for å legge til grunn at det er eksponering av skadelige konsentrasjoner ved sjøbunn eller vannsøylen som følge av utslipp av produsert vann eller mindre akuttutslipp av olje fra Equinor sine felt.

Beregninger av larvetap ved Oseberg-feltene og Krafla viser at flere av feltene og innretningene til Equinor kan resultere i større larvetap gitt en utblåsning. Aktiviteten til Equinor i området er høy, men tar man hensyn til sannsynlighet for larvetap og perioden med sårbare gyteprodukter i vannmassen, er risikoen for tobisbestanden på Vikingbanken som følge av større akutte utslipp vurdert å være lav.

Av de øvrige påvirkningsmekanismene er støy og rystelser vurdert å utgjøre medium risiko dersom det gjennomføres større seismiske undersøkelser. Det henger sammen med usikkerhet knyttet til sårbarhet for seismikk og erfaring med skremmeeffekt og konsekvenser fra andre fiskearter.

I sum er det med dagens kunnskap om aktiviteter og effekter ikke funnet holdepunkt for at Equinor sine aktiviteter i området kan forklare hvorfor tobisbestanden ved Vikingbanken ikke kommer tilbake. Det har ikke forekommet større akutte utslipp av olje eller kjemikalier i området de siste 20 årene som kan forklare hvorfor ikke tobisbestanden har kommet tilbake slik den var før den ble nedfisket på 90-tallet.

Det er i rapporten vist at det i deler av året foregår fiske med bunntrål etter andre arter på Vikingbanken, men det er ukjent hvorvidt dette medfører habitatforringelse eller har annen negativ effekt på tobis. Det er også ukjent hvorvidt lydpåvirkning fra fiskeri og annen aktivitet i området eventuelt påvirker tobis ved Vikingbanken.

Med kunnskapsmangler om sårbarhet for flere av de vurderte påvirkningsmekanismene er det ikke mulig å gjøre en vurdering av samvirkende og kumulative effekter. Det må likevel legges til grunn at en allerede presset bestand kan være ekstra utsatt for mindre og kontinuerlige eller langvarige forstyrrelser fra ulike typer antropogen påvirkning, i tillegg til de komplekse og samvirkende effekter som følger av klimaendringer. Ukjente og/eller uregistrert utslipp er en usikkerhet som ikke er inkludert i vurderingene.

9.2.4 Risikoreducerende tiltak

Gjennom studiet til IKM Acona, /3/, er det identifisert og beskrevet risikoreducerende tiltak for risikoene som er identifisert overfor tobis som følge av Equinor's aktiviteter ved Vikingbanken.

Bunnpåvirkning

Bruk av partikkelfri borevæske (f.eks. basert på kaliumklorid) eller borevæsker med redusert partikkelinnhold kan redusere effektområde for utslipp av borekaks på sjøbunn. Det vil kunne være geologiske og/eller brønntekniske begrensninger knyttet til praktisk mulighet eller sikkerhets-aspekter for et slikt tiltak.

Oppankring av borerigg under boreoperasjoner kan medføre midlertidig arealbeslag for tobis og gi oppvirvling av sedimenter og er antatt å ha størst effektpotensial i dvaleperioden til voksne individer. Bruk av dynamisk posisjonering kan redusere risiko for forstyrrelser på havbunn og bør vurderes for planlagte boreoperasjoner inne på Vikingbanken SVO.

Transport av borekaks, borevæske og sement fra boreoperasjoner ut fra Vikingbanken ved hjelp av transportsystem (CTS) eller ilandføring (RMR) reduserer risiko for forringelse av habitat pga. sedimentering

og nedslamming. Slike løsninger må følges opp gjennom regelmessig overvåkning og oppfølging av CTS slangen vha. trykkovervåkning og ROV.

Operasjonelle utslipp

Rensing og reinjisering av produsert vann vil redusere tilførsel av hydrokarboner og andre giftige forbindelser til sjøvann. Denne utredningen har vist at det er lav risiko for eksponering av olje og kjemikalier fra produsertvann som kan påvirke tobis ved Vikingbanken. Det er generelt ønskelig å redusere tilførsel av produsert vann og kjemikalie til det marine miljø. For sistnevnte vil kontinuerlig arbeid med reduksjon av mengde, konsentrasjoner og substitusjon av miljøskadelig stoffer til mindre miljøskadelige stoffer være et viktig risikoreduserende tiltak.

Akutte oljeutslipp

For større akutte utslipp av olje vil risikoreduserende tiltak være å unngå eller redusere faren for hendelser som kan medføre akutte utslipp. Dersom et utslipp skjer, må det iverksettes konsekvensreduserende tiltak for å begrense utslippsmengde og hindre eller begrense skade på ytre miljø. Førstnevnte inkluderer bla. god kunnskap, ta i bruk beste tilgjengelig teknologi og operasjonelle løsninger samt regelmessig vedlikehold og ha flere uavhengige barrierer.

Planlegging av boreoperasjoner (spesielt i hydrokarbonførende lag) utenom perioden med gyteprodukter kan være et risikoreduserende tiltak for å begrense skade på tobis for lokasjoner nære eller på Vikingbanken. Det vises til diskusjon av mulig tilpasning av boreaktiviteten på Krafla-feltet til risiko for tobis i kapittel 7.1.

Generelt vil mekanisk oppsamling av olje være den foretrukne bekjempelsesmetoden fremfor kjemisk dispergering for oljevernberedskap i nærområdet til Vikingbanken ved mulig forekomst av gyteprodukter i vannsøylen. Bruk av dispergeringsmiddel kan øke nedbryting av olje og vil kunne virke konsekvensreduserende for tobis ved Vikingbanken dersom dispergeringen reduserer oljekonsentrasjonen i vannmassene og hindrer oljeutslipp ved felt lokalisert lengre unna å drive mot Vikingbanken. Det er i bransjen arbeidet med teknologiutvikling og tilgjengelighet av utstyr for oljeinnkapsling og -oppsamling på havbunnen ved en eventuell utblåsning. Utstyr for havbunnsoppsamling finnes internasjonalt, men er ikke et krav på norsk sokkel i dag og vil pga. havdypet være krevende å bruke ved Vikingbanken.

For mindre akutte utslipp er vedlikehold, inspeksjon og oppdagelse viktige tiltak. Norsk Olje og Gass har initiert flere prosjekter som har resultert i en reduksjon i hydrokarbonlekkasjer på norsk sokkel. Det er viktig at resultat og prosedyrer fra slike prosjekter følges opp etter de er avsluttet.

Lyd og rystelser

Stillegående motorer og thrustere til service- og beredskapsfartøy kan redusere støypåvirkning for marine organismer. Siden det ikke er kjent hvor godt tobis registrerer lyd og hvorvidt de bruker lyd ved kritisk adferd som gyting og beiting er det usikkert om slike avbøtende tiltak har noe for seg. Tiltak som reduserer kontinuerlige støykilder i havet, kan imidlertid ha positiv effekt på andre arter og dyregrupper som bruker lyd i næringssøk og kommunikasjon.

Som en føre-var-tilnærming vil gjennomføring av seismiske undersøkelser på og ved Viking-banken utenom gyteperioden i desember – januar være risikoreduserende med tanke på å unngå eventuell fluktrespons bort fra gyteområdet når undersøkelsene pågår. Fluktrespons som følge av boreoperasjoner kan også forstyrre gyteadferd og planlegging av boreoperasjoner utenom gyteperioden i desember til januar vil også være et risikoreduserende tiltak. Bruk av såkalt soft-start ved start av seismikkundersøkelser kan brukes for å avbøte eventuell skremmeeffekt.

For utbygging av Krafla-feltet er det ikke planlagt boreaktivitet inne på Vikingbanken. Brønnrammer og rørledninger er planlagt utenom Vikingbanken. På Krafla UPP blir brønnstrømmen separert i gass og væske. Gassen eksporteres direkte fra Krafla UPP, mens væsken som består av olje og produsert vann blir sent til Aker BPs NOA PdQ plattform for videre behandling. Etter separasjon av olje og vann og påfølgende rensing av produsert vann på NOA PdQ, blir produsert vann reinjisert i undergrunnen.

9.2.5 Kunnskapsgap og pågående forskning

Kunnskapsgrunnlaget for tobisens sårbarhet for påvirkning fra olje- og gassvirksomheten er begrenset. Det er særlig knyttet usikkerhet til tobisens sårbarhet for eksponering for olje da det mangler kunnskap både om effekter ved eksponering og rekruttering innenfor og mellom de avgrensede tobisområdene.

Rekruttering hos marine fiskearter er en meget kompleks prosess, og det er vanskelig å predikere hvordan tap av gyteprodukter fra for eksempel et oljeutslipp vil påvirke rekruttering.

Det er også behov for å forstå utveksling mellom de ulike tobisområdene i Nordsjøen. Det er usikkerhet forbundet med hvor stor larveutvekslingen er mellom de ulike tobisområder i Nordsjøen, og mellom Nordsjøen og kysten. Det er ikke kjent om larvene og yngelen har noen form for «homing» adferd som eventuelt kan øke sannsynligheten for at individene finner egnede steder for bunnslåing.

Kunnskap om larvedriftsfasen er begrenset, og i norsk sone ser det ut til at lokale gytebestander er viktig for rekrutteringen innenfor en radius på noen få titalls kilometer. Det er behov for å bedre forstå betydning av vertikalvandring og hvorfor tobislarver evt. ikke drifter bort fra gyteområder før de bunnslår.

Det mangler artsspesifikk kunnskap om hvor sårbare ulike livsstadier er for forurensning. Særlig er det knyttet usikkerhet til hvor følsomme egg og larver er for oljeeksponering. Vi mangler kunnskap om konsekvensene av eksponering for kjemikalier og oljekomponenter på ulike livsstadier.

Vi mangler kunnskap om voksne individers følsomhet for støy. Betydning av lyd for gyteadferd, beiting, og unnvikelse av predatorer hos tobis er ikke kjent. Dette er viktig kunnskap for å forstå hvor sensitiv tobis kan være for støypåvirkning fra for eksempel olje- og gassaktivitet.

Det ble høsten 2021 inngått et samarbeid mellom Havforskningsinstituttet (HI) og operatørselskapene Equinor, AkerBP, Lundin Energy, Spirit Energy og DNO for å finansiere et toårig forskningsprosjekt – *KnowSandeel*. Prosjektet er startet høsten 2021 og skal ferdigstilles i 2023. Formålet med prosjektet er å tette identifiserte kunnskapshull relatert til forekomst og sårbarhet av tobis. Arbeidspakker i forskningsarbeidet omfatter:

- studier av larveutvikling, larveadferd og eksponeringsstudier for olje,
- larvedriftsmodellering
- analyser av feltinnsamlede akustiske data

Havforskningsinstituttet skal gjennomføre eksponeringsforsøk der morfologiske, fysiologiske, adferdsmessige og molekylære effekter skal beskrives og sensitivitet og respons på oljeeksponering skal dokumenteres. Eksponeringsstudier av olje for tobis for å dokumentere effektnivåer og respons for ulike livsstadier skal og utføres. Slike data vil være grunnleggende for å vurdere effekter av akuttutslipp av olje ved petroleumsaktivitet ved Vikingbanken og ved andre tobisområder. Det skal modelleres larvedrift vha. regionale havmodelleringssystemer for å kvantifisere mengder larver som spres fra de ulike gyteområdene i Nordsjøen. Prosjektet skal også analysere historiske ekkolodddata og tråltrekk for å undersøke romlige og temporære strukturer og interaksjoner mellom dyreplankton, tobislarver, juvenile og voksne.

Eksponeringsstudie av tobis ble startet opp i januar 2022 ved HI sin feltstasjon i Austevoll, men HI lyktes ikke med å befrukte og eksponere tilstrekkelig mange egg for å gjennomføre forsøk vinteren 2022. En ny eksponeringsstudie er planlagt til januar 2023. Det er gjort innledende studier av eksisterende akustikkdata på tobis på Vikingbanken for å få bedret kunnskap om geografiske fordelinger. Oljeanalyser av sediment fra tobishabitat Vikingbanken (15 stasjoner) ble inkludert ved regional miljøovervåking i mai 2022.

Havforskningsinstituttet har videre søkt Forskningsrådet i februar 2022 om støtte til et større prosjekt for å komplementere det oppstartede arbeidet med KnowSandeel prosjektet.

Operatørenes miljørisikoanalyser er verktøy de har utviklet for å ivareta aktivitetsspesifikk miljørisiko i tråd med regelverkets krav til forsvarlig virksomhet, kontinuerlig forbedring og risikoreduksjon. De kvantitative analyseverktøyene har sine begrensninger og kvaliteten av resultatene blir ikke bedre enn kvaliteten på dataene som inngår og metodikken som benyttes. Gode larvedriftdata (spredning og forekomst) og spesifikke THC-responskurver for ulike livsstadier vil øke kvaliteten på miljørisikoanalyser. Når det eventuelt foreligger ny kunnskap om sårbarhet for oljeeksponering, bør det vurderes om dagens bestandsmodeller bør videreutvikles.

9.2.6 Oppsummering

IKM Aconas samlede vurdering av påvirkning av tobis av Equinor's aktiviteter ved Vikingbanken er som følger:

- Det er ikke funnet at Equinor's aktiviteter ved Vikingbanken medfører noen vesentlig risiko for å påvirke bunnhabitat negativt.
- Det er usikkerhet tilknyttet gyteprodukters sårbarhet for oljeeksponering. Det er likevel ikke holdepunkt for å legge til grunn at utslipp av produsert vann eller mindre akuttutslipp av olje fra Equinor sine felt vil medføre skadelige konsentrasjoner av hydrokarboner ved sjøbunnen eller i vannsøylen.
- Beregninger av larvetap ved Oseberg-feltene og Krafla viser at flere av feltene og innretningene til Equinor kan resultere i større larvetap gitt en utblåsning. Aktiviteten til Equinor i området er høy, men tar man hensyn til sannsynlighet for larvetap og perioden med sårbare gyteprodukter i vannmassen er risikoen for tobisbestanden på Vikingbanken som følge av større akutte utslipp vurdert å være lav.
- Av de øvrige påvirkningsmekanismene er støy og rystelser vurdert å utgjøre medium risiko dersom det gjennomføres større seismiske undersøkelser.
- I sum er det med dagens kunnskap om effekter og aktiviteter ikke funnet holdepunkt for at Equinor sine aktiviteter i området kan forklare hvorfor tobisbestanden ved Vikingbanken ikke kommer tilbake etter at den ble nedfisket på 90-tallet. Det har ikke forekommet større akutte utslipp av olje eller kjemikalier i området de siste 20 årene som kan ha gitt negativ påvirkning.

9.3 Oljevernberedskapsanalyse

9.3.1 Bakgrunn og analysegrunnlag

I det følgende gis en sammenfatting av gjennomført oljevernberedskapsanalyse for Krafla-feltet, /5/. Oljevernberedskapsanalysen er utført i henhold til Equinor's grunnleggende prinsipper for beredskapsanalyser og NOFOs planverk (NOFO – Norsk Oljevernforening For Operatørselskap). Analysen gir grunnlag for valg og dimensjonering av beredskapsressurser.

Flere utslippsscenarioer er vurdert, inkludert mindre og middels utslipp i form av lekkasje og for utblåsning ved boring og produksjon. Beregning av systembehov for de ulike scenariene er utført for utblåsning av olje, som vil være en konservativ tilnærming for alle utslipp.

I miljørisikoanalysen utført av DNV er det gjennomført oljedriftanalyser som grunnlag for beregning av miljørisiko ved akutt forurensning (Kapitel 9.1). Informasjon fra miljørisikoanalysen inngår som grunnlag i oljevernberedskapsanalysen. For modellerte utblåsninger er det generert helårlig oljedriftsstatistikk. Helårlige influensområder gitt en utblåsning er presentert i Figur 9-1 (kapitel 9.1). Oljedriftsmodelleringen viser at influensområdet vil strekke seg i alle retninger, med en dominerende nordlig komponent. Stranding vil kunne

skje langs kysten fra Rogaland til Trøndelag. Strandingsmengder og drivtid fra en utblåsning fra boring på Krafla-feltet er vist i Tabell 9-5 og Tabell 9-6 (kapitel 9.1). Miljørisiko er vurdert for hele år og på månedsbasis uten effekt av oljevernberedskap i miljørisikoanalysen. Resultatene for dimensjonerende arter og habitat er vist Figur 9-6, Figur 9-7, Figur 9-8 og Figur 9-9 og beskrevet i kapitel 9.1.2.

Olje og kondensategenskaper

Både levetid til olje på sjø, grad av nedblanding i vannmassene og de tilhørende mulige miljøeffektene vil avhenge av oljetype. Det samme gjelder egnetheten til og effekten av ulike typer oljevernberedskap (mekanisk og kjemisk bekjempelse). For analysene er det benyttet Oseberg Sør olje og Martin Linge kondensat som anses som representative for Krafla. Forvitringsegenskaper ved ulike vindstyrker og temperaturer er beregnet for sommer og vinterforhold.

Oljevernressurser og utslippsdeteksjon

Oljevernressurser tilgjengelig for Krafla er kategorisert etter tier-nivå og beredskapsfunksjon. Stril Merkur er det oljevernberedskapsfartøyet som per i dag er nærmest Krafla-feltet (42 nautiske mil) og er en del av den stående beredskap på sokkelen, og utgjør områdeberedskap for Troll og Oseberg-feltene. Både NOFO og OSRL resurser kan benyttes ved et akutt utslipp på Krafla. Equinor har flere avtaler med OSRL, som gir tilgang til flere resurser som rådgivere, tilgang til halvparten av oljevernutstyret og dispergering fra fly.

Utslippsdeteksjon vil utarbeides i en egen fjernmålingsplan for Krafla-feltet som skal sikre at akutt forurensning fra innretningen raskt blir oppdaget og kartlagt. Deteksjonssystemer på Krafla-feltet vil inkludere: satellittovervåking, observasjon fra helikopter og båter (visuell, lukt), og prosessovervåking (trykk og strøm). NOFO områdeberedskapsfartøy har tilgang til utstyr for å kartlegge og overvåke et utslipp under en hendelse. Slikt utstyr inkluderer oljedetekterende radar (OSD radar) og IR kamera operert fra fartøy, fly, helikopter og eller drone.

9.3.2 Beregning av beredskapsbehov og resultat

Ressursbehov gitt en utblåsning er kategorisert basert på barriere 1 til 5; 1) er nærmest mulig utslippskilden, 2) er mellom kilden og kysten (åpent hav), 3) er kystnære områder, 4) er knyttet til remobiliserbar strandet olje og 5) er knyttet til strandet olje.

Beregning av beredskapsbehov er utført med bruk av NOFO BarriereKalkulator (BarKal) som omfatter både mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering fra fartøy som oljeverniltak. Bølgeførhold på åpent hav og i kystsonen inngår i beregning av effektiviteten og ytelsen til enhetene som inngår i en aksjon mot akutt forurensning i barriere 1 til 4.

Beredskapsbehov for barriere 1 og 2

Basert på dimensjonerende scenario er det beregnet et behov for 9 havgående systemer for å håndtere dimensjonerende hendelse med mekanisk oppsamling. Responstid er satt til 5 timer for første system og fullt utbygd barriere innen 48 timer. I henhold til ytelseskravene satt for analysen skal fullt utbygget barriere på åpent hav være på plass senest innen korteste drivtid til land (5 døgn). Med de beregnede responstidene for oljevern fartøy og slepe fartøy er ytelseskravene for barriere 1 og 2 oppfylt (Tabell 9-13).

Tabell 9-13 Forslag til fartøy og responstider for beredskap for Krafla-feltet. Fartøy kan endres, men korteste og lengste responstid forblir den samme.

System nr	Fartøy	Slepefartøy	Dispergeringsmidler - tilgjengelig om bord eller på base (m ³)	Total responstid for kjemisk dispergering* (t)	Total responstid for mekanisk oppsamling* (t)
1	Stril Merkur	RS Haugesund	33	5	5**
2	Esvagt Stavanger	RS Måløy	48	5	11
3	Stril Herkules	RS Egersund	62	5	11
4	Esvagt Bergen	NOFO-pool	50	7	24
5	Ocean Alden	NOFO-pool	45	11	24
6	Mongstad 1. NOFO system	NOFO-pool	69	17	24
7	Stril Poseidon	NOFO-pool	52	20	48
8	Stavanger 1. NOFO system	NOFO-pool	193	20	48
9	Skandi Hugen	NOFO-pool	-	-	48
10***	Ocean Response	NOFO-pool	45	25	48
11***	Havila Troll	NOFO-pool	46	25	48
12***	Kristiansund 1. NOFO system	NOFO-pool	52	29	48

Beredskapsbehov for barriere 3 og 4

Ressursbehov er beregnet basert på korteste drivtid til land og største strandet emulsjonsmengde. Det er 5 prioriterte områder med drivtid kortere enn 20 døgn om sommeren og 8 om vinteren (Tabell 9-6 i kapittel 9.1.2). Selv om det er større mengde emulsjon som når land om sommer enn om vinteren er vintersesongen ansett som dimensjonerende da oljevernberedskapsutstyret har betydelig høyere effektivitet om sommeren. Ved å ta effekten i barriere 1 og 2 i betraktning, beregnes det et beredskapsbehov (oppsamlingsystemer) på 1 MOS sweeper og 8 kystsystemer i barriere 3 og 11 kystsystemer i barriere 4. Responstiden er satt til korteste drivtid til land for første system (5 døgn) og fullt utbygget barriere 3 og 4 innen korteste drivtid til prioriterte områder med drivtid kortere enn 20 døgn (6 døgn).

Strandrensing - beredskapsbehov og responstider i barriere 5

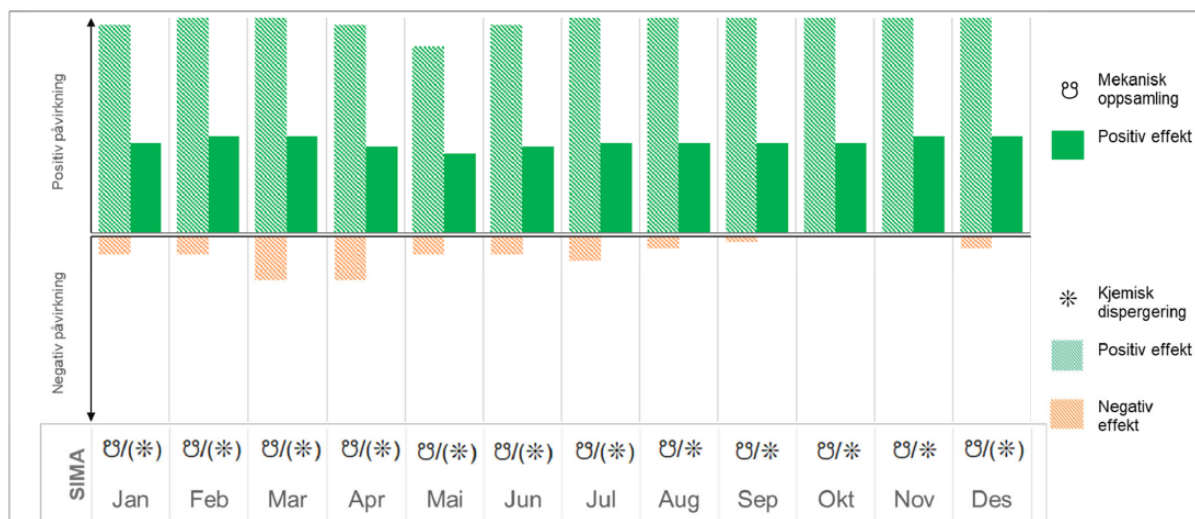
Barriere 1 til 4 er dimensjonert med mål om å hindre stranding. Når korteste drivtid til strand er mindre enn 20 døgn beregnes det et beredskapsbehov også for barriere 5.

For et dimensjonerende utslipp er den modellerte strandingsmengden uten tiltak ca. 70 000 tonn på vinteren, og 74 000 tonn på sommeren (Tabell 9-5 i kapittel 9.1.2). Dette gir henholdsvis et behov for 457 strandrenselag om vinteren og 13 om sommeren langs hele kysten, etter at effekten av oljevernberedskap i barriere 1-4 er lagt til. Høyere beregnet effektivitet av oljevern under sommerforhold er årsaken til den store forskjellen i behov.

Vurdering av bekjempelse metoder

Det er utført vurdering av metoder for bekjempelse av oljesøl ved hjelp av Spill Impact Mitigation Assessment (SIMA). Analyseverktøyet SIMA for norsk sokkel er satt opp for å vurdere bekjempelsesmetodene mot hverandre nær kilden og i åpent hav (barriere 1 og 2). Analysen tar hensyn til forskjellige arters forekomst, rødliste status, sensitivitet til olje samt grad av positiv eller negativ påvirkning for hver bekjempelsesmetode.

Både kjemisk dispergering og mekanisk oppsamling oppnår en netto miljøgevinst gjennom hele året (Figur 9-14). Variasjonen per måned er knyttet til tilstedeværelse av larver/gyteprodukter og sjøfugltetthet per art i nærheten av feltet. Kjemisk dispergering gir en høyere gevinst, og det er begrunnet med en raskere fjerning av olje fra overflaten sammenlignet med mekanisk oppsamling. Kjemisk dispergering gir også en negativ påvirkning på miljøet ved en økt nedblanding av olje i vannsøylen, og er særlig knyttet til fiskearters tilstedeværelse og sensitivitet til THC i vannsøylen i gyteperioden.



Figur 9-14. Resultat av SIMA for NCS verktøy for Krafla viser månedlig forventet effekt av mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering sammenlignet relativt med ingen oljevernrespons. Symbolene i nederste del av tabellen viser hvilken oljevernstrategi som kan brukes gjennom året.

Ved vurdering av om dispergering skal benyttes skal det, i tillegg til vurdering av effektiviteten av dispergering, også alltid vurderes tilstedeværelse av sårbare naturressurser i området samt værforhold.

Krafla ligger i umiddelbar nærhet til tobisfeltet på Vikingbanken. En bør derfor være spesielt forsiktig med kjemisk dispergering i tobis' gyte/larveperiode, desember til juli, og spesielt perioden med tobislarver i vannsøylen, mars til juli.

9.3.3 Konklusjon av Oljevernberedskapsanalyse

Oljevernberedskap vil være et konsekvensreducerende tiltak som sammen med operasjonelle sikkerhetsprosedyrer anses å være tilstrekkelig risikoreduksjon for miljørisikoen ved Krafla-feltet.

Equinors krav til beredskap mot akutt oljeforurensning for Krafla-feltet er oppsummert i Tabell 9-14.

Dimensjonerende hendelse (utblåsning av olje) vil kunne håndteres med mekanisk oppsamling offshore i kombinasjon med kjemisk dispergering. Påføring av dispergeringsmidler fra fartøy og fly er operasjonelt mulig og tilgjengelig gjennom Equinor sine avtaler (både NOFO og OSRL). For en kondensatutblåsning vil hovedstrategi være overvåking og mekanisk oppsamling eller kjemisk dispergering hvis operasjonelt mulig.

Det er konkludert at dispergering vil kunne være et egnet tiltak for å redusere skadepotensialet ved et utslipp, spesielt i perioden august til november. Krafla ligger i umiddelbar nærhet til tobisfeltet på Vikingbanken, og en bør derfor være forsiktig med kjemisk dispergering i tiden med tilstedeværelse av tobis' gyteprodukter, desember til juli, og spesielt perioden med tobislarver i vannsøylen, mars til juli.

Tabell 9-14 Krav til beredskap for Krafla-feltet.

Barriere 1 og 2 – bekjempelse nær kilden og på åpent hav	
Systemer og responstid	9 havgående systemer Første system innen 5 timer, fullt utbygd barriere innen 48 timer. Tilgang til ressurser for kjemisk dispergering og overvåking.
Barriere 3 og 4 – bekjempelse i kyst- og strandsone	
Systemer og responstid	Kapasitet tilsvarende 1 MOS-sweeper og 8 kystsystemer i barriere 3 og 11 systemer i barriere 4. Responstid for første system innen korteste drivtid til land, fullt utbygget barriere innen drivtid til NOFOs eksempelområder
Miljøundersøkelser	Miljøundersøkelser igangsettes snarest mulig og senest innen 48 timer

10 Konsekvenser for fiskeriene og andre næringer til havs

10.1 Konsekvenser for fiskeri

En beskrivelse av fiskeriaktiviteten i influensområdet til Krafla-prosjektet og virkninger for fiskeri i utbyggings- og driftsfasen er utredet av IKM Acona som underlag for denne konsekvensutredningen, IKM Acona, 2022 /5/. Det gis et sammendrag av rapporten i dette kapitlet. Rapporten er tilgjengelig på Equinors nettside:

<https://www.equinor.com/no/baerekraft/konsekvensutredninger#krafla>

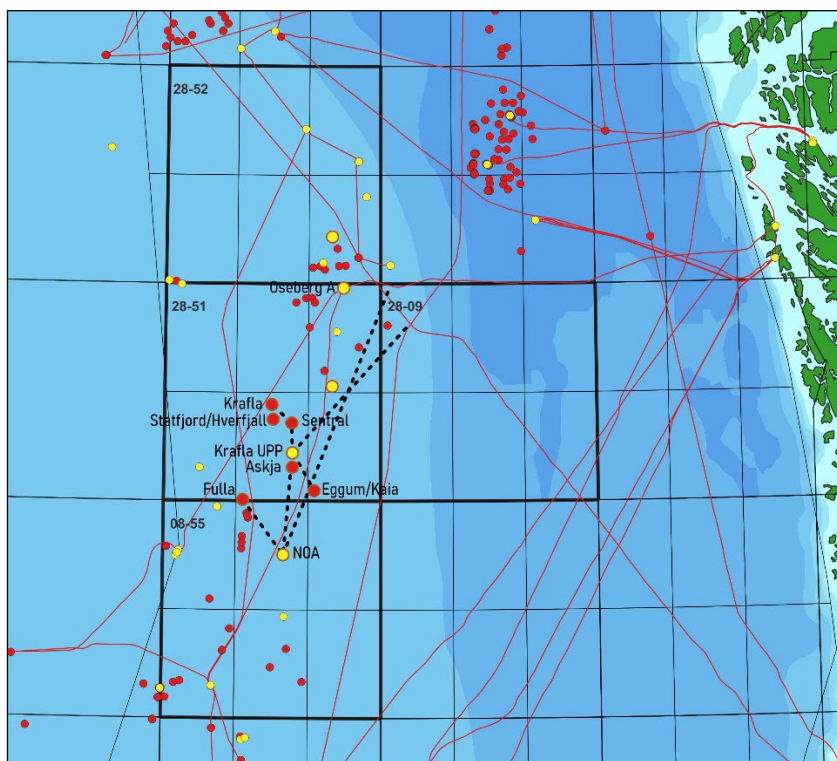
10.1.1 Fisket i området omkring Krafla

Fiskebestander har store naturlige variasjoner. Klimatiske svingninger påvirker spesielt grunne områder som Nordsjøen. Slike svingninger har innflytelse på fiskenes vandrings- og fordelingsmønster. Temperaturendringer kan påvirke rekruttering, individuell vekst og fordeling i havet. Det internasjonale rådet for havforskning (ICES) kommer hvert år med oppdaterte råd for de ulike fiskebestandene. De viktigste artene i Nordsjøen er sei, makrell, sild, brisling, kolmule, øyepål, tobis, torsk og reker.

En god oversikt over hvilke redskaper som brukes i de norske fiskeriene er presentert i Vedlegg 5 i Fiskeridirektoratets rapport «Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak. Beskrivelse av fiskeriaktiviteten» fra 1. juni 2010 (TA-nummer: 2665/2010):

<https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/klif2/publikasjoner/2665/ta2665.pdf>

Det er innhentet oppdatert fiskeristatistikk fra Fiskeridirektoratet for fangst i årene 2011 – 2021 i områder omkring Krafla. Den minste enheten i fiskeristatistikken er en statistikklokasjon, og i Nordsjøen tilsvarer en statistikklokasjon seks oljeblokker. Krafla er lokalisert innenfor fiskeristatistikken lokasjon 28-51, tilsvarende oljeblokkene 30/7-12. Se Figur 10-1.



Figur 10-1 Lokaliseringen av Krafla i forhold til fiskeristatistikken inndeling i lokasjoner. Plattformer og bunninstallasjoner er vist med hhv. gule og røde prikker.

I Tabell 10-1 presenteres fangst i perioden 2011-2021 i lokasjonen som berøres direkte av planlagt utbygging (fiskerilokasjon 28-51) sammen med de tilgrensende lokasjonene 28-52 og 08-55 som ligger hhv. nord og sør for lokasjonen der Krafla er lokalisert. Fangsten er fordelt i fire grupper:

- Torskefisk mv. – torsk, hyse, sei mv.
- Industriarter – øyepål, tobis og kolmule (arter som prosesseres til fiskemel og -olje)
- Pelagiske arter – sild, makrell, hestmakrell mv.
- Skalldyr/annet – skalldyr og makroalger (tang og tare)

Tabell 10-1 Norsk fangst fordelt på hovedgrupper av fangst i området omkring Krafla i perioden 2011 – 2021 (1000 tonn rund vekt). Utbyggingen planlegges innenfor fiskeristatistikklokasjon 28-51 (Data fra Fiskeridirektoratet).

5 000 – 10 000 tonn 10 000 – 20 000 tonn > 20 000 tonn

Lokasjon / oljeblokk	Fiskegruppe	2011	2013	2015	2017	2019	2021 ¹⁾
28-52 (30/1-6)	Torskefisk mv.	881	3 444	1 264	2 769	3 910	2 545
	Industriarter	278	1	6	1	1 171	351
	Pelagiske arter	2 619	11 231	7 184	28 116	9 096	13 840
	Skalldyr	0	0	0	0	16	1
	Sum	3 778	14 677	8 453	30 886	14 193	16 737
28-51 (30/7-12)	Torskefisk mv.	393	797	510	1 451	752	788
	Industriarter	0	215	428	780	220	10
	Pelagiske arter	3 655	56 961	40 743	15 127	15 176	19 426
	Skalldyr	1	0	0	0	5	1
	Sum	4 049	57 973	41 681	17 359	16 150	20 224
08-55 (25/1-6)	Torskefisk mv.	10	23	295	374	368	593
	Industriarter	0	141	19	0	232	2
	Pelagiske arter	5 360	7 372	6 593	5 430	6 051	21 392
	Skalldyr	0	0	0	0	3	4
	Sum	5 370	7 536	6 907	5 805	6 654	21 991
28-09 (31/7-12)	Torskefisk mv.	546	344	787	1 156	3 359	2 237
	Industriarter	135	240	1 828	4 981	9 244	3 183
	Pelagiske arter	2 445	505	250	336	2 449	160
	Skalldyr/Annet	0	1	9	28	59	26
	Sum	3 125	1 090	2 874	6 502	15 111	5 607
Nordsjøen ²⁾	Torskefisk mv.	62 485	51 287	58 730	73 544	72 176	31 648
	Industriarter	118 920	85 696	176 233	165 734	205 458	202 979
	Pelagiske arter	258 612	286 182	187 056	213 862	294 325	119 310
	Skalldyr	29 020	31 888	16 737	28 660	27 950	31 591
	Sum	442 984	425 548	424 649	455 561	574 475	356 737

1) Foreløpige tall for 2021.

2) Nordsjøen: hovedområdene 8, 28, 41 og 42 i fiskeristatistikken, tilsvarende Nordsjøen mellom 4°V og 7°Ø, og mellom 53°30' N og 62°N.

I Tabell 10-2 er fangstene inndelt i tre grupper etter hvilken redskap som er benyttet i fisket:

- Trål – Fiskeristatistikken skiller imidlertid ikke mellom bunntrål og flytetrål. Bunntrål benyttes i fiske etter typiske bunnfiskarter som torsk, hyse og sei mv, reke og i fiske etter industriarter som øyepål, tobis og kolmule. Flytetrål som i deler av året benyttes i fisket etter pelagiske arter og kolmule.
- Not – Benyttes i fiske etter pelagiske arter som sild, makrell og hestmakrell.
- Konvensjonelle redskaper - Faststående redskaper som garn, line, krokredskap, bur og ruser, og snurrevad. Benyttes i fiske etter tradisjonelle bunnfiskarter og krepsarter.

Fangst fordelt på redskap viser hvilke redskaper som er viktigst i området omkring planlagt utbygging. Hvilke redskaper som benyttes er viktig for å kunne vurdere virkningene av planlagt utbygging for berørte fiskerier.

Tabell 10-2 Norsk fangst fordelt på hovedgrupper av redskap i området omkring Krafla i perioden 2011 – 2021 (1000 tonn rund vekt). Utbyggingen planlegges innenfor fiskeristatistikklokasjon 28-51 (Data fra Fiskeridirektoratet).

5 000 – 10 000 tonn
10 000 – 20 000 tonn
> 20 000 tonn

Lokasjon / oljeblokk	Redskap	2011	2013	2015	2017	2019	2021 ¹⁾
28-52 (30/1-6)	Trål	886	3 227	1 204	4 882	8 288	14 297
	Not	1 717	10 210	6 963	25 729	5 199	1 276
	Konvensjonelle	1 175	1 241	287	275	710	1 166
	Sum	3 778	14 677	8 453	30 886	14 197	16 738
28-51 (30/7-12)	Trål	339	4 924	1 721	2 472	8 136	16 234
	Not	3 148	52 929	39 779	14 408	7 679	3 639
	Konvensjonelle	563	120	181	479	340	351
	Sum	4 050	57 973	41 681	17 359	16 155	20 224
08-55 (25/1-6)	Trål	0	166	308	1 186	599	14 614
	Not	5 360	7 370	6 573	4 488	5 904	7 085
	Konvensjonelle	10	0	27	131	152	291
	Sum	5 370	7 536	6 907	5 805	6 654	21 989
28-09 (31/7-12)	Trål	1 062	688	2 940	11 217	15 314	9 901
	Not	7 185	123	1 115	1 434	0	446
	Konvensjonelle	1 024	765	94	30	69	988
	Sum	9 271	1 576	4 149	12 681	15 382	11 335
Nordsjøen ²⁾	Trål	178 408	137 006	243 798	283 722	358 625	300 574
	Not	236 248	264 577	157 097	149 301	196 904	46 306
	Konvensjonelle	28 437	24 184	23 917	22 841	19 396	10 122
	Sum	443 092	425 766	424 812	455 864	574 926	357 003

1) Foreløpige tall for 2021.

2) Nordsjøen: hovedområdene 8, 28, 41 og 42 i fiskeristatistikken, tilsvarende Nordsjøen mellom 4°V og 7°Ø, og mellom 53°30' N og 62°N.

Det er fisket med ringnot, flytetrål og bunntrål som dominerer i Nordsjøen. Sild og makrell er de viktigste pelagiske artene. Omfanget av fiske vil avhenge av tilgjengelige kvoter, men hvor fisket faktisk finner sted i enkeltår vil avhenge av fiskeartenes innsig og vandringsmønster de enkelte årene. Det er store svingninger i fangstene av de pelagiske artene fra år til år, og det er også store variasjoner med hensyn til hvor de største fangstene tas. Dette er et typisk trekk ved fiske på pelagiske arter som sild og makrell.

De viktigste områdene for fisket med bunntrål er vestskråningen av Norskerenna og bankområdene videre vestover. Omfanget av bunntrålfiske vil variere fra år til år avhengig av bl.a. fastsatte kvoter og tilgjengelighet, men fangstområdene er forholdsvis stabile, knyttet til type havbunn, dybde og andre topografiske forhold.

Gjennomgående er trålfangstene av bunnfiskarter som torsk, hyse mv. lavere det siste tiåret enn i tidligere perioder. Denne nedgangen skyldes både bestandsutviklingen for de aktuelle fiskeslagene og strukturelle endringer i den norske fiskeflåten. Tilsvarende har fangstene i det typiske industritrålfisket etter arter som øyepål, tobis og kolmule vært preget av strenge reguleringer og lave kvoter. Det ligger ingen tobisfelt i området som berøres direkte av planlagt utbygging, men se kapittel.9.2.

I nærområdet til den planlagte utbyggingen, dvs. innenfor lokasjon 28-09 (blokkene 30/7-12), domineres fisket av store fangster av sild og makrell. Det er ringnotfangstene som dominerer tidlig i den perioden som vises i tabellene over, mens trålfangstene dominerer i siste del av perioden. Spesielt gjelder dette i 2021. Det samme mønsteret finner en i statistikklokasjonene både nord og sør for utbyggingsområdet (tilsvarende hhv. blokkene 30/1-6 og 25/1-6). Sammenholdes fangst fordelt på hhv. viktigste fiskegrupper og viktigste redskapsgruppe, framkommer det at de største trålfangstene i området utgjøres av pelagiske arter fisket med flytetrål.

Det er beskjedne fangster av bunnfiskarter i området som berøres av planlagt utbygging. Innenfor gruppen torskfisk mv. er det fangstene av sei som dominerer. Dette er fangster som tas med bunntrål eller konvensjonelle redskaper (garn, line, snurrevad). Fangsten av disse artene er vesentlig større innenfor lokasjon 28-52 (blokkene 30/1-6) som dekker bankområder nord for utbyggingsområdet.

Fangsttallene for 2021 avviker fra normalen som følge av manglende fiskeritavtale med Storbritannia. Etter Brexit er ikke Storbritannia lenger inkludert i Norges fiskeritavtale med EU, og i 2021 ble det ikke oppnådd enighet om noen fiskeritavtale mellom Norge og Storbritannia. Fangsttallene for 2021 er derfor påvirket av at for enkelte kvoteregulerte arter, f.eks. makrell, er deler av kvoten som normalt fiskes i britiske havområder fisket i norsk sone.

10.1.2 Registrert fartøyaktivitet i området omkring planlagt utbygging

For å gi et oppdatert bilde av fiskeriaktiviteten i området omkring planlagt feltutbygging er det innhentet kartdata fra Fiskeridirektoratet som grunnlag for å utarbeide kart som viser samlet fiskeriaktivitet med norske og utenlandske fartøyer over 15 meter. De benyttede kartdata er basert på satellittsporing av større fiskefartøyer og data fra den elektroniske fangstrapporteringen. Resultatene som presenteres viser bevegelsene for fiskefartøyer som holder en hastighet mellom 1 og 5 knop. Dette er et typisk intervall for fartøyer som er i aktivt fiske.

På grunnlag av de nevnte data kan det for norske fiskefartøy skilles mellom de ulike redskapsgrupper; bunntrål, snurrevad, line/krok, notredskaper (not/ringnot), garn, flytetrål, teiner og annet. For fiske med utenlandske fartøyer er det ikke tilgjengelig offentlig informasjon om hvilke redskaper som benyttes. Informasjon om dette foreligger i Fiskeridirektoratet, men inngåtte avtaler med øvrige fiskerinasjoner med aktivitet i norsk sone medfører at slik informasjon ikke kan formidles til andre brukere.

I Figur 10-2 vises den kvartalsvise fordelingen av norsk fiskeriaktivitet fordelt på redskapstyper i 2019. I Figur 10-3 vises den kvartalsvise fordelingen av utenlandsk fiske i det samme året.

Nærmere om norsk fiske i området

Det framgår av Figur 10-2 at storparten av det norske bunntrålfisket i den aktuelle delen av Nordsjøen foregår langs vestskråningen av Norskerenna og i de noe grunnere områdene rett vest for denne. Langs vestskråningen tråles det hele året, men aktiviteten er høyest i andre og tredje kvartal. Innenfor samme område fiskes det med flytetrål deler av året. Krafla ligger vest for dette trålfeltet, og det foregår lite tråling i området som berøres av planlagt utbygging. Innenfor samme område fiskes det med flytetrål deler av året.

I området som berøres av planlagt utbygging drives det enkelte år også et omfattende pelagisk fiske med ringnot, med høyest aktivitet i andre kvartal. Fangstmønsteret for det pelagiske fisket vil ha store variasjoner fra år til år som følge av de store variasjonene i vandringsmønsteret for de viktigste pelagiske artene (sild og makrell). I området lengre nord, i Tampen-/Statfjordområdet, har det i senere år foregått et betydelig linefiske.

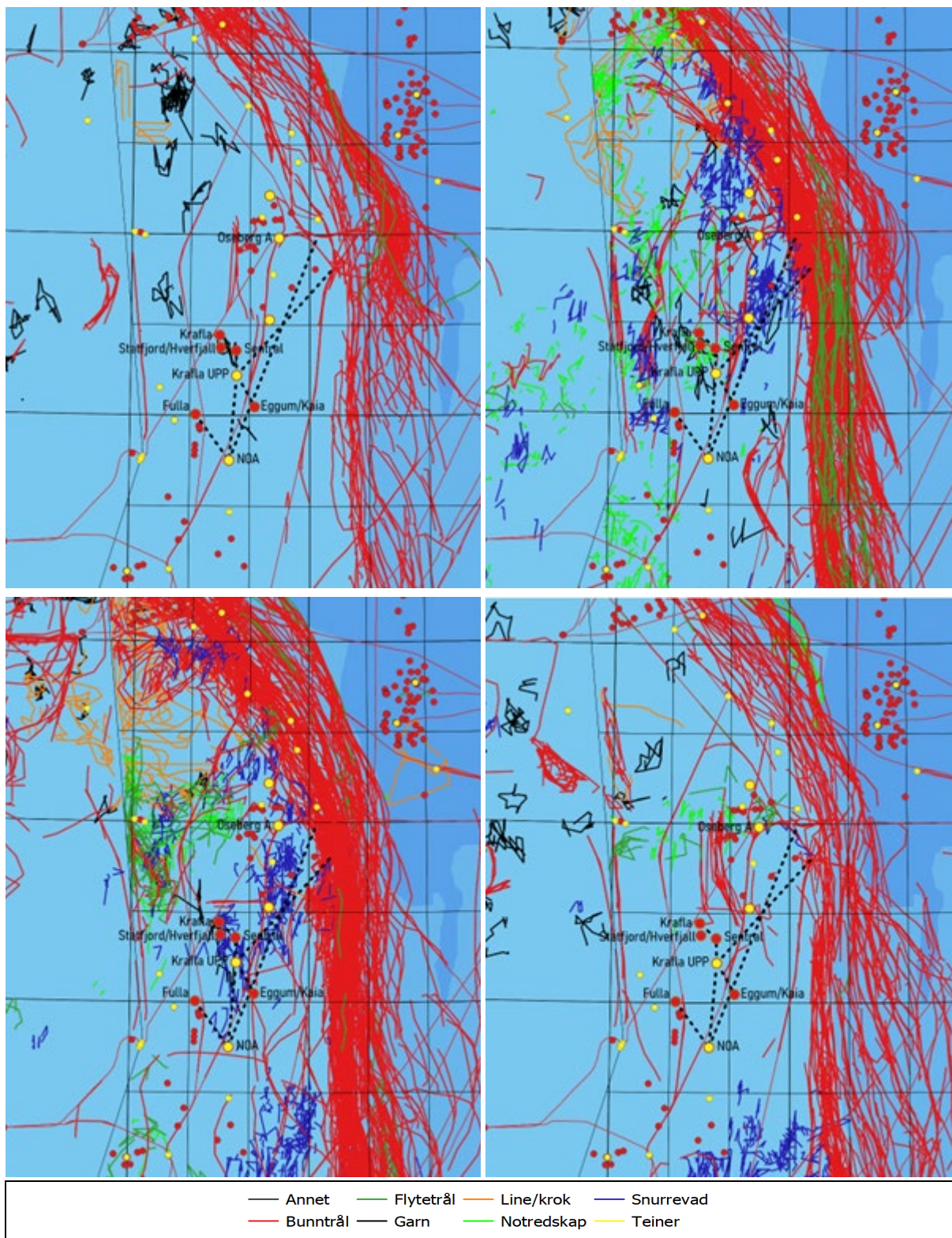
Et interessant trekk er at det i senere år er utviklet et snurrevadfisket, og i noen grad også et garnfiske, i området omkring planlagt utbygging. Snurrevad er et redskap som tidligere knapt ble brukt så langt til havs i Nordsjøen, men de aller siste årene har bruken av denne redskapen økt (*Personlig medd. Fagkonsulent Dagfinn Lilleng, Fiskeridirektoratet*). Enkelte år viser sporingsresultatene en betydelig aktivitet med snurrevad og garn omkring Krafla og de planlagte traséene.

Nærmere om utenlandsk fiske i området

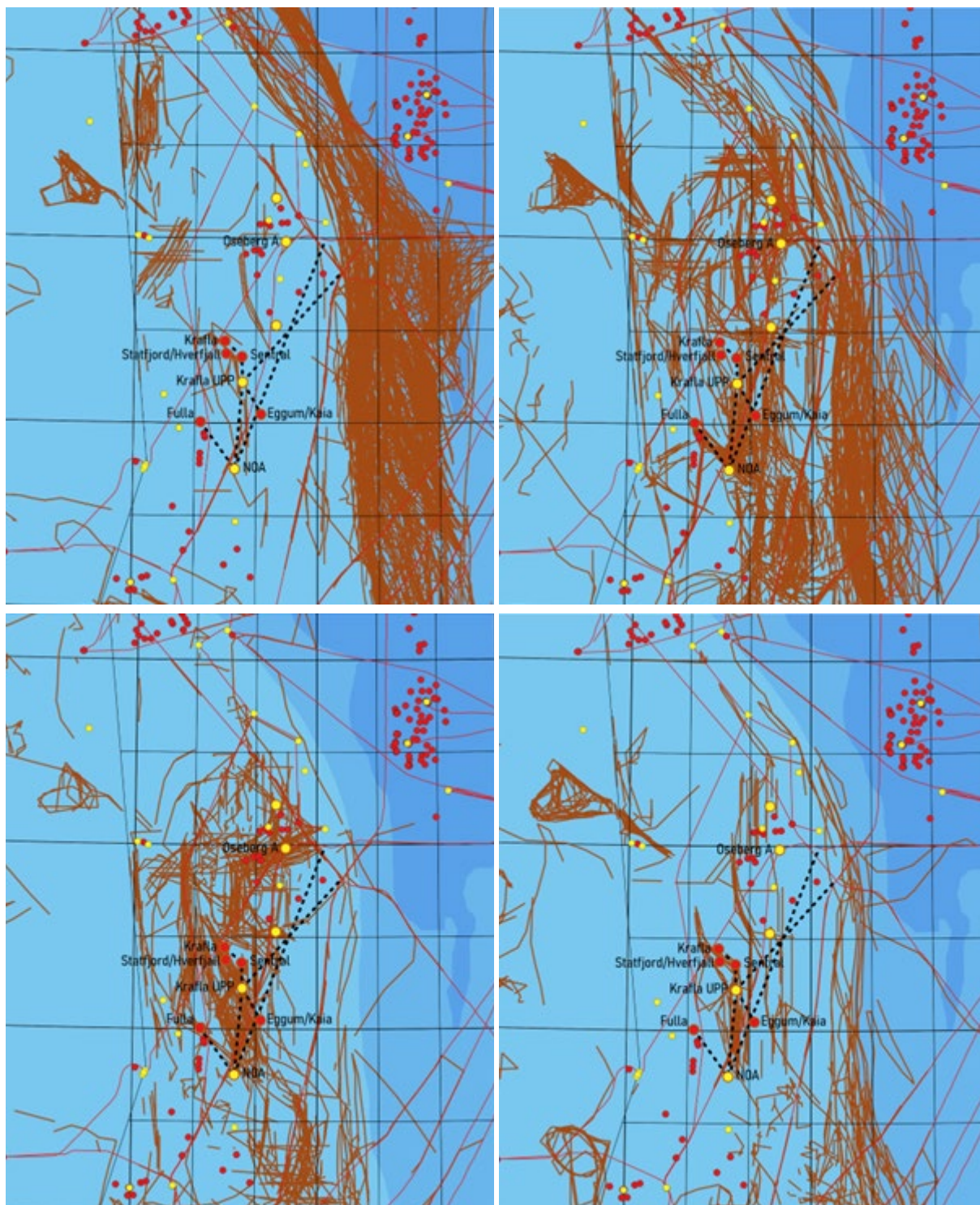
Det utenlandske fisket i området omkring den planlagte utbyggingen har et helt annet mønster enn det norske fisket, jf. Figur 10-3. Driftsmønsteret viser at det utenlandske fisket nesten utelukkende skjer med bunntål. Storparten av dette fisket drives av skotske trålere. Dette er trålere som ofte er mye mindre enn fartøyene i den norske trålerflåten. En del av fisket foregår også med partråling. Ved partråling benyttes ikke tråldører for å holde trålposen åpen, men to fartøyer trekker trålen på hver sin side. Ved en slik operasjon er fartøyene i stand til å trekke større trål enn det de er i stand til hver for seg. Skottene fisker sjelden med ringnot i denne delen av Nordsjøen. Danske snurrevadfartøyer kan også fra tid til annen fiske i området.

Det er stor utenlandsk tråleraktivitet i og omkring området som berøres av planlagt utbygging. I selve utbyggingsområdet er aktiviteten størst i sommerhalvåret (2. og 3. kvartal). Sporingresultatene viser store variasjoner i aktiviteten fra år til år, men erfaringsmessig er det grunn til å regne med høy utenlandsk aktivitet i dette området i et normalår.

Som figurene viser vil det i enkelte år kunne regnes med at mange utenlandske fartøyer opererer i utbyggingsområdet, og det vil være mange fartøyer som tråler over de planlagte rørledningene, kablene og havbunnsinnretningene. Det framgår av figurene at de utenlandske trålerne ikke velger å tråle utenom områder med plattformer eller havbunnsinnretninger, men i stor grad tråler mellom disse.



Figur 10-2 Norsk fiske i området omkring Krafla i 2019. Øverst venstre: 1. kvartal. Øverst høyre: 2. kvartal. Nederst venstre: 3. kvartal. Nederst høyre: 4. kvartal. Plattformen og bunninstallasjoner er vist med hhv gule og røde prikker. Figurene er basert på data fra Fiskeridirektoratet.



Figur 10-3 Utenlandsk fiske i området omkring Krafla i 2019. Øverst venstre: 1. kvartal. Øverst høyre: 2. kvartal. Nederst venstre: 3. kvartal. Nederst høyre: 4. kvartal. Plattformen og bunninstallasjoner er vist med hhv gule og røde prikker. Figurene er basert på data fra Fiskeridirektoratet.

10.1.3 Virkninger for fiskeriene

Virkninger av feltutbygginger og nye rørledninger og kabler for fiskeriene kan deles inn i følgende hovedkategorier:

- Konsekvenser i anleggsfasen i forbindelse med feltutbygging og legging av rørledninger og kabler.
- Arealbeslag omkring nye feltinnretninger.
- Tilstedeværelsen av nye rørledninger og kabler i områder der det drives trålfiske. Herunder virkninger av eventuelle steinfyllinger.

De aktuelle rørledningene og kablene forutsettes installert med dynamisk posisjonerte fartøyer som ikke etterlater ankermerker på havbunnen.

I dette kapitlet presenteres virkninger av den planlagte utbyggingen for fiskeriene i utbyggings- og driftsfasen. For vurdering av virkninger er det benyttet samme metode som i utredninger om virkninger for fiskeri i arbeidene med forvaltningsplanene for Norskehavet og Barentshavet, kunnskapsinnhenting for Norskehavet nordøst, konsekvensutredningen for Barentshavet sørøst, og i arbeidene tilknyttet utbyggingen av Johan Castberg i Barentshavet (Proactima mfl. 2017) og Hywind Tampen (Acona 2019). Virkninger for fiskeriene klassifiseres etter en firedelt skala (Tabell 10-3). De ulike faktorene vil ha svært stor variasjon for ulike fartøygrupper og fiskerier.

Tabell 10-3 Skalering av påvirkning fra petroleumsvirksomhet på fiskeri (Acona Wellpro og Akvaplan-niva 2010; Akvaplan-niva og Proactima, 2012; Proactima m fl 2017, Proactima 2017 og Acona 2019).

Ingen / Ubetydelig	Liten	Middels	Stor
Områder av liten viktighet for fiske påvirkes.	Påvirket område benyttes av få fartøyer i aktuell tidsperiode.	Påvirket område er viktig for både lokale og tilreisende fiskefartøy i aktuell tidsperiode.	Påvirket område er av stor viktighet for flere fartøygrupper i aktuell tidsperiode.
Medfører ikke fangsttap, operasjonelle ulemper eller økte driftskostnader av noen betydning.	Kan medføre begrenset fangsttap / begrensede operasjonelle ulemper og begrenset økning i driftskostnader.	Planlagt aktivitet kan medføre noe fangsttap / operasjonelle ulemper og noe økte driftskostnader.	Medføre vesentlig fangsttap/ operasjonelle ulemper og betydelig økte driftskostnader.
<p><i>Fangsttap:</i> Redusert driftsgrunnlag på grunn av redusert fangst, fiske i mindre attraktive områder/perioder, eller på arter med lavere verdi.</p> <p><i>Operasjonelle ulemper:</i> Økt behov for årvåkenhet, justering av kurs mv under fiske på grunn av tilstedeværelse av fartøy/installasjoner eller annen petroleumrelatert aktivitet.</p> <p><i>Driftskostnader:</i> Kostnader knyttet til økt gangavstand til ledig fiskefelt, evt. midlertidig flytting til annen basehavn.</p>			

Virkinger for fiskeriene i utbyggingsfasen

I utbyggingsfasen vil det bli et midlertidig arealbeslag knyttet til boring, installering av innretninger og legging av rørledninger og kabler. Boring og installering av nye innretninger vil foregå i årene 2024-2027. Legging av rørledninger og kabler planlegges gjennomført i perioden 1. kvartal 2024 til 3. kvartal 2025, jf. Tabell 1-1. Planlagte rørledninger og kabler i området er beskrevet i kapittel 3.5.2 og vises i Figur 3-8. Rørbunter med utvendig diameter på 135 cm (ca. 53") installeres mellom Krafla og Sentral, og mellom Sentral og Askja. Avhengig av positivt leteresultat i to letebrønner som skal bores i 2023, vil tilsvarende rørbunter installeres mellom Krafla og en brønnramme 3,4 km sør for Krafla, og fra Askja til en brønnramme som ligger om lag 11 km sørøst for Askja. Alle rørbuntene legges på havbunnen uten understøtting eller tildekking.

Fra Krafla UPP til NOA PdQ legges en olje og produsertvann eksportledning med ytre diameter på 16" på havbunnen. Her installeres også en vanninjeksjonsrørledning med ytre diameter på 12" som planlegges steindumpet. Øvrige rørledninger og kabler på samme strekning planlegges også beskyttet med stein, evt. grøftet hvis mulig.

Fra NOA PdQ legges det rørledninger for eksport av gass og olje med en ytre diameter på hhv 28" og 24" på havbunnen, jf. kapittel 3.5.3.

I utbyggingsfasen vil det bli etablert midlertidige sikkerhetssoner med radius på 500 meter rundt borelokalitetene når boring pågår. Innenfor sikkerhetssonene er all fiskeriaktivitet forbudt. Aktiviteter knyttet til installering av havbunnsinnretninger, rørledninger og kabler vil medføre tilsvarende arealbeslag i en begrenset tidsperiode mens aktivitetene pågår. I utbyggingsfasen kan fiske med alle redskapsgrupper bli berørt. Basert på registrert fiskeriaktivitet i området er det i praksis fiske med bunnslepene redskaper som trål og snurrevad, garn og fiske med pelagiske redskaper som ringnot og flytetral som berøres.

Virksomheter av transport av rørbunter

De planlagte rørbunterne vil bli prefabrikkert på land i lengder på inntil 7,8 kilometer og tauet til feltet. I utgangspunktet planlegges det verken understøtting av rørene eller tildekking med stein etter legging.

Rørbunterne vil bli produsert i Wick i Skottland. Vurdert ut fra værforholdene i Nordsjøen forventes transporten fra produksjonssted til Krafla-området å skje i sommerhalvåret. Det er noe høyere norsk aktivitet i området mot grensen mot britisk sektor i tredje kvartal enn i andre kvartal. Den utenlandske tråleraktiviteten er på omtrent samme høye nivå gjennom hele perioden. Det vil være restriksjoner på fisket i området som berøres av slepet. Uten hensyn til valg av transportrute vil slepet medføre et midlertidig arealbeslag av kort varighet for alle fiskeriene, som vurderes å medføre ubetydelige virkninger/konsekvenser for de norske og utenlandske fiskeriene.

Virksomheter for norsk fiske i utbyggingsfasen

I utbyggingsområdet og langs traséene for de planlagte rørledningene foregår det bare et begrenset norsk fiske med bunntral, jf. Figur 10-2. Snurrevadfiske har de siste årene dominert aktiviteten med bunnslepene redskaper i området som berøres av planlagt utbygging. Snurrevadfartøyer vil være mer fleksible enn trålerne med hensyn til valg av fangstområder. I utbyggingsfasen vil disse fartøyene unngå fiske i området der det foregår utbyggingsaktiviteter eller rørlegging.

På strekninger der mindre rørledninger planlegges nedgravd eller tildekket, i hovedsak på strekningen fra Krafla UPP til NOA PdQ, har storparten av det norske fisket foregått med snurrevad eller garn. I perioden mellom legging og tildekking vil fartøyene som fisker med snurrevad ikke kunne fiske langs denne traséen. Vanligvis er dette en periode av noen få ukers varighet.

Dersom det registrerte fangstmønsteret videreføres vil utbyggingsaktivitetene, basert på vurderingsskalaen som presenteres i Tabell 10-3, medføre en liten virkning/konsekvens for det norske fisket i området.

Virksomheter for utenlandsk fiske i utbyggingsfasen

Det meste av bunntralfisket i området som berøres av de planlagte utbyggingene foregår med utenlandske, hovedsakelig skotske, fartøyer. De midlertidige arealbeslagene som følge av feltutbygging og installering /grøfting av rørledning og kabler vil alle representere en hindring for utøvelse av fisket. Dette er aktiviteter som hver for seg har begrenset varighet.

Den utenlandske fiskeriaktiviteten er betydelig høyere enn den norske aktiviteten i området som berøres direkte av den planlagte utbyggingen. I perioder er det høy tråleraktivitet både omkring den planlagte utbyggingslokaliteten og langs de planlagte traséene for rørbunter, rørledninger og kabler. Dominerende trålerretning er nord-sør. Aktivitetsnivået må imidlertid sammenholdes med varigheten av de midlertidige arealbeslagene. Utenlandske fartøyer synes også å tråle mellom eksisterende innretning og havbunnsinnretninger i stedet for å unngå områder med mange slike. Tatt hensyn til disse forholdene ventes utbyggingsaktivitetene å medføre begrensede operasjonelle ulemper og begrensede fangsttap for de utenlandske fartøyene som fisker i området. Basert på vurderingsskalaen som presenteres i Tabell 10-3 ventes de planlagte utbyggingsaktivitetene å medføre en liten virkning/konsekvens for utenlandsk fiske i utbyggingsfasen.

Virkninger for fiskeriene i driftsfasen

Det skal installeres en ny plattform og fem brønnrammer (syv hvis letebrønner i 2023 påviser utvinnbare tilleggsreserver), alle designet for overtrålbarehet. Det etableres sikkerhetssone med radius 500 meter omkring plattformen. Denne representerer et arealbeslag for alle typer fiskeri. Rørbuntene har en ytre diameter på 135 cm (ca 53"). Rørledningene som inngår i Krafla-prosjektet og som ikke graves ned eller tildekkes har en diameter på 16" eller mer. I tillegg kommer rørledninger fra NOA PdQ for olje- og gasseksport med diametere på hhv 24" og 28". Det er bare fiske med bunnslpende redskaper som kan påvirkes av havbunnsinnretninger og rørledninger på havbunnen. Fiske med garn og line eller med pelagiske redskaper som ringnot og flytetrål påvirkes ikke i driftsfasen.

Virkninger for norsk fiske

Det er bare sikkerhetssonen omkring plattformen som medfører et arealbeslag for de pelagiske fiskeriene. Selv om denne sikkerhetssonen vil sammenfalle med fiskbare forekomster av sild og makrell, ventes ikke dette å medføre operasjonelle ulemper eller fangsttap av noen betydning. I praksis vil fangstene bli tatt i nærliggende områder uten noen fysiske hindringer for fisket. For kvoteregulerte pelagiske fiskerier ventes en slik sikkerhetssone ikke å medføre fangsttap.

Det har i senere år bare vært et begrenset norsk bunntrålfiske i området som berøres av planlagt utbygging. Det har imidlertid utviklet seg et snurrevadfiske i området de siste årene, og dette fisket drives hovedsakelig i sommerhalvåret. Snurrevaden er gjennomgående lettere rigget i forkant enn en bunntrål, og ventes å krysse rørledninger og steinfyllinger på havbunnen lettere enn bunntrål. En ny plattform med sikkerhetssonen omkring denne og nye havbunnsinnretninger vil hver for seg medføre et begrenset arealbeslag for dette fisket.

Eksportørledningene og rørledningen til NOA går på mesteparten av traséene gjennom områder med lite norsk bunntrålfiske. De østligste delene av eksportørledningene for olje og gass, fram til tilkoplingen til eksisterende rørledninger (Oseberg Transport System, OTS og Statpipe), ligger i kanten av trålfeltene langs vestskråningen av Norskerenna. Selve tilkoblingspunktene vil bli tildekket med overtrålbare beskyttelsesdeksler, se kapittel 3.5.3. Nye rørledninger og steinfyllinger kan medføre noe operasjonelle ulemper og kreve økt årvåkenhet ved kryssing med bunntrål. Tilsvarende vil de nye rørledningene medføre mindre operasjonelle ulemper for snurrevadfisket som har utviklet seg i området. For fiske med garn medfører ikke de nye rørledningene noen ulempe i driftsfasen.

Dersom dagens fangstmønster videreføres vil den planlagte utbyggingen medføre begrenset fangsttap og begrensede operasjonelle ulemper for det norske fisket med bunnslpende redskaper i området, og medføre ubetydelige virkninger/konsekvenser for de norske fiskeriene.

Virkninger for utenlandsk fiske

Det meste av bunntrålfisket innenfor utbyggingsområdet drives av utenlandske, hovedsakelig skotske, trålere. Sikkerhetssonen omkring en ny plattform vil medføre et arealbeslag for trålfisket i området. Nye bunnrammer vil i praksis representerte nye hefter på havbunnen som storparten av fartøyene vil velge å tråle utenom. I praksis vil dette være begrensede arealbeslag, som ikke ventes å medføre merkbare fangsttap. Det tråles innenfor hele området der det kommer nye eksponerte rørledninger. Nye rørledninger kan medføre noe operasjonelle ulemper og kreve økt årvåkenhet ved kryssing med bunntrål.

Ulempene for den utenlandske fiskeflåten vil i utgangspunktet være større enn for den norske. Samlet sett er det likevel tale om begrensede virkninger. Basert på vurderingsskalaen som presenteres Tabell 10-3 representerer den planlagte utbyggingen en liten virkning/konsekvens for de utenlandske fartøyene i driftsfasen.

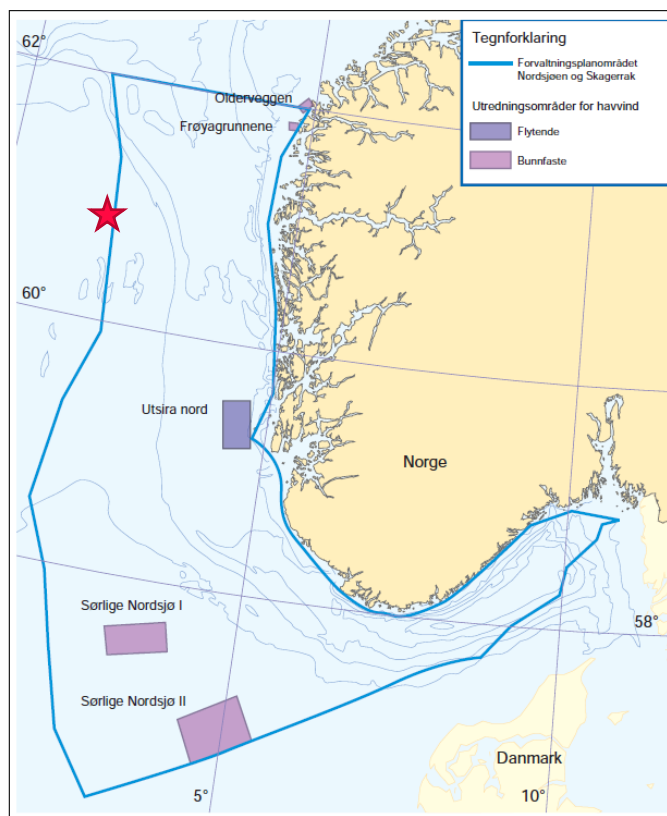
10.1.4 Avbøtende tiltak

Følgende avbøtende tiltak vil bli implementert:

- Tidlig informasjon om planlagte aktiviteter er trolig det viktigste avbøtende tiltaket knyttet til den havgående fiskeflåten, med informasjon til fiskeriorganisasjonene og annonsering i fiskeripressen. Slik informasjon vil bli gitt til både norske og britiske/skotske fiskere. Sistnevnte vil informeres gjennom en e-post til Scottish Fishermen's Federation (sff@sff.co.uk).
- Inspisere rørledning og kabel etter installering for å kartlegge omfang og posisjoner for steinfyllinger og registrere eventuelle frie spenn. Resultatene fra slik kartlegging gjøres kjent for fiskeriorganisasjonene.
- Dersom rørbuntene installeres på ujevn bunn og det oppstår store frie spenn, vil det vurderes steinfyllinger i begge ender av slike spenn for å unngå fastkjøring av tråldører.
- Avmerking av nye installasjoner på kart snarest mulig etter at arbeidene er gjennomført.

10.2 Havvind

Staten har åpnet to områder på norsk sokkel for kommersiell vindkraftutbygging, Utsira nord og Sørlige Nordsjøen II, se Figur 10-4. Havvindanlegget Hywind-Tampen som skal forsyne Snorre- og Gullfaks-feltene i Tampen-området med kraft kommer i tillegg, og ligger lengre nord i Nordsjøen. Feltutbyggingen på Krafla kommer ikke i konflikt med områder som er åpnet for havvind.



Omtrentlig plassering av Krafla-prosjektet er merket med stjerne
Kilde: Forvaltningsplanen /22/

Figur 10-4 Utredningsområder for flytende og bunnfaste innretninger for produksjon av havvind.

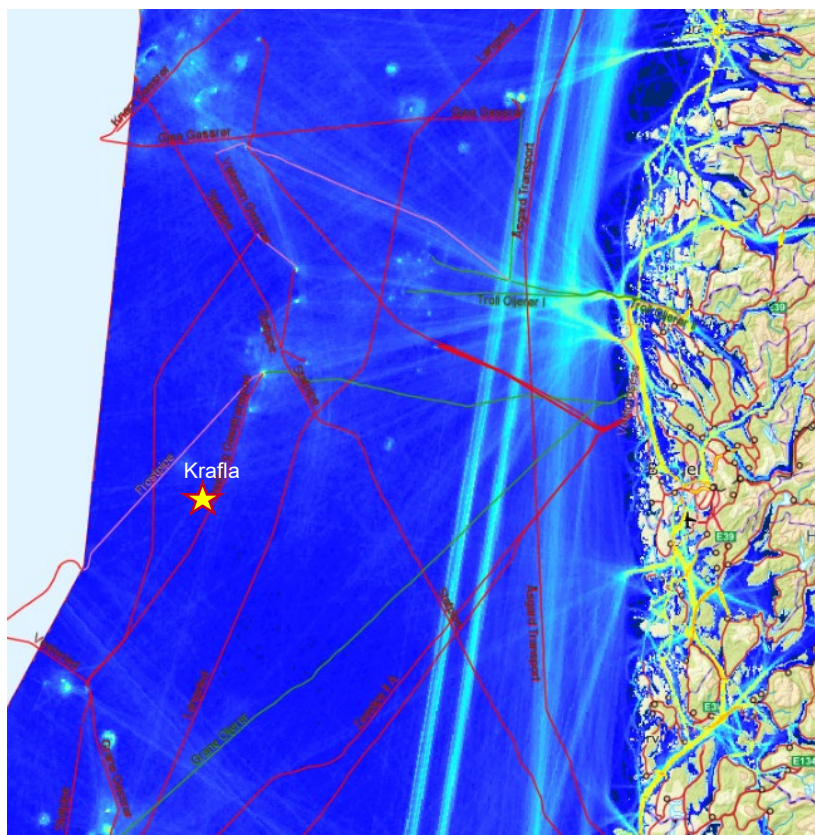
10.3 Skipstrafikk og ankringsområder

Nordsjøen og Skagerrak er et av verdens mest trafikkerte seilingsområder, se Figur 10-5. Området har flere viktige transportåre, som transitt til og fra nordområdene langs Norskekysten, trafikk til og fra Østersjøen og trafikk mellom de store havnene i Norge og andre nordsjøland. Nordsjøen og Skagerrak er trafikkert av alle kategorier skip og alle typer last /22/.

I forhold til beliggenheten til Krafla-feltet finner vi de viktigste trafikkrutene for skipstrafikk nærmere kysten, se Figur 10-5. Krafla ligger i et område hvor det finnes enkelte mindre trafikkerte leder i øst-vestgående retning og nord-sørgående retning. Petroleumsaktivitet og skipstrafikk utgjør et konfliktpotensial hovedsakelig knyttet til bruk av de samme havområdene. Potensialet for konflikt mellom petroleumsaktivitet og skipstrafikk er størst i områder der petroleumsvirksomheten har overflateinstallasjoner og inkluderer i tillegg til nødvendige kursendringer også en viss risiko for kollisjon. For feltutbygginger med kun havbunnsinnretninger vil konfliktpotensialet først og fremst være knyttet til boring og installasjonsfasen med tilhørende trafikk av tilknyttede fartøy. Fartøyaktiviteten ved Krafla forventes å være størst i bore- og anleggsfasen.

Krafla-feltet ligger i et lite trafikkert område. Det vil være visse begrensninger for skipstrafikk i anleggsfasen i forbindelse med installasjon av feltinnretninger og undervannsanlegg samt en sikkerhetssone rundt borerigg. I driftsfasen vil det være en tilsvarende sikkerhetssone rundt Krafla UPP. Det ventes ikke at dette vil medføre konsekvenser av betydning tatt i betraktning det arealmessige beslaget dette utgjør og lav trafikk tetthet. Alt planlagt arbeid vil meldes til kystverkets sjøtrafikksentral på Fedje, og vil varsles via kunngjøring i Etterretninger til sjøfarende (Kystverket) og fiskeripressen.

Det er ikke registrert fast etablerte ankringsområder i Krafla-området.



Figur 10-5 Trafikktetthet i Nordsjøen (skjemdump fra Havmiljø. No).

10.4 Forsvarsinteresser

Basert på høringskommentarer fra Forsvarsbygg til programforslaget for denne konsekvensutredning, kan en ikke se at det er noen eksisterende eller planlagte skytefelt for Forsvaret i det aktuelle området som kan bli berørt av Krafla-utbyggingen.

10.5 Vurdering av konsekvenser for kulturminner

Nordsjøen antas å ha både fornminner fra tidligere bosetninger og en rekke skipsvrak. Havbunnskartlegginger har vært gjennomført langs alle havbunns traséer, og det har vært én observasjon av skipsvrak sørvest for Krafla. Eventuelle funn i det videre arbeidet vil bli rapportert til Bergen Sjøfartsmuseum som marin kulturminnemyndighet for avklaring av videre håndtering og oppfølging.

11 Samfunnsmessige konsekvenser

Utbygging og drift av Krafla vil skape positive samfunnsvirkninger både på nasjonalt, regionalt og lokalt nivå. Den norske stats inntekter vil øke gjennom skatter og avgifter, og prosjektet vil bidra til økt aktivitet i leverandørindustrien. I driftsfasen (27 år) vil det være behov for driftsstøtte i form av forsyningsbase, og en landbasert driftsorganisasjon. Siden Krafla planlegges å være ubemannet i normal drift vil kontrollromsfunksjonen også være på land. Driften av NOA Fulla vil være integrert med driften av Krafla som også vil ha Aker BP som operatør i drift. Kontrollrom på land vil være lokalisert i Stavanger. Øvrig driftsorganisasjon vil også være samlokalisert med Aker BP sin øvrige driftsorganisasjon i Stavanger.

Lønnsomhetsvurderinger og usikkerhetsvurderinger vil i henhold til PUD-veileder bli vist i utbyggingsdelen av PUD (PUD Del I). Disse vurderingene inkluderer nåverdi før og etter skatt, balansepris, internrente og en analyse av hvordan endringer i bl.a. oljepris, produksjon, investeringer og driftskostnader påvirker lønnsomheten i prosjektet. PUD planlegges levert Olje- og energidepartementet i desember 2022, etter at endelig investeringsbeslutning er tatt i lisensene.

I dette kapittelet gis en beskrivelse av virkninger for samfunnet og næringsmessige forhold av valgt utbyggingsløsning, inkludert forventede inntekter til staten og verdiskapnings- og sysselsettingsvirkninger. THEMA Consulting Group har utført en analyse av verdiskapnings- og sysselsettingsvirkninger (THEMA, 2022) basert på investeringskostnader og driftskostnader som forelå ved beslutning om videreføring (oppdaterte tall pr. januar 2022). Det er tre separate rapporter; én for Krafla feltutbygging /6/, én for Eksportør for olje /7/ og én for Eksportør for gass /8/. Rapportene fra THEMA er tilgjengelig på Equinors nettside: <https://www.equinor.com/no/baerekraft/konsekvensutredninger#krafla>

11.1 Forventede nettoinntekter i prosjektet

En beregning av forventede nettoinntekter til staten er basert på lønnsomhetstall oppgitt som nåverdier med basisår 2021. I tråd med Sektorveileder i samfunnsøkonomiske analyser for petroleumssektoren, er kalkulasjonsrenten satt til 7% reelt. En nåverdibetraktning for Krafla ved beslutning om videreføring viser at nåverdien i dag av fremtidige inntekter og kostnader kan bli ca. 30,3 milliarder 2021-kroner. Ser man på fordelingen av nåverdien av netto kontantstrøm på henholdsvis avgifter til staten, selskapsskatt til staten og på oljeselskapene, vil størsteparten av den totale nåverdien tilfalle staten. Selskapsskatt fra oljeselskapene utgjør rundt 20,5 milliarder kroner eller 68% av den samfunnsmessige nåverdien. I tillegg er det estimert at staten tar inn ca. 304 millioner kroner i CO₂ og NO_x avgifter. De øvrige 9,8 milliarder kroner av den samfunnsmessige verdien (33%) tilfaller oljeselskapene som deltar i Krafla-prosjektet.

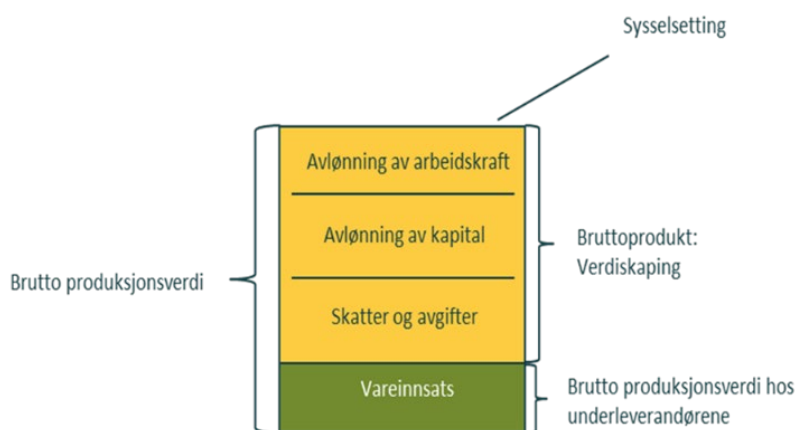
11.2 Metode for beregning av ringvirkninger

Metoden som er brukt i denne ringvirkningsanalysen følger i stor grad Norsk olje og gass (NOROG) Veileder for ringvirkningsanalyser. Metoden beskrives kort i det følgende. For mer utdypende beskrivelse henvises det til veilederen fra NOROG /34/.

11.2.1 Ringvirkninger – effekten av en økonomisk aktivitet

En økonomisk ringvirkningsanalyse brukes til å estimere den samlede aktiviteten som kan knyttes til en etterspørselsimpuls i økonomien. Impulsen kan for eksempel være en investering eller kjøp av en vare eller en tjeneste. Den opprinnelige impulsen vil først skape økonomisk aktivitet hos de aktørene som er direkte berørt av impulsen, som for eksempel bedriften som leverer varen eller tjenesten. Videre vil det skapes ytterligere økonomisk aktivitet lenger bak i leverandørkjeden ved at underleverandører blir indirekte berørt av den opprinnelige impulsen via aktiviteten hos de direkte leverandørene. Den samlede aktiviteten som skapes av denne impulsen måles som verdiskapingen og sysselsettingen som følger av den, og summen av disse vil omtales som de økonomiske ringvirkningene av impulsen.

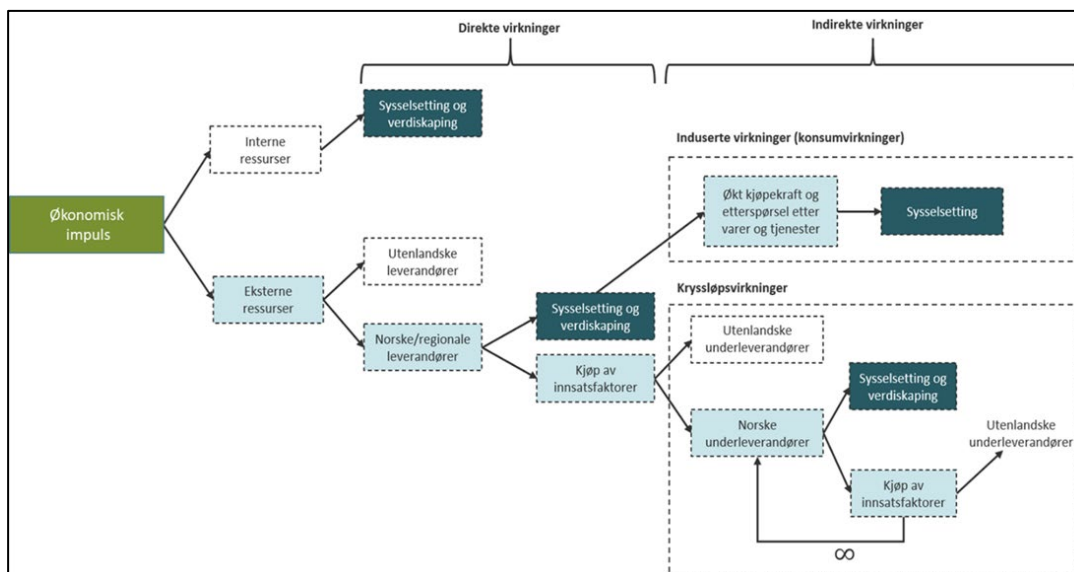
Verdiskapingen måles som bruttoprodukt. Bruttoproductet defineres som differansen mellom brutto produksjonsverdi og verdien av vareinnsatsen som brukes for å produsere varene som selges. Bruttoproductet fordeles mellom kompensasjon av arbeidskraft (lønn, arbeidsgiveravgift osv.) og kompensasjon av kapital (renter og avdrag, avkastning). Ofte skiller også andelen skatter og avgifter ut som en andel av verdiskapingen.¹ Vareinnsatsen som brukes for å produsere varene som leveres fra næringen vil, enkelt sagt, tilsvare bruttoinntekten hos næringens underleverandører. Disse begrepene er illustrert Figur 11-1.



Figur 11-1 Illustrasjon av sammenhengen mellom bruttoprodukt, produksjonsverdi, vareinnsats, og sysselsetting.

Overordnet kan effektene av den økonomiske aktiviteten deles inn i direkte og indirekte virkninger som illustrert i Figur 11-2. De direkte virkningene er her definert som verdiskapings- og sysselsettingseffekter som skjer hos aktøren som setter i gang prosjektet (interne ressurser) og prosjektets direkte leverandører (eksterne ressurser). De indirekte virkningene består av kryssløpsvirkninger og konsumvirkninger. Kryssløpsvirkningene er verdiskapings- og sysselsettingseffektene hos underleverandørene til prosjektet skapt av etterspørselen lenger oppe i verdikjeden. Konsumvirkninger er en induisert effekt som skapes ved at lønnsutbetalinger knyttet til de direkte og indirekte sysselsettingseffektene i sin tur gir økt kjøpekraft og etterspørsel etter konsumvarer, og dermed økt økonomisk aktivitet og sysselsetting. Dette kan for eksempel gjelde for økte inntekter hos leverandører og underleverandører. I hvert ledd i modellen vil en andel av varene og tjenestene leveres fra aktører i utlandet. Det beregnes ikke ringvirkningseffekter av disse aktivitetene.

¹ Skatter og avgifter kan eventuelt også sees på som noe som pålegges arbeidskraftens og kapitalens andel av den totale verdiskapingen.



Figur 11-2: Skjematisk fremstilling av effektene av en økonomisk impuls.

11.3 Beregningsgrunnlag og sentrale antagelser

Ved beregning av ringvirkningene av utbygging og drift av Krafla er det lagt til grunn at det totale prosjektet består av selve utbyggingen på Krafla-feltet, samt Kraflas andel av infrastruktur som er felles for Aker BPs NOA Fulla utbygging og Krafla (dvs. kraft fra land, eksportrør for gass og eksportrør for olje). Først presenteres en oversikt over totale prosjektkostnader for feltutbyggingen og deretter forventede andeler av de ulike delene av feltutbyggingen som forventes levert av regionale og nasjonale aktører.

11.3.1 Prosjektkostnader

De totale prosjektkostnadene for feltutbyggingen av Krafla er estimert til 49,7 milliarder kroner (reelle 2021-verdier). Tabell 11-1 viser en oversikt over hvordan dette beløpet fordeler seg på ulike kategorier. Undervannsinstallasjoner, boring og brønntjenester og plattformen står for størstedelen av investeringskostnadene. Over levetiden estimeres totale driftskostnader til 12,8 milliarder kroner, mens avvikling antas å koste 4,8 milliarder kroner.

Tabell 11-1 Estimerte prosjektkostnader (ekskl. kostnader i fellesinfrastruktur). Millioner kroner (reelle 2021-verdier).

Kostnadskomponent	Estimert kostnad
Undervannsinstallasjoner (SURF)	9 347
Boring og brønntjenester	9 010
Plattform	8 129
Støtte og administrasjon	3 528
Engineering	1 378
Kraftkabel	374
Annet	284
CAPEX	32 048
OPEX	12 788
ABEX	4 826
Totale kostnader	49 662

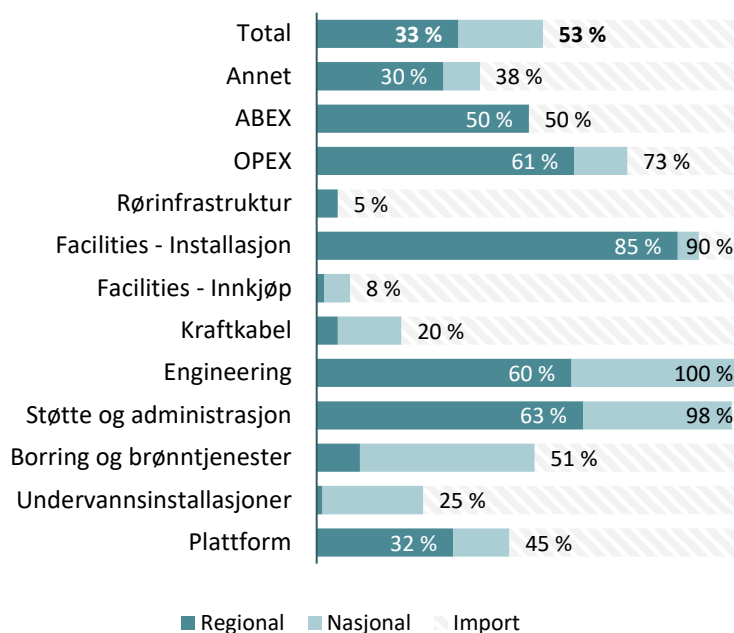
Kilde: Equinor

Investeringskostnadene i forbindelse med utbygging av Krafla-feltet er anslått til 32 milliarder kroner. Til sammenligning er forventet investeringsnivå for norsk petroleumssektor i 2022 anslått til 159,5 milliarder kroner (Statistisk sentralbyrå, 2022b). I 2021 var investeringene på 177,7 milliarder kroner. Prosjektet står dermed for en betydelig andel av investeringsnivået i norsk petroleumssektor.

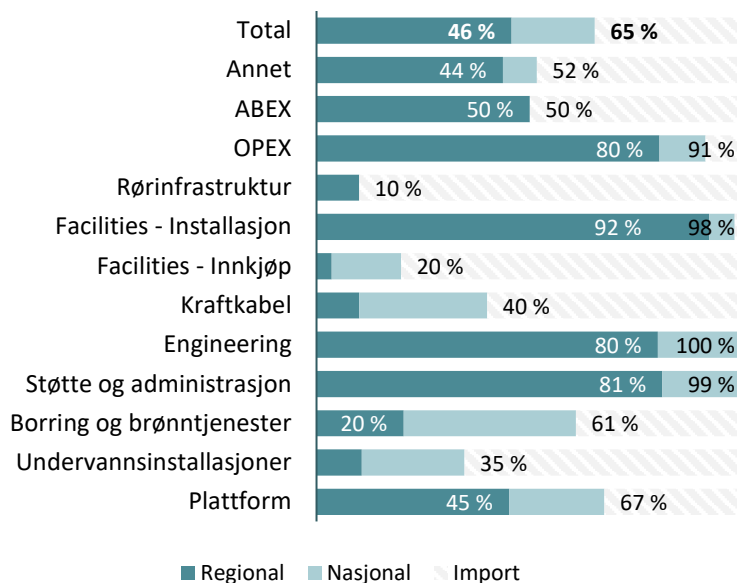
I tillegg til utbyggingen av Krafla-feltet dekker denne konsekvensutredningen også nye rørledninger for eksport av olje og gass fra det samlede området bestående av Aker BPs NOA Fulla utbygging og Equinors Krafla utbygging. Investeringskostnadene i de to eksportrørene er estimert til 3,8 milliarder som påløper i samme periode som utbyggingsfasen for feltutbyggingen (2022-2027). Det er gjennomført separate ringvirkningsanalyser for de to eksportrørene. Resultatene fra disse presenteres i kapittel 11.5, og samlet oppsummering av ringvirkninger fra Krafla feltutbygging, eksportrør for gass og eksportrør for olje kan finnes i kapittel 11.6.

11.3.2 Regionale og nasjonale andeler

Over hele levetiden til prosjektet (investerings-, drifts-, og avslutningsfase) forventes 33-46 prosent å komme fra regionale aktører, eller 53-65 prosent hvis vi utvider til nasjonale aktører. Tallene er basert på lave anslag vist i Figur 11-3 og høye anslag vist Figur 11-4. Under begrunnes anslagene for andeler nærmere for de viktigste investeringselementene.



Figur 11-3 Regionale, nasjonale og importandeler for ulike kostnadskategorier. Lavt anslag. Kilde: Equinor.



Figur 11-4 Regionale, nasjonale og importandeler for ulike kostnadskategorier. Høyt anslag. Kilde: Equinor.

Plattform

For den ubemannede produksjonsplattformen (UPP) varierer anslått norsk andel mellom utstyr og aktiviteter. Til topside-delen av plattformen forventes en høy importandel, særlig for stål og bulk. Engineering og konstruksjon vil i stor grad gjennomføres i Norge, noe i Haugesund og noe i Oslo. For jacket-delen av plattformen er det anslått en høy importandel hvis en utenlandsk aktør vinner oppdraget, og en høy norskandel utenfor regionen hvis en norsk aktør vinner oppdraget. I sistnevnte tilfelle vil en stor del av aktiviteten komme i Trøndelag. Tungløft og flytting til havs gjennomføres av utenlandske aktører, med en lav nasjonal andel til støttefunksjoner.

Undervannsinstallasjoner

For undervannsinstallasjonene forventes importandelen jevnt over å være høy. For enkelte deler av kategorien er det sannsynlig med et visst innslag nasjonale aktører. Dette gjelder for innkjøp av brønnrammer (SPS) og marine operasjoner i forbindelse med installering av SPS, umbilical og rørledninger/bundler.

Kraftkabel

Denne kategorien består av kraftkabelen fra NOA PdQ til Krafla UPP og inkluderer både utstyr og installasjon. Her vil hovedleveransene komme fra et svensk firma, slik at importandelen vil være høy.

Boring og brønntjenester

Borerigg og levering av brønntjenester forventes å ha en høy nasjonal andel, men lite som leveres fra aktører innenfor regionen. Store internasjonale selskaper som leverer brønntjenester vil i mange tilfeller benytte seg av norske datterselskaper. Utstyr til brønner og brønnboring vil i stor grad importeres fra utlandet. Noe bearbeiding av materiale kan forekomme nasjonalt eller i regionen.

Andre kostnader

Resterende aktiviteter og utstyr leveres stort sett fra nasjonale eller regionale aktører. Dette gjelder for støtte og administrasjon, prosjektering, onshore modifikasjoner og aktiviteter i driftsperioden og ved avviking.

11.4 Estimerte ringvirkninger av utbygging og drift av Krafla

Verdiskapingseffekt

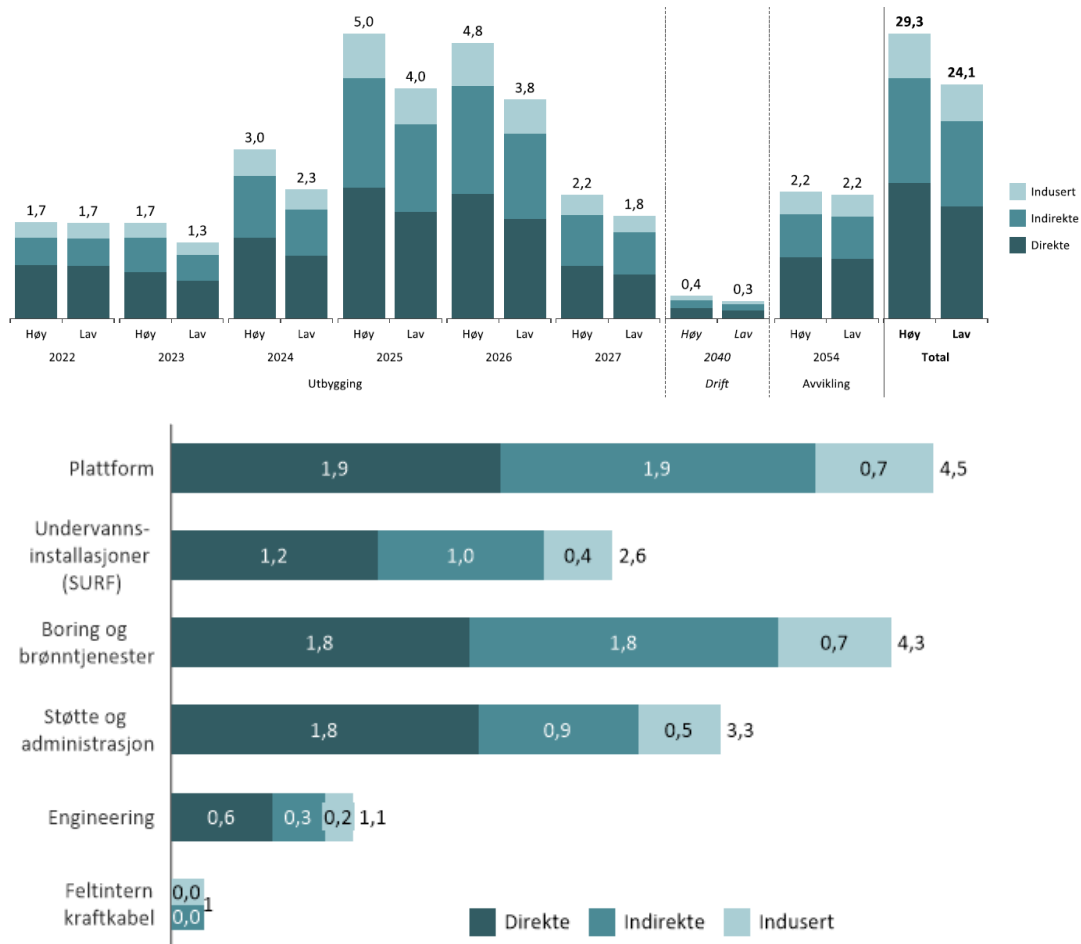
De økonomiske ringvirkningene av utbygging og drift av Krafla-feltet er estimert til å gi en total verdiskapingseffekt på mellom 24,1 og 29,3 milliarder kroner nasjonalt, hvorav mellom 14,8 og 20,4 milliarder kroner av verdiskapingen er estimert å skje regionalt i Rogaland og Vestland fylker.

Figur 11-5 og Figur 11-6 viser verdiskapingseffektene henholdsvis nasjonalt og regionalt. I fremstillingene av resultatene har vi valgt å vise resultater for utbyggingsperioden (2022 til 2027), for ett representativt år i løpet av driftsperioden (2040) og ett år for avviklingen (2054). Totaleffekten, for hele perioden fra 2022 til 2054, er vist i sum til høyre i figuren. For nasjonalt nivå er det også vist fordelingen av verdiskapingseffekten på investeringselementene i prosjektet.

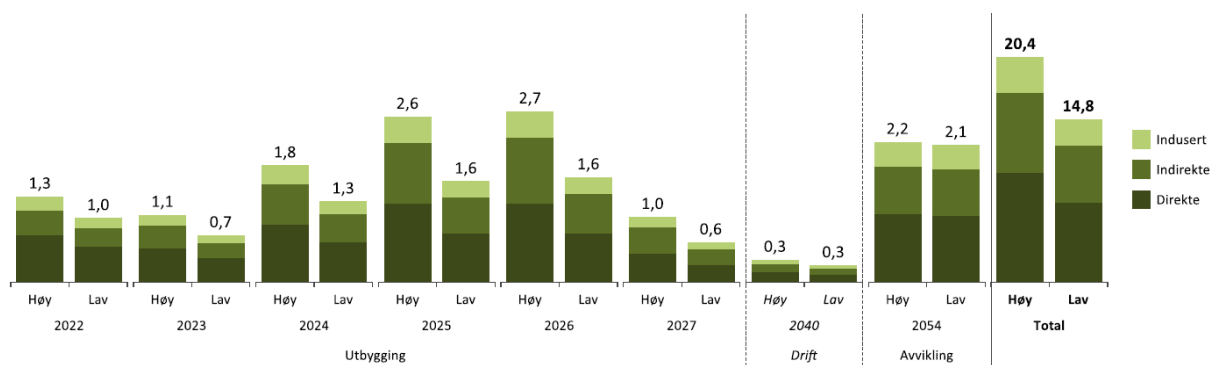
For hvert år i framstillingen er det vist resultater for høyt og lavt scenario, basert på anslagene for nasjonale og regionale leveransemuligheter i de ulike kostnadselementene.

Hver søyle i figuren viser for et år og et scenario, den estimerte verdiskapingseffekten, inndelt i den direkte, indirekte og induserte effekten (konsumeffekten).

Brorparten av vare- og tjenesteleveransene for prosjektet vil skje i utbyggingsfasen. Omkring 70 prosent av hele prosjektet leveranseverdi finner sted i disse årene. Fra 2023 til 2027 er den anslåtte nasjonale andelen relativt stabil, på 45–60 prosent. Dette gjør at utviklingen i verdiskapingseffekten gjenspeiler utviklingen i vare- og tjenesteleveransene. Ved toppen i 2025 etterspør prosjektet leveranser til 11,8 milliarder kroner. Dette gir en estimert verdiskapingseffekt på 4–5 milliarder kroner. I driftsperioden fra 2027 til 2053 er den nasjonale verdiskapingseffekten på omkring 0,3-0,4 milliarder kroner årlig.



Figur 11-5: Nasjonal verdiskapingseffekt (øverst), samt fordeling av verdiskapingseffekten på investeringselementene i prosjektet (nederst) (mrd. kr, bruttoprodukt, reelle 2021-verdier).



Figur 11-6: Regional verdiskapingseffekt (mrd. kr, bruttoprodukt, reelle 2022-verdier).

Sysselsettingseffekt

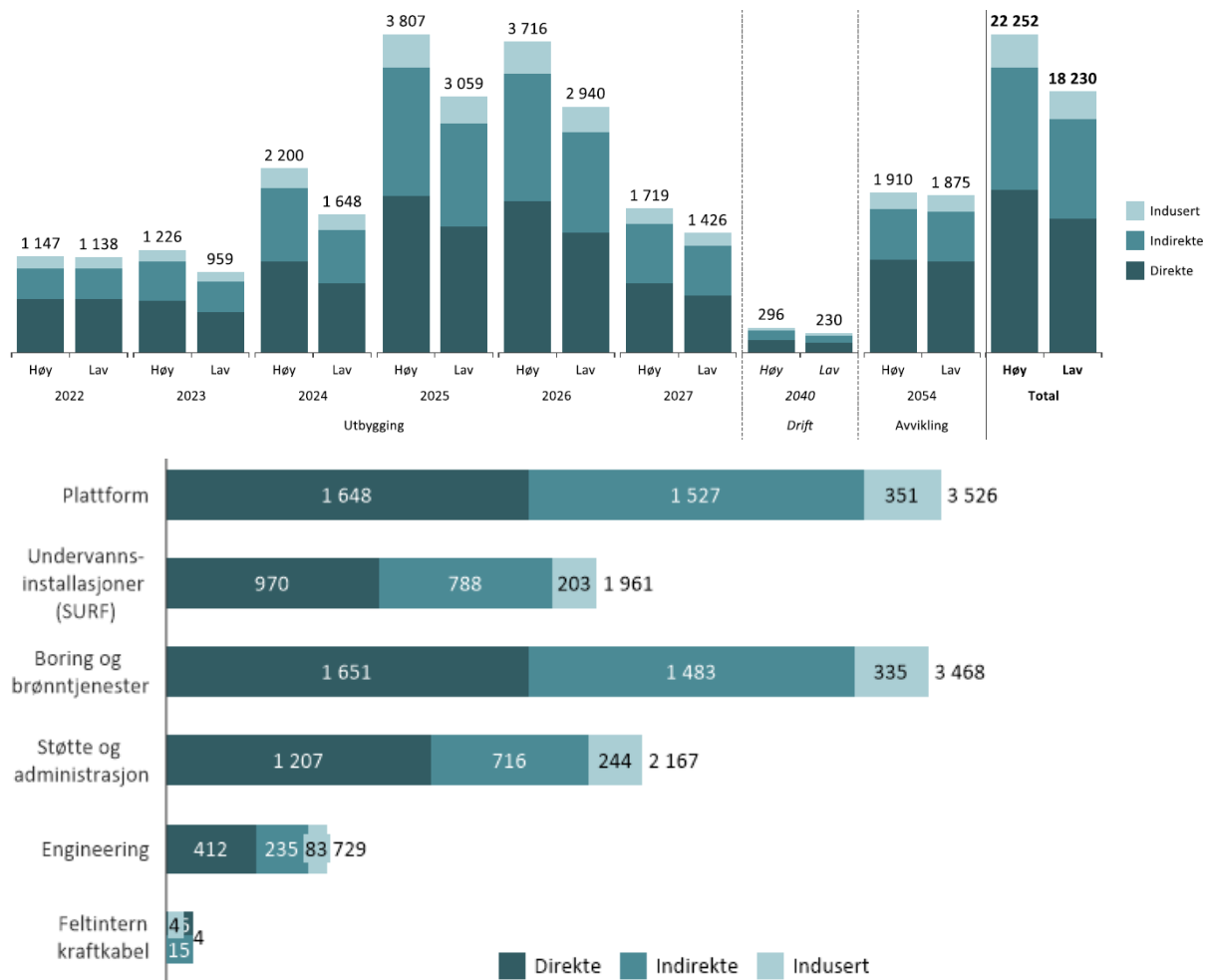
De totale sysselsettingseffektene som følger av utbygging og drift av Krafla-feltet er estimert til mellom 18 200 og 22 300 årsverk. Av disse årsverkene er det anslått at mellom 7 700 og 10 600 vil havne regionalt i Rogaland og Vestland fylker.

Figur 11-7 viser sysselsettingseffektene nasjonalt, og Figur 11-8 regionalt. Som i fremstillingen av verdiskapningseffektene over, vises effektene i utbyggingsperioden, ett representativt år i driftsperioden og avviklingen separat. I tillegg vises totaleffekten til høyre i figuren. Innenfor hvert år vises resultater for høyt og lavt scenario. Totaleffekten er inndelt i de direkte, indirekte og induserte effektene. For nasjonalt nivå er det også vist fordelingen av sysselsettingseffekten på investeringselementene i prosjektet.

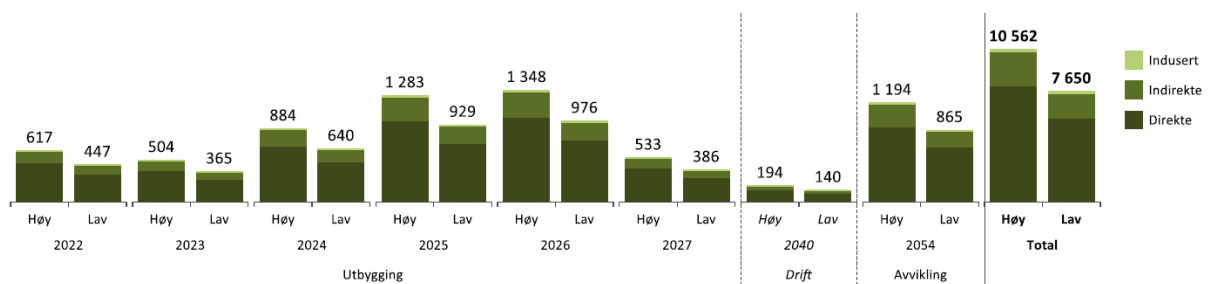
Når investeringene er på sitt høyeste i 2026, er det estimert å representere en innsats på mellom 2 900 og 3 700 årsverk i sysselsetting nasjonalt. Gjennom driftsperioden er den estimerte sysselsettingseffektene lavere sammenlignet med i utbyggingsperioden, med 230–300 årsverk fra 2027 til 2053. Avviklingen i 2054 er estimert å gi en sysselsettingseffekt omkring 1900 årsverk nasjonalt.

Det høye anslaget for totaleffekten, på 22 300 årsverk, er fordelt med 11 400 årsverk (51 prosent) som direkte effekter 8700 årsverk (39 prosent) som indirekte effekter og 2200 (10 prosent) som induserte effekter.

De regionale sysselsettingseffektene følger utviklingen i de nasjonale effektene. For det året som har høyest aktivitet, i 2026, estimeres den regionale sysselsettingseffekten til mellom 1000 og 1300 årsverk. Gjennom driftsfasen er den regionale sysselsettingseffekten mellom 140 og 190 årsverk per år.



Figur 11-7: Nasjonal sysselsettingseffekt (øverst), samt fordeling av sysselsettingseffekten på investerings-elementene i prosjektet (nederst) (årsverk, fulltidsekvivalenter).



Figur 11-8: Regional sysselsettingseffekt (årsverk, fulltidsekvivalenter).

11.5 Estimerte ringvirkninger av anlegg og drift av nye eksportrør for olje og gass fra NOAKA

Det er besluttet at nye eksportrør for olje og gass for den samlede utbyggingen av NOA Fulla og Krafla (NOAKA) skal være en del av PUD og konsekvensutredning for utbygging og drift av Krafla. Ringvirkningseffekter av de nye eksportrørene dokumenteres derfor i dette dokumentet.

Investeringskostnaden i eksportrør for gass er estimert til 1,9 mrd kroner og driftskostnaden i et typisk driftsår (2040) er 8 millioner kroner.

Investeringskostnaden i eksportrør for olje er estimert til 1,9 mrd kroner og driftskostnaden i et typisk driftsår (2040) er 8 millioner kroner.

Syssettings- og verdiskapningseffekt av de to nye eksportrørene fremgår av Tabell 11-2.

Tabell 11-2 Syssettings- og verdiskapningseffekter for eksportrør.

Effekt	Syssetteffekt		Verdiskapningseffekt	
Enhet	(årsverk, heltidsekvivalenter)		(mill. kr, bruttoprodukt)	
Fase	Utbyggings-fase	Representativt driftsår	Utbyggings-fase	Representativt driftsår
År	2022–2027	2040	2022–2027	2040
Eksportinfrastruktur olje	266	5	398	7
Eksportinfrastruktur gass	219	5	322	7

En kan observere fra ovenstående at selv om CAPEX og OPEX er nærmest identisk for de to eksportrørene er det en noe forskjell i ringvirkningene i utbyggingsfasen. Dette skyldes at det var en viss forskjell i vurderingen av norske andeler av totalleveransen for de to rørene.

11.6 Oppsummering av hovedresultatene

Med hensyn til den iboende usikkerheten av flere ledd i en ringvirkningsanalyse, er resultatene i rapporten oppgitt som et utfallsrom (lavt anslag og høyt anslag). For enklere sammenligning av resultater på tvers av rapportene og additivitet, er hovedresultatene her gjengitt som gjennomsnittsverdier.

De totale kostnadene gjennom hele levetiden for Krafla-feltet er estimert til 49,7 milliarder kroner. Av dette er det anslått at 61 prosent av etterspørselen etter varer og tjenester kan dekkes av nasjonale leverandører og 41 prosent av regionale.

Vi estimerer at prosjektet totalt vil gi ringvirkningseffekter på 26,7 milliarder kroner i verdiskaping og 20 200 årsverk i syssetteffekt nasjonalt, hvorav 17,6 milliarder kroner og 9 100 årsverk av effekten skjer regionalt.

Utbyggingsfasen (2022-2027) vil gi ringvirkningseffekter på 16,6 milliarder kroner i verdiskaping og 12 500 årsverk i syssetteffekt nasjonalt, hvorav 8,7 milliarder kroner og 4 500 årsverk av effekten skjer regionalt.

I driftsfasen er den årlige effekten 350 millioner kroner i verdiskaping og 260 årsverk i syssetteffekt, hvorav 300 millioner kroner og 170 årsverk er regionale.

På det høyeste aktivitetsnivået, i 2026, er det estimert at prosjektet gir 4,3 milliarder kroner i verdiskaping og 3300 årsverk i syssetteffekt nasjonalt, hvorav 2,2 milliarder kroner og 1200 årsverk skjer regionalt.

Fordelingen av ringvirkningseffektene for Krafla feltutbygging, eksportrør for olje og eksportrør for gass i utbygging og drift er vist i Tabell 11-3.

Tabell 11-3 Sysselsettings- og verdiskapningseffekter for Krafla feltutbygging og eksportrør for olje og gass.

Effekt	Sysselsettingseffekt		Verdiskapningseffekt	
Enhet	<i>(årsverk, heltidsekvivalenter)</i>		<i>(mill. kr, bruttoprodukt)</i>	
Fase	Utbyggings-fase	Representativt driftsår	Utbyggings-fase	Representativt driftsår
År	2022–2027	2040	2022–2027	2040
Utbygging og drift av Krafla-feltet	12 492	263	16 613	347
Eksportinfrastruktur olje	266	5	398	7
Eksportinfrastruktur gass	219	5	322	7

12 Oppsummering av konsekvenser og avbøtende tiltak

I de forutgående kapitler er konsekvenser ved utbygging og drift av Krafla gjennomgått tematisk. I dette kapitlet er det presentert en oppsummering av de mest vesentlige virkningene av prosjektet. Det er også redegjort for anbefalte eller mulige tiltak som blir vurdert for å avbøte negative virkninger og fremme positive virkninger.

12.1 Miljømessige virkninger – kraftbehov og utslipp til luft (Kapittel 3.6 og kapittel 6)

- Kraftbehovet til Krafla vil dekkes av kraft fra land. Under normale operasjoner vil det ikke være lokale utslipp til luft av betydning på feltet.
- Kraft fra land løsningen innebærer at utslippene av CO₂ over feltets levetid (2027-2054) reduseres med 2,5 millioner tonn CO₂ sammenlignet med tradisjonell produksjon av kraft i gassturbiner på feltet.
- BAT-vurderinger er/blir gjennomført for en rekke teknologivalg for å sikre gode miljømessige løsninger, som er teknisk robuste og økonomisk gjennomførbare.
- Det vil være fokus på energieffektivisering. Det benyttes ikke fossile drivstoff på Krafla i normal drift. En driftsfilosofi for å sikre maksimal opptid av anleggene og således holde driftsavbrudd og faking på et minimum vil ha fokus.
- De største årlige utslippene til luft vil komme i utbyggingsfasen og være knyttet til borerigger og fartøy som er involvert i borefasen og installasjon av feltinnretninger. Borerigger og fartøyer vil bruke fossile drivstoff med tilhørende avgasser. Estimerte utslipp fra boreaktivitetene er 100 000 tonn CO₂, mens marine installasjonsarbeider vil gi utslipp av 55 000 tonn CO₂.
- Det vil etableres insentiv-ordninger for borerigg- og marine installasjonsfartøy for spesifikke løsninger knyttet til energieffektivisering, type drivstoff og/eller konkrete utslippsreducerende tiltak.

12.2 Miljømessige virkninger – Utslipp til sjø og kjemikalier (Kapittel 3.6 og kapittel 7)

- Det vil være utslipp av borekaks fra boring av brønnseksjoner med vannbasert borevæske. Dette vil medføre noe lokal nedslamming med mulig endring av sedimentsammensetningen og konsekvens for bunnfaunasammensetning og fisk som oppholder seg i bunnsedimentet i deler av livssyklusen (tobis). Det totale omfanget av konsekvenser vil være avgrenset til innenfor et par hundre meter fra borelokalitetene, og naturlig sammensetning av bunndyrsamfunnene vil over tid re-etableres. På grunn av nærheten til det sårbare tobishabitatet Vikingbanken gjøres tiltak for å transportere kaks bort fra borelokasjon og ytterligere bort fra Vikingbanken. En ser også på mulige tilpasninger av boreplanen for å unngå de mest sårbare periodene.
- Oppfølging av utslipp fra boreaktiviteten vil bli gjennomført gjennom regional miljøovervåking.
- BAT-vurderinger er/blir gjennomført for en rekke teknologivalg for å sikre gode miljømessige løsninger, som er teknisk robuste og økonomisk gjennomførbare.
- Brønnopprenskingsvæske fra Krafla skal i utgangspunktet rutes til testseparator på NOA PdQ og videre derfra via oljeeksportrøret til Stureterminalen i Øygarden for sluttbehandling. Det er imidlertid visse operasjonelle begrensninger på Sture som kan vanskeliggjøre en slik løsning for noen av brønnene. Endelig løsning basert på BAT-vurderinger er ikke endelig besluttet ved ferdigstilling av denne konsekvensutredningen.
- Før rørledningene på Krafla-feltet settes i drift utføres en rekke operasjoner for å sikre at rørledningene ikke korrodere og er tette og åpne i lengderetningen. Sjøvann tilsatt oksygenfjerner, monoetylenglykol (MEG), biocid og fargestoff vil benyttes på både feltinterne rør og eksportrør for gass og olje. Ved oppstart vil innholdet i rørene bli sluppet ut til sjø. Det vil bli søkt om utslippstillatelse for utslippene etter Forurensningsloven.
- Produsert vann og olje fra Krafla transporteres til Aker BPs NOA PdQ plattform for sluttprosessering. Produsert vann vil etter etter rensing på NOA PdQ bli reinjisert i undergrunnen. Det vises til Aker BPs konsekvensutredning for NOA Fulla for nærmere informasjon om produsert vann løsningen. Løsningen vurderes som BAT.
- Det planlegges for et åpent hydraulisk system for operasjon av ventiler på havbunnsanleggene på Krafla-feltet. Utslipp til sjø av hydraulikkvæske er estimert til om lag 15 m³ pr. år. Hydraulikkvæsken inneholder hovedsakelig vann og MEG og 10% tilsatte kjemikalier i kategorien Gul Y1 (Oceanic ECF). Elektrisk aktuerte ventiler, som vil være en utslippsfri løsning, har vært vurdert og ikke funnet teknisk modent nok for implementering på Krafla uten betydelige merkostnader.
- Utslipp av drenasjevann fra Krafla UPP er planlagt med en caissonløsning langs et av plattformbeina med utslipp på 72 meters dyp. Drenasjevannsystemet på Krafla UPP skal i utgangspunktet kun motta rent regnvann. Lekkasje på plattformen kan likevel forekomme og det er krav om å dokumentere eventuelt oljeinnhold i utslippet. Dette er utfordrende i en ubemannet situasjon, og en detaljert BAT-vurdering av alternative løsninger gjennomføres. BAT-vurderingen var ikke ferdigstilt ved ferdigstilling av denne konsekvensutredningen, men vil bli ferdigstilt i perioden frem mot innlevering av PUD i desember 2022.

12.3 Miljømessige virkninger – Avslutningsfasen

Rørledninger og kabler som eventuelt blir etterlatt etter avvikling av feltet vil være rengjort for miljøfarlige stoffer. Feltinnretninger, herunder også havbunnsinnretninger, vil bli fjernet fra feltet etter avsluttet drift i henhold til dagens regelverkskrav. Normalt blir slike innretninger i hovedsak disponert i form av noe gjenbruk og stor grad av materialgjenvinning. Dette vil utredes nærmere i forbindelse med avslutningsplanen for Krafla-feltet. Viktige aspekter i planleggingsfasen for å unngå negative miljøpåvirkninger ved avvikling vil være tilrettelegging for effektiv fjerning av innretninger samt et materialvalg som legger til rette for senere segregering av materialer og materialgjenvinning.

12.4 Miljømessige virkninger – Fysiske inngrep og støy (Kapittel 8)

Fysiske inngrep og endring av havbunns habitater som følge av installasjon av innretninger, rørledninger og kabler, og tilhørende steinfyllinger kan medføre konsekvenser for sårbare bunndyrsamfunn og bunnlevende fisk som f.eks tobis. Inngrepene gir lokale endringer i havbunnen med tilhørende påvirkning på bunndyrsamfunnene lokalt. Det er ikke sårbare bunndyrsamfunn som kaldtvannskoraller og svampaggregeringer i området, og med unntak av steinfyllingene vil virkningene være lokale (innen et titalls meter) og av midlertidig karakter. Steinfyllingene vil være permanente. Foreløpig steinmengde er anslått til omlag 150 000 tonn. Det planlegges ingen havbunnsinstallasjoner inne på det Vikingbanken.

12.5 Miljømessige virkninger – Akutte utslipp og miljørisiko (Kapittel 9)

Boring av produksjonsbrønner medfører en risiko for akuttutslipp til sjø, med tilhørende potensial for negative miljøvirkninger. Med tanke på tiltak for å hindre akuttutslipp står robust design og materialvalg sentralt. I tillegg kommer gode rutiner for inspeksjon og vedlikehold, og kontinuerlig driftsoppfølging, herunder sensorer og systemer for tidlig identifikasjon av skader og lekkasjer. Beredskap mot akutt forurensning vil bli etablert for virksomheten og samordnet med regional løsning, se kapittel 12.7 nedenfor.

Risikoen for miljøskade er størst ved en eventuell utblåsning. Miljørisikoanalysen konkluderer at konsekvensen av en eventuell utblåsning er størst for kysthabitat med begrenset sannsynlighet for Katastrofal miljøskade, hvor miljørisikoen havner i gult område. Miljørisikoen for sjøfugl og fisk havner i grønt område i risikomatriksen, hvor det er begrenset sannsynlighet for Svært alvorlig miljøkonsekvens for sjøfugl, og Moderat miljøkonsekvens for fisk. Alle resultatene fra miljørisikoanalysen gjelder for en situasjon uten avbøtende tiltak, f.eks i form av oljevertiltak, se nærmere om oljevertiltak nedenfor og i kapittel 9.3.

12.6 Samlet påvirkning på tobis fra Equinors aktiviteter i Vikingbankområdet

Equinor er pålagt av Klima- og miljødepartementet å utrede risikoen for tobis i Vikingbankområdet fra selskapets samlede aktiviteter i området. Pålagt risikovurdering er gjennomført i forbindelse med denne konsekvensutredningen.

I sum er det med dagens kunnskap om effekter og aktiviteter ikke funnet holdepunkt for at Equinor sine aktiviteter i området kan forklare hvorfor tobisbestanden ved Vikingbanken ikke kommer tilbake etter at den ble nedfisket på 90-tallet. Det har ikke forekommet større akutte utslipp av olje eller kjemikalier i området de siste 20 årene som kan ha gitt negativ påvirkning.

- Det er ikke funnet at Equinor's aktiviteter ved Vikingbanken medfører noen vesentlig risiko for å påvirke bunnhabitat negativt.
- Det er usikkerhet tilknyttet gyteprodukters sårbarhet for oljeeksponering. Det er likevel ikke holdepunkt for å legge til grunn at utslipp av produsert vann eller mindre akutte utslipp av olje fra Equinor sine felt vil medføre skadelige konsentrasjoner av hydrokarboner ved sjøbunnen eller i vannkolonnen.
- Beregninger av larvetap ved Oseberg-feltene og Krafla viser at flere av feltene og innretningene til Equinor kan resultere i større larvetap dersom en utblåsning skulle inntreffe. Aktiviteten til Equinor i området er høy, men tar man hensyn til sannsynlighet for larvetap og perioden med sårbare gyteprodukter i vannmassen er risikoen for tobisbestanden på Vikingbanken som følge av større akutte utslipp vurdert å være lav.
- Av de øvrige påvirkningsmekanismene er støy og rystelser vurdert å utgjøre medium risiko dersom det gjennomføres større seismiske undersøkelser.

12.7 Oljevernberedskap

Oljevernberedskap vil være et konsekvensreducerende tiltak som sammen med operasjonelle sikkerhetsprosedyrer anses å utgjøre tilstrekkelig risikoreduksjon for miljørisikoen ved Krafla-feltet.

Dimensjonerende hendelse (utblåsning av olje) vil kunne håndteres med mekanisk oppsamling offshore i kombinasjon med kjemisk dispergering. Påføring av dispergeringsmidler fra fartøy og fly er operasjonelt mulig og tilgjengelig gjennom Equinor sine avtaler (både NOFO og OSRL). For en kondensatutblåsning vil hovedstrategi være overvåking og mekanisk oppsamling eller kjemisk dispergering hvis operasjonelt mulig.

Det er konkludert at dispergering vil kunne være et egnet tiltak for å redusere skadepotensialet ved et utslipp, spesielt i perioden august til november. Krafla ligger i umiddelbar nærhet til tobisfeltet på Vikingbanken, og en bør derfor være forsiktig med kjemisk dispergering i tiden med tilstedeværelse av tobis' gyteprodukter, desember til juli, og spesielt perioden med tobislarver i vannsøylen, februar/mars til juli.

Følgende krav til oljevernberedskap for Krafla-feltet vil gjelde:

Barriere 1 og 2 – bekjempelse nær kilden og på åpent hav	
Systemer og responstid	9 havgående systemer Første system innen 5 timer, fullt utbyggt barriere innen 48 timer. Tilgang til ressurser for kjemisk dispergering og overvåking.
Barriere 3 og 4 – bekjempelse i kyst- og strandsone	
Systemer og responstid	Kapasitet tilsvarende 1 MOS-sweeper og 8 kystsystemer i barriere 3 og 11 systemer i barriere 4. Responstid for første system innen korteste drivtid til land, fullt utbygget barriere innen drivtid til NOFOs eksempelområder
Miljøundersøkelser	
	Miljøundersøkelser igangsettes snarest mulig og senest innen 48 timer

12.8 Virkninger for fiskeri og andre havbaserte næringer

I anleggsfasen vil midlertidige arealbeslag knyttet til boring og marine installasjonsarbeider representere en hindring for utøvelse av fisket. Dette er aktiviteter som hver for seg har begrenset varighet. Basert på de benyttede kriterier for vurdering av virkninger fra petroleumsaktiviteter på fiskeri representerer de planlagte utbyggingsaktivitetene en liten virkning/konsekvens for norsk og utenlandsk fiske i utbyggingsfasen.

I driftsfasen vil en ny sikkerhetssone rundt Krafla UPP medfører arealbeslag for alle typer fiskeri. Selv om hele undervannsanlegget på Krafla-feltet vil være overtrålbart, vil nye rørledninger og steinfyllinger kunne medføre noe operasjonelle ulemper og kreve økt årvåkenhet ved kryssing med bunntrål. Tilsvarende vil de nye rørledningene medføre mindre operasjonelle ulemper for snurrevadfisket som har utviklet seg i området. Nye havbunnsinnretninger og rørledninger vil ikke medføre noen ulemper for fiske med garn eller pelagiske redskaper som ringnot og flytetral i driftsfasen.

Dersom dagens fangstmønster videreføres vil den planlagte utbyggingen medføre begrenset fangsttap og begrensede operasjonelle ulemper for det norske fisket med bunnslpende redskaper i området, og samlet sett medføre ubetydelige virkninger/konsekvenser for norsk fiske.

Det meste av bunntrålfisket innenfor utbyggingsområdet drives av utenlandske, hovedsakelig skotske, trålere. Ulempene for den utenlandske fiskeflåten vil i utgangspunktet være større enn for den norske. Samlet sett er det likevel tale om begrensede virkninger, og er vurdert å utgjøre en liten virkning/konsekvens for de utenlandske fartøyene i driftsfasen.

Krafla-feltet ligger i et område som er lite trafikkert med skipstrafikk. Konsekvensene for skipstrafikk både i anleggs- og driftsfasen vurderes som liten.

Når produksjonen på feltet blir avsluttet, vil innretningene bli fjernet fra feltet i henhold til aktuelle regelverkskrav. I forhold til skipstrafikk vil all kollisjonsrisiko da opphøre.

Rørledninger og kabler blir rengjort før eventuell etterlatelse. Disponeringsløsninger vil bli dokumentert i avslutningsplanen m/konsekvensutredning. Generelt skal det sikres at fiske med bunnredskaper skal kunne utøves uten negative konsekvenser både på kort og lang sikt.

12.9 Samfunnsmessige konsekvenser

For de totale investerings- drifts- og avslutningskostnader i hele levetiden for Krafla-feltet er det anslått at 61 prosent av etterspørselen etter varer og tjenester kan dekkes av nasjonale leverandører og 41 prosent av regionale leverandører.

Det er estimert at prosjektet totalt vil gi ringvirkningseffekter på 26,7 milliarder kroner i verdiskaping og 20 200 årsverk i sysselsetting nasjonalt, hvorav 17,6 milliarder kroner og 9100 årsverk av effekten skjer regionalt.

Utbyggingsfasen (2022-2027) vil gi ringvirkningseffekter på 16,6 milliarder kroner i verdiskaping og 12 500 årsverk i sysselsetting nasjonalt, hvorav 8,7 milliarder kroner og 4500 årsverk av effekten skjer regionalt.

I driftsfasen er den årlige effekten 350 millioner kroner i verdiskaping og 260 årsverk i sysselsetting, hvorav 300 millioner kroner og 170 årsverk er regionale.

På det høyeste aktivitetsnivået, i 2026, er det estimert at prosjektet gir 4,3 milliarder kroner i verdiskaping og 3300 årsverk i sysselsetting nasjonalt, hvorav 2,2 milliarder kroner og 1200 årsverk skjer regionalt.

13 Referanser

Underlagsrapporter utarbeidet for Krafla-prosjektet og tilgjengelig på

<https://www.equinor.com/no/baerekraft/konsekvensutredninger#krafla>

- /1/ Aibel, 2022 Krafla field development - UPP topside FEED. BAT-assessments, C232-AI_S_RA_00016
- /2/ DNV, 2022 Lekkasjedeteksjonsfilosofi for Krafla-feltet
- /3/ DNV, 2022 Miljørisikoanalyse for Krafla-feltet
- /4/ IKM Acona, 2022 Samlet påvirkning på tobis på Vikingbanken
- /5/ IKM Acona, 2022 Konsekvenser for fiskeriene – utbygging av Krafla
- /6/ THEMA Consulting Group, 2022 Ringvirkningsanalyse – utbygging og drift av Krafla
- /7/ THEMA Consulting Group, 2022 Ringvirkningsanalyse – eksportør for olje fra NOAKA
- /8/ THEMA Consulting Group, 2022 Ringvirkningsanalyse – eksportør for gass fra NOAKA

Andre referanser

- /9/ Bakke, T., Klungsøyr, J., Sanni, S., 2012a Langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten: Resultater fra ti års forskning. Norges forskningsråd: 40.
- /10/ Bakke, T., Klungsøyr, J., Sanni, S., 2013 Environmental impact of produced Water and drilling waste discharges from the Norwegian offshore petroleum industry Marine Environmental Research 92: 154-169.
- /11/ Equinor, 2022 Blowout scenario analysis for Krafla
- /12/ Equinor, 2022 Plan for oljevernberedskap for Krafla
- /13/ Faglig Forum for Norske Havområder (FFNH), 2019a Sammendrag av det faglige grunnlaget for revisjon og oppdatering av forvaltningsplanene for havområdene M1350/2019.
- /14/ Faglig Forum for Norske Havområder (FFNH), 2019b Særlig verdifulle og sårbare områder - Faggrunnlag for revisjon og oppdatering av forvaltningsplanene for norske havområder M1303/2019.
- /15/ Faglig Forum for Norske Havområder (FFNH), 2019c Næringsaktivitet og påvirkning - Faggrunnlag for oppdatering av forvaltningsplan for Norskehavet og for Nordsjøen-Skagerrak M-1280/2019.
- /16/ Fiskeridirektoratets karttjeneste. <https://kart.fiskeridir.no/fiskeri>
- /17/ Henriksen S og Hilmo O., 2015. Norsk rødliste for arter 2015. Artsdatabanken.
- /18/ Havforskningsinstituttet, 2017. Kartlegging av gytefeltet i Nordsjøen – Rapport fra KINO-prosjektet. Fisken og havet, 2-2017.
- /19/ Havforskningsinstituttet, 2018. Ressursoversikten 2018. Fisken og havet, nr. 6-2018.
- /20/ HI, 2020 Råd for tobisfiskeriet i norsk sone 2020. Espen Johnsen. Havforskningsinstituttet.

- /21/ Konkraft, 2021 Fremtidens energinæring på norsk sokkel. Klimastrategi mot 2030 og 2050.
- /22/ Meld. St. 20 (2019-2020) Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, Norskehavet, og Nordsjøen og Skagerrak
- /23/ Meld. St. 37 (2012-2013) Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Nordsjøen og Skagerrak
- /24/ Miljødirektoratet. Kartdata hentet fra <https://kartkatalog.miljodirektoratet.no/Dataset/>
- /25/ Miljødirektoratet. Norske utslipp, [Norske utslipp - Utslipp til luft og vann og generert avfall](#)
- /26/ NOROG, 2022 Veileder for BAT-vurderinger
- /27/ NOROG, 2019 Veileder for sårbar bunnfauna/habitater
- /28/ OED, 2018 Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsförekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD), mars 2018.
- /29/ OLF, 2006. RKU Nordsjøen. Oppdatering av regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen. Sammenstillingsrapport
- /30/ Regjeringen (2018) Sektorveileder i samfunnsøkonomiske analyser for petroleumssektoren
- /31/ Kvadsheim P.H. m.fl. 2017. Effekter av menneskeskapt støy på havmiljø. FFI-rapport 17/00075
- /32/ Trannum, H.C., Nilsson, H.C., Schaanning, M.T., Oxnevad, S., 2010 Effects of sedimentation from water-based drill cuttings and natural sediment on benthic macrofaunal community structure and ecosystem processes. J. Exp. Mar. Biol. Ecol, 383: 111-121.
- /33/ Gates, A.R et al, 2016. Deep-sea observations at hydrocarbon drilling locations: Contributions from the SERPENT Project after 120 field visits. Deep-Sea Research II.
- /34/ NOROG, 2022 Veileder for ringvirkningsanalyser, Utkast

Vedlegg A Fastsettelse av program for konsekvensutredning



Equinor Energy AS
Forusbeen 50
4035 STAVANGER

Deres ref

Vår ref
21/1894-23

Dato
13. mai 2022

Krafla - fastsettelse av program for konsekvensutredning

Det vises til forslag til program for konsekvensutredning for Krafla, sendt på offentlig høring 11. oktober 2021 med høringsfrist 3. januar 2022, samt brev fra Equinor Energy AS (Equinor) 18. februar 2022 hvor innkomne høringsuttalelser og Equinors kommentarer til disse er gjengitt.

I medhold av forskrift til lov om petroleumsvirksomhet 27. juni 1997 nr. 653 § 22 tredje ledd fastsetter Olje- og energidepartementet med dette utredningsprogrammet for Krafla i tråd med det fremlagte forslaget til utredningsprogram, innkomne høringsuttalelser og operatørens kommentarer til disse. Det forutsettes at Equinor i det videre konsekvensutredningsarbeidet tar hensyn til de innkomne høringsuttalelsene slik de fremgår av vedlegget.

Equinor skal sende kopi av fastsatt program til de instanser som har avgitt uttalelse i saken.

Med hilsen

Gaute Erichsen (e.f.)
avdelingsdirektør

Martine Døvig
seniorrådgiver

Dokumentet er elektronisk signert og har derfor ikke håndskrevne signaturer

Postadresse
Postboks 8148 Dep
0033 Oslo
postmottak@oed.dep.no

Kontoradresse
Akersgata 59
oed.dep.no

Telefon*
22 24 90 90
Org.nr.
977 161 630

Avdeling
Olje- og
gassavdelingen

Saksbehandler
Martine Døvig
22 24 62 85

Vedlegg:

- Equinors brev til departementet 18. februar 2022 med kommentarer til mottatte høringsinnspill
- Forslag til program for konsekvensutredning

Kopi

Oljedirektoratet

Vedlegg B Oppsummering av høringsuttalelser til "Forslag til program for konsekvensutredning for utbygging og drift av Krafla"

Forslag til program for konsekvensutredning for utbygging og drift av Krafla ble sendt på høring 11. oktober 2021, med frist for uttalelser 3. januar 2022. Det ble mottatt uttalelse fra følgende instanser:

	Høringsinstans	Dato	Merknad
1	Klima- og miljødepartementet	03.01.2022	
2	Miljødirektoratet	21.12.2021	
3	Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet	22.12.2021	
4	Riksantikvaren	20.12.2021	
5	Fiskeridirektoratet	22.12.2021	
6	Norges Fiskarlag	22.12.2021	
7	Fiskarlaget Vest	03.01.2022	
8	Havforskningsinstituttet	15.12.2021	
9	Kystverket	17.12.2021	
10	Forsvarsbygg	11.12.2021	
11	LO Norge	07.12.2021	
12	Vestland Fylkeskommune	03.01.2022	
13	Kartverket	21.12.2021	Ingen kommentarer
14	Fitjar kommune	21.12.2021	Ingen kommentarer
15	Sandnes kommune	21.12.2021	Ingen kommentarer
16	Samferdselsdepartementet	16.12.2021	
17	Justis- og beredskapsdepartementet	01.12.2021	Ingen kommentarer
18	Industri Energi	17.11.2021	
19	Arbeids- og velferdsdirektoratet (NAV)	08.11.2021	Ingen kommentarer
20	Stavanger kommune	24.01.22	

I det følgende har Equinor oppsummert hovedpunktene fra de mottatte uttalelsene, og foreslått hvordan disse kan ivaretas i det videre arbeidet med konsekvensutredningen.

I vår evaluering av de mottatte kommentarene benytter vi uttrykkene «tas til etterretning» og «tas til orientering», som her skal forstås på følgende måte:

- Tas til etterretning er benyttet om mottatte kommentarer og innspill som Equinor tar til følge eller vil forsøke å ta hensyn til i videre oppfølging av prosjektet.
- Tas til orientering er benyttet om mottatte synspunkt og kommentarer som Equinor merker seg, og som er vurdert å ikke kreve et tilsvarende eller en konkret oppfølging.

1. Klima- og miljødepartementet

Klima- og miljødepartementet viser til innspill fra Miljødirektoratet, Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet og Riksantikvaren. Klima- og miljødepartementet støtter innspillene fra disse. Ut over dette har departementet ingen merknader til høringen.

Equinors tilsvaer:

Equinor tar Klima- og miljødepartementets uttalelse til etterretning.

2. Miljødirektoratet

2.1 Utbyggingsløsning

Konsekvensutredningen må redegjøre for alternative utbyggingsløsninger, herunder BAT-vurderinger, miljøkonsekvenser, kostnader og forutsetninger.

Miljødirektoratet forutsetter at Equinor har stort fokus på utslipps- og risikoreduserende tiltak i design- og driftsfasen.

Valg av utbyggingsløsning må baseres på helhetlige miljøvurderinger og den totalt sett beste klima- og miljømessige løsningen av de reelle alternativene. Dette må belyses i konsekvensutredningen. Kravet om anvendelse av beste tilgjengelige teknikker (BAT) skal oppfylles.

Helhetlige miljøvurderinger må foreligge for alternative utbyggingsløsninger, bl.a.:

- energiløsning (muligheter for elektrifisering av borerigg og for framtidig tilknytning til havvind)
- håndtering av drenasjevann og produsert vann
- materialvalg i rørledninger og prosessanlegg
- styringssystem for havbunnsanlegg
- fysiske inngrep på havbunnen
- brønnopprenskning mot Sture-terminalen

Disse punktene er nærmere omtalt i de følgende underkapitlene.

Alternativene må beskrives slik at de er mulig å sammenligne, og risikoreduserende tiltak med hensyn på tobisbestanden på Vikingbanken må vurderes i alle ledd av prosjektet.

Kravet om anvendelse av beste tilgjengelige teknikker (BAT) skal oppfylles og dokumenteres i utredningen for alle deler av prosjektet og over feltets levetid. Dette inkluderer anleggsfasen, boring, oppstartsfasen, drift og avslutning av feltet. Vi forutsetter at det gis en grundig begrunnelse dersom det velges andre løsninger enn de som framstår som best for miljø og klima.

Konsekvensutredningen må redegjøre for kjemikalieforbruk og utslippsmengder til luft og sjø fra Krafla og vertsinretning (NOA PdQ).

Equinor`s tilsvaer:

Helhetlige miljøvurderinger vil ligge til grunn for valg av utbyggingsløsning. Det vil i konsekvensutredningen bli redegjort for de miljøvurderinger og miljøkriterier som er lagt til grunn. BAT vil bli implementert så langt det er mulig, og dokumentert. Særlig begrunnelse vil bli gitt dersom det velges andre løsninger enn de som framstår som best for miljø og klima. Kjemikalieforbruk og utslippsmengder til luft og sjø vil bli dokumentert for Krafla. Med hensyn til kjemikalieforbruk og utslippsmengder til luft og sjø fra NOA PdQ vil det bli henvist til konsekvensutredningen for NOA Fulla (Aker BP).

2.2 Utslipp til luft

Konsekvensutredningen må redegjøre for alternative energiløsninger, energieffektiviserings- og utslippsreducerende tiltak i anleggs-, bore-, oppstarts- og driftsfasen.

Konsekvensutredningen må, i tillegg til å redegjøre for kraft fra land-løsningen, også belyse muligheten for å knytte et eventuelt havvindanlegg til Krafla i framtiden.

Det skal bores om lag 23 brønner på Krafla i perioden 2025-2027. Elektrifisering av borerigg og andre utslippsreducerende tiltak må vurderes og belyses i konsekvensutredningen. Dette inkluderer tiltak før kraft fra land blir tilgjengelig på Krafla, herunder lav-NO_x-motorer, batteriløsning og bruk av alternative drivstoff.

Bruk av diesel til kraftgenerering på mobile rigger i forbindelse med bore- og brønnoperasjoner gir store utslipp av til luft av CO₂, NO_x, SO_x og sot (svart karbon). Miljødirektoratet forventer at Equinor ved valg av rigg, vektlegger klima- og utslippsreducerende tiltak.

Fakkelsystem og utslippsreducerende tiltak må beskrives i konsekvensutredningen. Dette inkluderer designtiltak for å eliminere kaldventilering og tiltak for å redusere diffuse utslipp fra utstyrskomponenter, samt forventet årlig utslipp av metan og NMVOC fra Krafla.

Equinor`s tilsvaer:

Basert på gjennomførte BAT vurderinger, vil det bli gitt en dokumentasjon av tiltak som er vurdert for å redusere utslippene til luft, herunder alternative energiløsninger, energieffektivisering og utslippsreducerende tiltak i alle prosjektets faser. Totalt energiforbruk over feltets levetid samt spesifikt energiforbruk og CO₂-utslipp pr produsert enhet vil bli dokumentert.

Muligheten for å knytte et eventuelt havvindanlegg til Krafla i framtiden vil bli belyst på et overordnet nivå i konsekvensutredningen.

Klima- og utslippsreducerende tiltak på borerigg, inklusive mulig elektrifisering, vil bli vektlagt ved vurdering av og valg av rigg.

Fakkelsystem og utslippsreducerende tiltak inklusive designtiltak for å eliminere kaldventilering og tiltak for å redusere diffuse utslipp vil bli beskrevet i konsekvensutredningen. Årlige utslipp av metan og NMVOC fra Krafla vil bli dokumentert.

2.3 Utslipp til sjø

Miljødirektoratet forventer at oljeinnholdet i produsert vann som eventuelt slippes ut til sjø fra vertsinnetretningen, er så lavt som mulig. Miljødirektoratets vurdering og forventning er at BAT for rensing av produsert vann på et nytt felt gir oljekonsentrasjoner under 10 mg/liter. Det må også redegjøres for tiltak for å øke robustheten til renseanlegget med tanke på å håndtere komplekse blandinger med vannstrømmer fra mange forskjellige reservoarer, og ved innfasing av nye ressurser.

På Krafla UPP vil drenasjevann under normal drift (dvs. regnvann) gå direkte til sjø. Under vedlikehold, som kan gi søl og utslipp til sjø, skal forurenset drenasjevann ledes til egen tank og fraktes til land for videre behandling. Equinor jobber også med konsepter for rensing av drenasjevann, blant annet mulig bruk av online OiV-målinger. Dette må belyses i konsekvensutredningen.

Equinor opplyser om at væsker/avfallsstrøm ved brønnopprensning vil bli sendt til NOA PdQ for så å transporteres videre i oljeeksportrørledningen til Sture-terminalen. Dette innebærer at utslipp vil skje fra Sture-terminalen. Miljødirektoratet forventer at operatørene gjør helhetlige vurderinger av håndtering av brønnvæsker og miljørisiko knyttet til utslipp fra Sture, herunder tiltaksmuligheter og håndtering offshore, og at disse forholdene belyses i konsekvensutredningen.

Equinor har valgt et åpent hydraulikksystem på brønnrammene på Krafla, som vil medføre utslipp av hydraulikkvæske i gul underkategori 2. Equinor undersøker muligheter for å bruke en hydraulikkvæske i gul kategori.

Alternative løsninger for styring av havbunnsanlegg må utredes for Krafla. Dette inkluderer full elektrisk styring ("subsea all electric") og lukket hydraulikksystem. Da fullelektriske løsninger er forventet kvalifisert i løpet av 2023, og feltet etter planen skal starte opp i 2. kvartal 2027, forventer Miljødirektoratet at fullelektriske løsninger vurderes for Krafla-prosjektet.

Utredningen må belyse hvilke vurderinger som ligger til grunn for materialvalg i Krafla-prosjektet, inklusive kostnader og miljørisiko. Miljødirektoratet forventer at korrosjonsbestandige materialer tas i bruk for å minimere utslippene av kjemikalier til sjø.

Equinor`s tilsvaer:

Produsert vann fra Krafla vil bli rensert og reinjisert på NOA PdQ. Det vises derfor i denne sammenheng til dokumentasjon i konsekvensutredningen for NOA Fulla (Aker BP). Det foreligger ingen indikasjon på at produsert vann fra Krafla påvirker produsert vann håndteringen på NOA PdQ i negativ retning, utover at anlegget må dimensjoneres for de aktuelle væskemengdene.

Håndteringen av drenasjevann på Krafla UPP vil bli beskrevet i konsekvensutredningen.

Væsker og avfall fra brønnopprensning på Krafla vil bli transportert til NOA PdQ og derfra videre til Stureterminalen. Operatørene Aker BP og Equinor vil samarbeide for å finne gode løsninger for brønnopprensning fra NOA Fulla og Krafla som ikke medfører driftsmessige problemer på Sture. Resultatet av vurderingene, valgte løsninger og eventuelle tilbakefallsløsninger vil bli presentert i konsekvensutredningen for Krafla.

Det vil bli gjennomført en BAT vurdering av alle alternative styringssystem for havbunnsanlegg, inklusive «all electric». Resultatet av BAT-vurderingen vil bli presentert i konsekvensutredningen. Konsekvensutredningen vil belyse de vurderinger som prosjektet har gjort i forhold til materialvalg for å minimere utslipp av kjemikalier til sjø.

2.4 Nærhet til SVO Vikingbanken – Tobis

Ifølge programmet for KU vil en vurdering av samlet belastning på tobisbestanden på Vikingbanken bli gjennomført og resultater vil bli presentert i konsekvensutredningen.

Utbyggingen vil ikke medføre mekanisk forringelse av habitatet siden ingen installasjon av infrastruktur vil foregå inne på Vikingbanken. Tobisbestanden på Vikingbanken er imidlertid i dårlig stand og all mulig påvirkning på Vikingbanken som følge av utbygging og drift av Krafla må beskrives grundig i konsekvensutredningen, herunder eksisterende og nye utslipp, forstyrrelser i form av støy og rystelser, risiko som følge av akutt forurensning med mer. Hvilke avbøtende tiltak som kan iverksettes for å redusere mulig påvirkning på Vikingbanken må også beskrives.

Det er planlagt for helårig boring i borekampanjen for Krafla-feltet. Miljørisikovurderingene må dokumentere miljørisiko ved helårig boring, og eventuelle variasjoner i miljørisiko gjennom året for de aktivitetene som planlegges på feltet. Eventuelle forskjeller i miljørisiko ved boring i de ulike reservoarene (Krafla, Askja og Sentral) må også dokumenteres. Hvordan Equinor vil forholde seg til gjeldende miljørisiko, og muligheter for risikoreduserende tiltak i forhold til tobis og sårbare perioder må vurderes. Miljødirektoratet forventer at Equinor forsøker å unngå å gjennomføre risikofylte deler av aktiviteten i perioder med høyest miljørisiko av hensyn til tobis.

Equinor`s tilsvaer:

Krafla-prosjektet har i program for konsekvensutredning lagt frem et foreløpig konsept som er basert på at påvirkningen på Vikingbanken skal bli så liten som mulig. De vurderinger som er og vil bli gjennomført vil bli presentert i konsekvensutredningen og vil omfatte eksisterende og nye utslipp, forstyrrelser i form av støy og rystelser, risiko som følge av akutt forurensning med mer. Hvilke avbøtende tiltak som kan iverksettes for ytterligere å redusere mulig påvirkning på Vikingbanken vil også beskrives.

Konsekvensutredningen vil dokumentere miljørisiko ved helårig boring, og variasjoner i miljørisiko gjennom året for de aktivitetene som planlegges på feltet. Forskjeller i miljørisiko ved boring i de ulike reservoarene (Krafla, Askja og Sentral) vil også bli belyst. Muligheter for implementering av risikoreduserende tiltak i forhold til tobis i sårbare perioder vil bli vurdert.

2.5 Andre forhold

2.5.1 Fysiske inngrep

Mulige konsekvenser av fysiske inngrep og forstyrrelser av havbunn samt avbøtende tiltak for å unngå oppvirvling og spredning av partikulært materiale, må belyses i konsekvensutredningen. Dette inkluderer utslipp av kaks, legging av rørledninger og kabler herunder metoder, volumer av stein, evt. grus og bruk av madrasser eller liknende, samt utslipp til luft fra leggefartøyer. Miljødirektoratet forutsetter at miljøtilstand, forurensningssituasjon og naturverdier på havbunnen er godt kartlagt før endelig valg av rørlednings- og kabeltrase.

Equinor`s tilsvaer:

Uttalelsen tas til etterretning. De forhold som nevnes vil bli belyst i konsekvensutredningen.

2.5.2 Undervannsaktiviteter og støy

Ulike kilder til undervannsstøy og mulig påvirkning på miljøet må beskrives, bl.a. pattedyr, fisk, herunder tobis, og sjøfugl.

Equinor`s tilsvaer:

Uttalelsen tas til etterretning. De forhold som nevnes vil bli belyst i konsekvensutredningen.

2.5.3 Belysning og fugl

Ubemannede innretninger vil potensielt kunne medføre problemer relatert til fugl. Belysning og tiltak for å minske tiltrekningseffekter for fugler med mer må belyses i utredningen.

Equinor`s tilsvaer:

Uttalelsen tas til etterretning. De forhold som nevnes vil bli belyst i konsekvensutredningen.

2.5.4 Naturlige utslipp av metan fra havbunnen

Lekkasjer av naturgass fra havbunnen forekommer naturlig fra områder med mye naturlige sprekker og forkastinger. I områder med naturlig seismisk aktivitet kan forkastninger og sprekker endre seg naturlig over tid, men kan også utløses eller forsterkes av menneskelig aktivitet som f.eks. petroleumsutvinning. Metan utgjør vanligvis den alt overveiende delen av naturgassen som lekker ut. På grunn av at metan er en kraftig klimagass, har oppmerksomheten rundt disse utslippene økt de siste årene. Konsekvensutredningen må belyse omfang av naturlige lekkasjer på Krafla før utbyggingen gjennomføres, og mulige alternative løsninger for overvåking av havbunnen for å kunne følge utviklingen over tid.

Equinor`s tilsvaer:

Omfang av naturlig utsiving av metan fra havbunnen (Equinor benytter ikke begrepet 'lekkasje' i denne sammenheng) vil bli belyst i konsekvensutredningen for Krafla. Kvantifiseringen baseres på eksisterende grunn-gass undersøkelser på bunnrammelokasjonene på Krafla-feltet.

Nye grunn-gass undersøkelser i området i fremtiden kan gi grunnlag for å gjennomføre ny estimering av metanutsiving. Equinor mener likevel at nytten ved en slik overvåking må vurderes nærmere i forhold til relativt høye kostnader, særlig hvis nye undersøkelser må mobiliseres for å hente inn data kun for dette formål.

2.5.5 Avslutning av virksomheten og Sirkulær økonomi

Ifølge Equinor vil konsekvensutredningen redegjøre for relevante forhold knyttet til framtidig avslutning. Vi legger til grunn at gjenbruk av materialer i et sirkulærøkonomisk perspektiv er en del av Equinor`s vurdering, herunder rørledninger og kabler, og at dette adresseres i konsekvensutredningen.

Equinor`s tilsvaer:

Innretningene på Krafla-feltet vil ved avslutning av produksjonen bli fjernet i henhold til gjeldende regelverk på dette tidspunkt. En avslutningsplan for feltet med tilhørende konsekvensutredning vil bli utarbeidet i god tid før produksjonen på feltet tar slutt.

Gjenbruk av materialer i et sirkulærøkonomisk perspektiv vil være del av vurderingene ved valg av endelig utbyggingsløsning og vil bli belyst i konsekvensutredningen.

3 Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet

Equinor opplyser i deres programforslag at produsert vann fra Krafla vil overføres til NOA-plattform hvor det vil behandles før reinjisering. Det nevnes i søknadens kapittel 4.3.2 at «Produsert vann fra Krafla vil bli reinjisert sammen med annet produsert vann fra NOA. Produsert vann renses i hydrosykloner før injeksjon.». DSA gjør oppmerksom på at produsert vann inneholder radioaktive stoffer, og operatør for området hvor det reinjiseres må søke DSA om tillatelse etter forurensningsloven til utslipp av radioaktive stoffer før oppstart av produksjon jf. forurensningsloven § 11 jf. forskrift om forurensningslovens anvendelse på radioaktiv forurensning og radioaktivt avfall §4. DSA presiserer også at rensing av produsert vann ikke fjerner radioaktive stoffer.

Vi minner samtidig om kravet i aktivitetsforskriften § 59a om analyse av radioaktivitet i formasjonsvann. Dersom det blir tilgjengelig prøver av formasjonsvannet i forbindelse med testing av nye funn, skal disse vannprøvene analyseres for innhold av naturlig forekommende radioaktive stoffer. Dersom prøver av formasjonsvannet ikke blir tatt, skal det tas prøver av produsert vann for analyse av innhold av naturlig forekommende radioaktive stoffer så snart som mulig etter at produsert vann fra feltet er tilgjengelig.

Equinor`s tilsvaer:

Equinor tar uttalelsen til etterretning. Produsert vann fra Krafla blir transportert til Aker BPs NOA PdQ plattform for sluttbehandling og reinjeksjon. Det vil derfor bli henvist til konsekvensutredningen for NOA Fulla (Aker BP)

4 Riksantikvaren

4.1 Generelt

Riksantikvaren viser til veiledning til konsekvensutredningsdelen av PUD/PAD hvor det heter at Formålet med konsekvensutredninger (KU) er å redegjøre for virkningene av en utbygging eller et anlegg og drift, på miljø, inkludert kulturminner og kulturmiljø, naturressurser og samfunn.

I forslaget til program for konsekvensutredning for Krafla står det kort om potensialet for kulturminner generelt i havområdene i Nordsjøen og litt om funn i nærområdet til planområdet. Utredningsprogrammet krever at konsekvensutredningen omtaler forholdet til kulturminner, basert på kjent kunnskap. Dette er tilstrekkelig.

Equinor`s tilsvaer:

Uttalelsen tas til etterretning. Relevante forhold knyttet til kulturminner vil ivaretas i konsekvensutredningen. Det er per i dag ikke avdekket kulturminner som berøres av feltutbyggingen.

4.2 Prosedyrer ved funn av kulturminner

Dersom skipsvrak skulle bli påvist, bør videre håndtering avklares nærmere med kulturminnemyndighetene. Det kan tas kontakt med Bergen sjøfartsmuseum for vurdering av eventuelle marinarkeologiske funn. Det vil være en fordel om det søkes tidlig kontakt med Bergen sjøfartsmuseum for å planlegge hvordan kartleggingen skal gjennomføres.

Når det gjelder forvaltningen av kulturminner har fylkeskommunen nå saksbehandlingsansvar for kulturminner fra land og ut til 24 nautiske mil fra grunnlinjen (tilstøtende sone). I denne sonen gjelder kulturminneloven. Det må avklares med Vestland fylkeskommune og Bergen sjøfartsmuseum hvilke undersøkelser som er nødvendig langs eventuelle kabeltraseer eller rørledninger innenfor denne sonen.

Kulturminner innenfor territorialfarvannet har en sterk beskyttelse i kulturminneloven. Når det gjelder tilstøtende sone har man i kulturmiljøforvaltningen lagt samme rettspraksis til grunn som innenfor territorialfarvannet. Dette er begrunnet i LOV av 27. mars 2003 nr. 57: *Lov om Norges territorialfarvann og tilstøtende sone*, § 4 tredje ledd. Man har videre hentet støtte for dette synet i Havrettskonvensjonens (UNCLOS) artikkel 303(2). Utenfor 24 nautiske mil utgjør folkeretten et generelt grunnlag for å hevde at kulturminner har et visst vern. For petroleumssektoren er bestemmelsene i petroleumsloven, med forskrifter og vilkår for utvinningstillatelser, de viktigste reguleringene av forholdet til kulturminner utenfor territorialfarvannet.

Olje og energidepartementet og Miljøverndepartementet presiserte i 2006 følgende i vilkåret i miljøkravene til nye utvinningstillatelser: *I forkant av fysiske inngrep i havbunnen pålegges rettighetshavere, i samråd med Riksantikvaren, å avklare forholdet til kjente kulturminner og foreta nødvendig kartlegging av kulturminner i leteområdet der dette ikke tidligere er gjennomført. Om det registreres kulturminner i planleggingsfasen eller senere, må avbøtende tiltak, eventuelt utgravning eller dokumentasjon og flytting av kulturminnet, gjennomføres i samarbeid med kulturminneforvaltningen.*

Equinor`s tilsvaer:

Equinor er kjent med de prosedyrer som gjelder i tilfelle det gjøres funn av arkeologisk interesse underveis. Skulle nye funn bli gjort vil disse meldes i tråd med etablerte rutiner.

Krafla-utbyggingen berører ikke områder innenfor territorialfarvannet eller tilstøtende sone (24 nautiske mil). Kraftkabel fra land går imidlertid gjennom dette området. Kraftkabelen er gjenstand for en separat konsesjonsprosess med konsekvensutredning etter Energiloven og Havenergiloven, se nettsted hos NVE: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak/?type=A&id=7513>

4.3 Tidlig kontakt med kulturminnemyndighetene

Vanndyppet på Krafla-feltet er oppgitt til ca. 110 meter. Dette er så grunt at området på slutten av istida har vært fast land og en del av Nordsjøkontinentet. Nordsjøkontinentet var et sammenhengende landområde som bandt sammen de britiske øyer og det europeiske kontinentet. Området var antagelig en variant av arktisk tundra eller slettelandskap. Det er funnet rester av dyrebein fra mammut, ullhåret nesehorn, villhest, rein osv i trål fra hele Nordsjøen. Fiskere har også levert inn funn av bearbejdede beinspisser og andre steinalder redskaper fra særlig de sørlige delene av Nordsjøen og Doggerbanken. Det er dermed et visst potensial for funn fra steinalderen innenfor planområdet. Det er grunn til å anta at Nordsjøkontinentet står sentralt i forståelsen av pionerbosetningen av dagens Norge.

Det er et visst potensial for funn av skipsvrak innenfor planområdet. Her er det i første rekke tale om forlis i åpent hav. Det er ikke mulig å gå inn på om enkelte deler av planområdet har større potensial for skipsfunn fordi forlis på åpent hav er resultat av en eller flere utenforliggende faktorer som i stor grad ikke er påvirkbar. Det foreligger heller ikke systematisk registrering av havbunnen i planområdet, med den hensikt å lokalisere skipsfunn vernet etter kulturminneloven.

En tilfredsstillende kartlegging av eventuelle skipsfunn i forbindelse med leting og utvinning av olje og gass forutsetter gode rutiner for rapportering mellom kulturmiljøforvaltningen og oljeindustrien. Det er mest hensiktsmessig at tiltakshaver samkjører eventuelle surveys med kulturmiljøforvaltningen, slik at man unngår å måtte kjøre doble slike. Jo tidligere kulturmiljøforvaltningen kobles inn i dette arbeidet, jo tidligere vil konflikter med eventuelle kulturminner under vann oppdages og unngås. Kostnadmessig er dette også i aller høyeste grad den beste løsningen.

Før det gjøres tiltak på havbunnen, i form av infrastruktur, rørledninger og kabler, samt andre inngrep som for eksempel mudring, graving, spyling eller massedumping, skal forholdet til kulturminner avklares. Det er hensiktsmessig så tidlig som mulig å kontakte kulturmiljøforvaltningen for å klarlegge om tiltaket vil komme i kontakt med kulturminner under vann.

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

Equinor`s tilsvaer:

Equinor anser utsending av utredningsprogrammet som en tidlig informasjon til kulturminneforvaltningen om hvilke tiltak om planlegges. Equinor vil følge opp dette i direkte kontakt mot Bergens Sjøfartsmuseum etter hvert som ny eller oppdatert informasjon foreligger.

5 Fiskeridirektoratet

Fiskeridirektoratet uttaler:

Under punkt 2.3 i program for konsekvensutredning – Planlagt feltutbygging, beskrives et konsept som omfatter én ubemannet produksjonsplattform (UPP) sentralt plassert på Askja, to undervanns brønnrammer på Krafla, to brønnrammer på Askja og én brønnramme på Sentral, samt en ny rørledning til Statpipe. Fiskeridirektoratet er opptatt av at en graver ned rør og kabler der det er mulig for å redusere bruk av steinfyllinger. Videre er det viktig at helningsvinklene på fyllingene er så liten at bunnredskaper kan krysse fyllingene uten å ta med seg steinmasser som kan medføre tap av redskap og/eller fangst. Fiskeridirektoratet vil også oppfordre prosjektet til å se på muligheten til å benytte rørledningsbunter for å kortere anleggsperiode og færre steinfyllinger

Under punkt 2.6 - Avvikling av virksomheten, står det at eventuelt etterlatelse av eksempelvis rørledninger og kabler, vil bli utført i samsvar med gjeldende regelverk og praksis på det aktuelle tidspunktet. Fiskeridirektoratet er på generelt grunnlag skeptisk til dagens praksis, hvor rørledninger mv. blir etterlatt etter avvikling av feltene. Over tid vil etterlatte rørledninger kunne skape hefter for fiske med bunnredskaper selv om rørledningene opprinnelig var nedgravd eller på andre måter gjort overtrålbare. Fiskeridirektoratet vil derfor oppfordre til at prosjektet også ser på muligheten for at en større del av feltinnretningen kan bli gjenbrukt etter sirkulærøkonomiske prinsipper.

Under punkt 5.1 – Fiskeri, antas dette å være dekkende for området. Men Fiskeridirektoratet vil likevel påpeke at fiskeri er en dynamisk aktivitet og vil variere alt er fiskens vandringmønster og de til enhver tid gjeldende reguleringer. Angående arealbeslag i forbindelse med installasjon og legging av kabler og rørledninger vil Fiskeridirektoratet oppfordre til dialog med relevante fiskeriinteresser for å begrense konfliktpotensialet i anleggsperioden.

Fiskeridirektoratet har ingen øvrige merknader til høring av forslag til program for konsekvensutredning for Krafla. Eventuelle merknader vedrørende biologiske ressurser anses ivaretatt av Havforskningsinstituttet.

Equinor's tilsvaer:

Uttalelsen tas til etterretning. Problemstillinger knyttet til ned graving av rørledninger, bruk av steinfyllinger, utforming av steinfyllinger og mulig bruk av rørbunter vil bli redegjort for i konsekvensutredningen. Equinor vil legge opp til dialog med fiskeriinteressene i forbindelse med installasjonsarbeidene på Krafla-feltet.

Som beskrevet i programmet vil innretningene på Krafla-feltet ved avslutning av produksjonen bli fjernet i henhold til gjeldende regelverk. En avslutningsplan for feltet med tilhørende konsekvensutredning vil bli utarbeidet i god tid før produksjonen på feltet tar slutt. Konsekvensutredningen vil som del av beslutningsprosessen være gjenstand for ekstern involvering av berørte parter som fiskeriinteressene og andre.

6 **Norges Fiskarlag**

Fiskarlaget uttaler at utredningsprogram fremstår som grundig i forhold til beskrivelsen av de ulike fiskeriene i området og vi ønsker å påpeke at det er positivt at det planlegges for egne utredninger for å dekke kunnskapshull om tobis.

Norske fiskerier høster av en fornybar ressurs, og er derfor avhengig av et rent og rikt hav med intakte økosystem inkludert gyte-, oppvekst og fiskeområder. Fisket er en dynamisk aktivitet som varierer med f. eks årstid, mellom år og med utvikling og utbredelse av de høstbare bestandene. Fiske-, gyte- og oppvekstområder har heller ingen skarp avgrensning. Fiskeriene er derfor en næring i stadig utvikling og endring. Det legges til grunn at tiltakshaver, særlig i anleggsfasen tar hensyn til eventuell fiskeriaktivitet i område, slik at de ikke blir skadelidende i form av redusert tilgang til fiskefeltene. Det er også viktig at valg av trasé for rørledninger, kabler og elektriske kabler blir besluttet i dialog med fiskeriinteressene og at disse, så langt det er mulig, blir lagt i samme trasé og/eller i nærheten av allerede eksisterende traséer. I så måte ønsker Norges Fiskarlag å påpeke at vi med glede observerer at rørledning i dette prosjektet er foreslått lagt utenfor Vikingbanken.

Norges Fiskarlag registrerer og er tilfreds med at tiltakshaverne erkjenner at kablene må graves ned eller tildekkes på en forsvarlig måte for å sikre at det ikke oppstår fremtidig skade på kabler eller fiskeredskaper. Vi ønsker imidlertid å tilføye at det bør stilles krav om at eventuelle fremtidige skader på kabler eller fiskeredskaper som skyldes at tiltakshaverne ikke har overdekt eller gravd ned kablene på forsvarlig måte, må dekkes av tiltakshaverne

Etterlatte rørledninger ved avsluttet drift vil over tid kunne skape hefter for bunnredskaper selv om rørledningene opprinnelig var nedgravd eller på andre måter gjort overtrålbare. Norges Fiskarlag ønsker derfor å påpeke at alle innretninger, inkludert nedgravde kabler bør fjernes ved avvikling av driften.

Equinor's tilsvar:

Equinor tar uttalelsen til etterretning. De forhold som nevnes i uttalelsen vil bli redegjort for i konsekvensutredningen.

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

7 **Fiskarlaget Vest**

Fiskarlaget Vest finn det positivt at det blir lagt felles kabel frå NOAKA-området til land og meiner det bør søkjast slike løysingar òg i framtidige prosjekt. Dette reduserer arealbeslag og negativ innverknad for t.d. fiskerinæringa. Fiskarlaget Vest vil uttale seg ytterlegare om kabelen og traséen i høyringa som gjeld konsesjonssøknad for kraft frå land, men vil peike på at kraftkabelen må leggjast i eksisterande trasèar for røyr/leidningar der det er mogleg.

Krafla ligger i, eller tett opp til, gyteområde for m.a. torsk, lysing, hvitling, hyse, sei, makrell og øyepål. I tillegg ligg området tett opp mot Vikingbanken som er eit særleg verdifullt område (SVO), då dette er eit viktig tobisfelt. Ein føreset at ein under utbygging og drift iverkset tilstrekkeleg avbøtande tiltak for å unngå forureining, støy eller anna negativ innverknad på det marine liv.

I konsekvensutgreiinga må det synleggjerast kva direkte og indirekte innverknad utbygging, drift og eventuelle uhell (t.d. utslepp, lekkasjar, utblåsing) kan ha på det marine liv og fiskeriverksemd. Effektane av planlagte utslepp som borevæske og andre kjemikalier må òg utgreiast. Ein må sjå større område under eitt, og ikkje kvart einskild utslepp for seg.

Fiskerinæringa er basert på fornybar biologisk produksjon, og er difor avhengig av eit reint og produktivt kyst- og havmiljø mest mogeleg fritt for miljøgifter, framandstoff og legemiddel. Ein har eit stort felles ansvar, både nasjonalt og internasjonalt, for å oppretthalde eit reint og produktivt hav. Det er avgjerande for kvalitet, omdøme og marknadsverdi for norsk sjømat. Det er viktig å førebyggje då det ofte er vanskeleg og dyrt å rydde opp i ettertid.

Ein føreset at det er ein plan for opprydding etter endt verksemd.

Equinor's tilsvar:

Første punkt i uttalelsen angående kraftkabel fra land tas til orientering. Det vises til egen konsesjonssøknadsprosess etter Energiloven og Havenergiloven.

Øvrige punkter i uttalelsen tas til etterretning. De forhold som nevnes vil bli redegjort for i konsekvensutredningen.

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

8 *Havforskningsinstituttet*

Havforskningsinstituttet uttaler:

Når det gjelder forslaget til program for konsekvensutredning for Krafla, opplyses det at feltet ligger sørvest for Vikingbanken og et SVO (NS11) med et gyteområde for tobis. Mens utbyggingen innebærer ingen installasjon av infrastruktur inne på Vikingbanken, opplyses det at eventuelle større ulykkeshendelser som utblåsninger fra oljebrønner skal analyseres for miljørisiko og mulig påvirkning på tobisbestanden, og at dette blir dokumentert i konsekvensutredningen. Det legges opp til grundig dokumentasjon av mulig påvirkning av tobisbestanden på Vikingbanken fra planlagte aktiviteter på Krafla-feltet spesielt, og mer generelt fra olje- og gassaktiviteten i området i KU for Krafla. Utredningsarbeid og studier involverer betydelige forskningsbidrag fra Havforskningsinstituttet og er planlagt i nær dialog med Havforskningsinstituttet og Miljødirektoratet. Havforskningsinstituttet ser på dette som en viktig del av den kommende konsekvensutredningen og vurderer det som positivt at dette blir grundig redegjort for.

Innholdet og kvaliteten til program for konsekvensutredning vurderes ellers som tilfredsstillende. HI har ingen ytterligere kommentarer til saken i denne omgang, men vil gjøre en endelig vurdering av konsekvensutredning når denne kommer på høring fra myndighetene.

Equinor`s tilsvaer:

Equinor tar uttalelsen til etterretning.

9 *Kystverket*

Skipstrafikk:

I Equinor ASAs forslag til program for konsekvensutredning for Krafla, punkt 5.3 («Skipstrafikk og ankringsområder»), vises det til at Krafla-feltet ligger i et lite trafikkert område og at utbygging og drift av feltet ikke vil utgjøre noen konflikt tatt i betraktning det arealmessige beslaget dette utgjør og trafikk tettheten.

Kystverket legger til grunn at det i utredningsprogrammet, og i selve utredningen, vil bli tatt tilbørlig hensyn til skipstrafikken. Vi regner med at konsekvensen for eksisterende skipstrafikk vil utredes, herunder mulige endringer i seilingsmønster og fortetting av trafikk som følge av endring i seilingsmønster. Utredningen må også ta høyde for forventet økning i skipstrafikken og om dette vil få konsekvenser.

I denne forbindelse vil vi påpeke viktigheten av å benytte tilgjengelig kunnskap for å utrede hvilke konsekvenser tiltaket vil få for sjøsikkerheten og forutsigbar og effektiv ferdsel, herunder tilgang til effektive og etablerte seilingsleder.

Akutt oljeforurensning:

Funnene som planlegges utbygd, ligger i sentrale deler av Nordsjøen, altså i et område med omfattende petroleumsvirksomhet fra langt tilbake i tid. Det er likevel viktig å tilpasse beredskapen mot akutt forurensning til den til enhver tid eksisterende miljørisiko. Grundige analyser av miljørisiko representert ved de nye utbyggingene, og dimensjonering av beredskapen mot akutt forurensning i henhold til denne, er altså av vesentlig betydning for å være i stand til å begrense skadene ved en eventuell akutt oljeforurensning.

Equinor`s tilsvaer:

Equinor tar uttalelsen til etterretning. De problemstillingene som nevnes mht skipstrafikk og akutt oljeforurensning vil være omfattet av konsekvensutredningen.

10 Forsvarsbygg

Forsvaret benytter en rekke skytefelt i nærliggende sjøområder som kan på følge for tiltaket. Forsvarets skytefeltstruktur er under revisjon. Forsvarsdepartementet har under høring forslag til forskrift om skytefelt i sjø. Høringsdokumentene er utlagt på [Regjeringen.no/Forsvarsdepartementet](https://www.regjeringen.no/Forsvarsdepartementet).

Forskriften definerer skyte- og øvingsfeltene som forbudsområder der ferdsel, aktivitet og etablering av faste eller midlertidige installasjoner er forbudt når Forsvaret avholder skyteøvelser. Forskriften gir definerte unntak for petroleumsrelatert virksomhet i forskriftens §3 c), d) og j), herunder rørledninger og kabler. Høringsnotatet til forskriften beskriver videre forholdet til olje- og gassnæringen. Under skyting kan prosjektilrester/ tomhylser synke ned i vannmassene. Rørledninger og kraftledninger på havbunnen må dimensjoneres for å tåle dette.

Vedlagt et kart over endringene i skytefeltstruktur i sjøområdene utenfor Vestlandet. Digitale kart over skytefeltstrukturene er tilgjengelige på [Barentswatch.no/ Arealverktøy](https://www.barentswatch.no/Arealverktøy). Eksisterende skytefeltstruktur er her å finne under 'Planer og reguleringer/ Forsvarets skyte- og øvingsfelt i sjø'. Forslag til revidert skytefeltstruktur ligger under 'Planer og reguleringer/ Forbudsområder for skytefelt i sjø – Høringsforslag'.

Equinor`s tilsvaer:
Equinor tar uttalelsen til etterretning.

11 LO Norge

LO har fulgt utviklingen knyttet til feltene og er tilfreds med at Equinor og AkerBP har funnet en enighet for en områdeløsning for Krafla og NOA-Fulla. Begge prosjektene er avhengig av å finne gode løsninger sammen, og at løsningene gir gjensidig god produksjon og dreneringsstrategi gjennom å ta mest mulig ut av feltene.

Dette prosjektet styrer mot godkjenning innen det midlertidige oljeskatteregimet. Det ble utformet og støttet av LO basert på formålet om å opprettholde aktiviteten i leverandørindustrien. Knyttet til vedtaket er det tydelige politiske forventninger til å sikre aktivitet og faste arbeidsplasser i hele verdikjeden.

Driftsmodell må utvikles for å sikre faste ansettelser, reel arbeidstakermedvirkning og bruk av et funksjonelt regelverk for aktivitet på sokkelen.

LO venter at næringen følger opp forutsetningene i alle leveranser til utviklingen av prosjektet.

LO legger til grunn at ved utlysning av anbudskonkurranser for oppdrag enten det er på sokkelen eller på fastlandet, må norsk industris styrker vektlegges i utformingen og tildelingen av oppdrag.

Kontraktene må utformes slik at de norske leverandørenes evne til leveringspresisjon, byggetid og at klima- og miljøkrav får en reell og riktig verdi. Kriterier for ordnede arbeidsvilkår, kompetanse og HMS må vektles høyt i anbudskonkurranser.

LO vil minne om at maritime oppdrag i norske farvann må basere seg på norske tariffavtaler. Bruk av rederier med fartøy registrert i det norske ordinære registeret sikrer dette. Tabell 3-6

LO forutsetter at arbeidet utføres av aktører som er bundet av landsomfattende norske tariffavtaler.

Det er viktig at vurderinger knyttet til kraftbehov og kraftforsyning gjøres ut fra et helhetsperspektiv, der den landbaserte- og offshoreindustriens behov for konkurransedyktige kraftkostnader er ivaretatt.

Den støtten næringen trenger for å sikres gode langsiktige rammebetingelser henger sammen med den aktiviteten og sysselsettingen næringen skaper i Norge.

Equinor`s tilsvar:

Equinor tar uttalelsen til etterretning.

Ringvirkningene av utbygging og drift av Krafla for verdiskapning og sysselsetting i norsk næringsliv samt forventede avgifts- og skatteinntekter til den norske stat, vil bli vektlagt og dokumentert i konsekvensutredningen.

Forhold knyttet til kraftforsyningssituasjonen og prisdannelse for kraft i Norge ligger utenfor rammen av konsekvensutredningen for Krafla og vil ikke bli utredet.

12 Vestland Fylkeskommune

Vestland fylkeskommune viser til høyring av KU-program for utbygging og drift av Krafla. Vi vil konsentrere fråsegnen rundt kraftsituasjonen. Vestland fylke har store ambisjonar i høve grøne arbeidsplassar på land. Føreseieleg og rein kraft til konkurransedyktige prisar er ein viktig premis for å få dette til. 2021 har vist at også kraftsituasjonen i Noreg kan kome under press. Utvekslingskapasiteten har auka, samstundes som kraftproduksjonen i nabolanda blir relativt meir veravhengig og ustabil, grunna endra forhold mellom sol- og vindkraft og stabil og regulerbar kraft, m.a. som følgje av utfasing av kjernekraft. Ein fersk analyse av kraftsituasjonen i Vestland finn de på:

https://www.vestlandfylke.no/globalassets/innovasjon-og-naringsutvikling/gron-region-vestland/gron-region_rapport-om-kraftsituasjonen-i-vestland.pdf.

Utbygginga av Krafla og NOA Fulla fordrar ein kapasitet på opp mot 150 MW. Dette er relativt mykje, og noko som truleg kan skape stressituasjonar for anna verksemd på land. Vi vil difor oppmode om at operatørskapen utvidar KU-programmet til å omfatte følgjande problemstillingar:

Kva moglegheiter finnest for å kople ut kraftbruken på dei planlagde installasjonane om kraftsituasjonen på land vert pressa? Kva føresetnader ligg til grunn for at dette kan realiserast?

Fleire parti peikar på havvind som eit svært aktuelt utviklingsområde for Noreg. I Hurdalsplattforma står det at «Elektrifiseringa av sokkelen skal i størst mulig grad skje med havvind eller annan fornybar strøm produsert på sokkelen.» Nokre hevdar at havvind ligg langt fram i tid. På den andre sida ser vi at Hywind Tampen no vert realisert og slutført i løpet av året. Vidare ser vi stor optimisme, også i det korte bildet, i høve flyttbare løysingar frå t.d. Odfjell Oceanwind. Kva moglegheiter finnest for å realisere utbygging av Krafla og NOA Fulla med kraft frå havvind i staden for kraft frå land? Kva fordrar dette i tilfelle i form av rammevilkår, tilrettelegging mm?

Equinors tilsvar:

Equinor tar uttalelsen til orientering.

Forhold knyttet til kraftforsyningssituasjonen, konkurransen mellom offshore- og landbasert industri og prisdannelse for kraft i Norge ligger utenfor rammen av konsekvensutredningen for Krafla og vil ikke bli utredet.

Muligheten for fremtidig tilknytning av Krafla til havvind vil bli belyst.

13 Kartverket

Kartverket har ingen merknader til høringsforslaget på nåværende tidspunkt.

14 Fitjar kommune

Fitjar kommune stiller seg positiv til program for konsekvensutredning for utbygging og drift av Krafla, og har ikkje innspel til endringar av innhaldet i programforslaget.

15 Sandnes kommune

Sandes kommune har ingen merknader

16 Samferdselsdepartementet

Det fremkommer av forslaget pkt. 8.9 at konsekvensutredningen vil identifisere viktige områder for skipstrafikk og havvind, og omtale tiltak for å unngå negative konsekvenser i forbindelse med installasjon av innretninger på feltet og ved legging av rør og kabler. Videre legger Equinor til grunn under pkt. 5.4 at Krafla-utbyggingen ikke vil komme i konflikt med områder som er åpnet for havvind.

Departementet vil gjøre tiltakshaveren oppmerksom på at til tross for at Krafla ikke vil komme i konflikt med områder som er åpnet for havvind, kan det i fremtiden potensielt oppstå konflikt mellom skipstrafikk i tilknytning til utbygging og drift av havvindanlegg i de åpnede områdene og skipstrafikken i tilknytning til driften av Krafla. I konsekvensutredningen bør vurderingen av skipstrafikken i tilknytning til Krafla sees i sammenheng med områdene åpnet for havvind.

For øvrig slutter vi oss til høringssvaret fra Kystverket og ber om at merknadene om skipstrafikk og akutt oljeforurensning hensyntas i den videre konsekvensutredningen. Departementet har ingen merknader til høringen utover det

Equinor`s tilsvaer:**Equinor tar uttalelsen til etterretning.****Det vises ogsaa til Equinor`s tilsvaer til uttalelsen fra Kystverket.****17 Justis- og beredskapsdepartementet**

Justis- og beredskapsdepartementet har ingen merknader.

18 Industri Energi

Industri Energi takker for muligheten til å gi kommentarer i den pågående høringsprosessen, og vi ønsker å gratulere operatør og rettighetshaverne med utbyggingen av Krafla og NOA Fulla prosjektene.

Høringsinnspillet er utarbeidet i samarbeid med tillitsvalgte i Equinor og AkerBP.

Industri Energi ser positivt på at Equinor og AkerBP har funnet en enighet for en områdeløsning for Krafla og NOA Fulla. Begge prosjektene er avhengig av å finne gode løsninger sammen, og at løsningene gir gjensidig god produksjon og dreneringsstrategi gjennom å ta mest mulig ut av feltene.

Krafla og NOA Fulla styrer mot godkjenning innenfor de midlertidige endringene i skatteregimet, som Stortinget vedtok i juni 2020. I en særlig krevende tid lykkes man innenfor rammene av den norske modellen å gjennom partssamarbeid med KonKraft-fellesskapet å komme frem til løsninger for en samlet olje- og gassnæring i krise.

En helt avgjørende forutsetning bak oppslutning og støtten til dette forliket er forventningene til faste norske arbeidsplasser og aktivitet gjennom hele verdikjeden og ringvirkninger for hele landet. Dette er et ansvar vi forventer at operatør er bevisst i alle ledd av utbyggingsprosessen, og her er arbeidstakermedvirkning sentralt.

Industri Energi ønsker å understreke viktigheten av tidlig involvering av klubb og vernetjeneste i en situasjon med økt digitalisering, bruk av ny teknologi, nye arbeidsformer og nye metoder.

Industri Energi vil spesielt oppfordre operatørene i den videre prosessen med Krafla og NOA-Fulla utbyggingene å sikre tidlig og god involvering av klubb og vernetjeneste særlig i forhold knyttet til:

- Fjernstyring fra to selvestendige og ikke samlokaliserte kontrollrom på land, og utfordringer knyttet til eventuelle hendelser.
- Hyppighet og varighet på revisjonsstanser, og fasiliteter for bemanning av installasjoner i en lengre periode.
- Beredskap, rømningsveier og sikkerhet
- Transport av personell mellom plattformer/installasjoner med båt (WTW)

Industri Energi er positive til at oljen går til OTS / Stureterminalen og riggass via Statspipe til Kårstø. Dette vil bidra til å forlenge levertiden og trygge arbeidsplassen på Sture og Kårstø, og samtidig utnytte infrastrukturen godt.

Et funksjonelt regelverk må ligge til grunn for aktiviteten på norsk sokkel.

Det er viktighet at vurderinger knyttet til kraftbehov og kraftforsyning gjøres ut fra et helhetsperspektiv, der den landbaserte- og offshoreindustriens behov for konkurransedyktige kraftkostnader er ivaretatt.

Industri Energi forutsetter at driftsmodell må utvikles for å sikre faste ansettelsler og reel arbeidstakermedvirkning i Norge i alle faser av prosjektet.

Ved utlysninger av anbudskonkurranser for oppdrag enten på sokkelen eller på fastlandet, må norsk industris styrker vektlegges i utformingen og tildelingen av oppdrag.

Kontraktene må utformes slik at de norske leverandørenes evne til leveringspresisjon, byggetid og at klima- og miljøkrav får en reell og riktig verdi. Kriterier for ordnede arbeidsvilkår, kompetanse og HMS må vektles høyt i anbudskonkurransen.

Olje- og gassnæringen har en god tradisjon for sitt bidrag til å øke kunnskap og kompetanse i hele landet, samt være en attraktiv arbeidsplass. Dette er spesielt viktig for ungdom og unge voksne. Kunnskapsløft og rekruttering til Krafla og NOA Fulla gjennom eksisterende norske arbeidsmarked, fagutdanning og høyere utdanning er av høy prioritet. Ungdom og unge voksne bør særlig prioriteres.

Den støtten næringen trenger for å sikre gode og langsiktige rammebetingelser henger tett sammen med den aktiviteten og sysselsettingen næringen skaper i Norge.

Equinor`s tilsvaer:

Equinor tar uttalelsen til etterretning.

Uttalelsen nevner en rekke forhold som vil bli hensyntatt i det videre arbeidet med utbygging og drift av Krafla og i samarbeid med tillitsvalgte. Noen av disse forhold faller utenfor rammen av konsekvensutredningen, men vil være omfattet av PUD del 1 med tilhørende støttedokumentasjon.

Ringvirkningene av utbygging og drift av Krafla for verdiskapning og sysselsetting i norsk næringsliv samt forventede avgifts- og skatteinntekter til den norske stat, vil bli vektlagt og dokumentert i konsekvensutredningen.

Forhold knyttet til kraftforsyningssituasjonen og prisdannelse for kraft i Norge ligger utenfor rammen av konsekvensutredningen for Krafla og vil ikke bli utredet.

19 Arbeids- og velferdsdirektoratet (NAV)

Arbeids- og velferdsdirektoratet har ingen merknader til det fremlagte forslaget.

20 Stavanger kommune

Stavanger kommune har følgende kommentarer og innspill:

Stavanger kommune er positive til aktiviteten som NOAKA vil representere. Bare investeringskostnaden til NOA Fulla anslås å være mellom 40-55 milliarder. Stavanger kommune vil understreke viktigheten av og forventningen til at investeringer knyttet til utbyggingen og driften av anleggene gir økt lokal sysselsetting og verdiskaping.

Det er positivt at lisenshaverne samordner utbyggingen av gjennom felles løsninger for begge feltene. Dette gir totalt sett bedre ressursutnyttelse og bedre løsninger for både aktørene og for samfunnet.

Planprogrammene er omfattende og dekker de fleste områder basert på beste praksis for norsk sokkel.

Utbyggingene legger til grunn at installasjonene skal forsynes med kraft fra land, nærmere bestemt Samnanger i Vestland fylke. Samtidig er landet i en situasjon der det er et sterkt press på kraftnettet i generell forstand, og et økende behov for kraft til industriutvikling på land, noe som igjen fører til prispress. Stavanger kommune oppfordrer derfor utbyggerne til å vurdere om det er mer fornuftig å dekke det samlede energibehovet med offshore gassturbiner og/eller selvforsynende havvind.

Forsyningsfartøyene som skal betjene de planlagte installasjonene bør i all hovedsak være hybride lavutslippsfartøy (Liquefied Natural Gas (LNG) og batteri).

Equinor`s tilsvaer:

Equinor tar uttalelsens 3 første punkter til orientering. Forhold knyttet til kraftforsyningssituasjonen, konkurransen mellom offshore- og landbasert industri og prisdannelse for kraft i Norge ligger utenfor rammen av konsekvensutredningen for Krafla og vil ikke bli utredet. Mulighet for bruk av hybride lavutslippsfartøy i forsyningskjeden vil bli belyst i konsekvensutredningen.