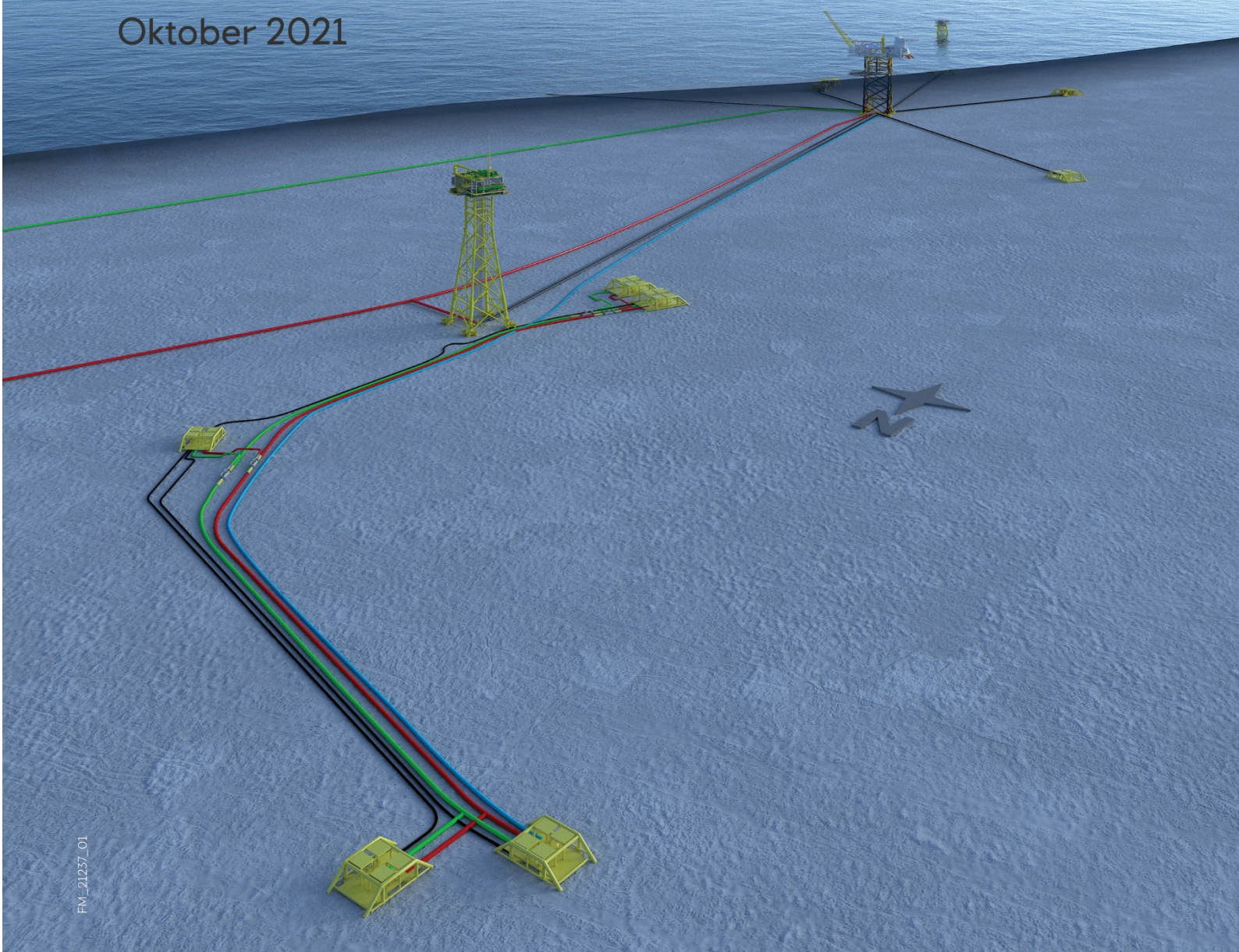


PL035 og PL272 Utbygging og drift av Krafla

Forslag til program for konsekvensutredning

Oktober 2021



FM_21037_01

Forord

Operatøren Equinor Energy AS (Equinor) legger frem forslag til utredningsprogram 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. Prosessen ble formelt igangsatt ved innsending av Melding om tiltaket til NVE 16. mars 2021. Foreliggende dokument er et forslag til utredningsprogram for konsekvensutredningen etter Petroleumsloven, og gir oversikt over den planlagte utbyggingen, eksisterende utredninger og planlagt utredningsarbeid. Forslaget til utredningsprogram 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 sosialdepartementet.

Formålet med utredningsprogrammet er å gi myndighetene og andre høringsinstanser informasjon og varsel om hva som er planlagt utbygd, hvor og hvordan. Gjennom uttalelser til programmet har både myndigheter og andre høringsinstanser mulighet til å kunne påvirke hva som blir krevd utredet i konsekvensutredningen, og dermed også hva som skal ligge til grunn for de beslutningene som skal tas. På grunnlag av det fastsatte utredningsprogrammet vil det bli utarbeidet en konsekvensutredning for utbyggingen.

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

Equinor, 11. oktober 2021

Forkortelser og begreper

ALARP	As Low As Reasonably Practicable
BAT	Best Available Techniques
KU	Konsekvensutredning
LPG	Flytende petroleumsgass (Liquified Petroleum Gas)
MEG	Monoetylenglykol
NOA	Området nord for Alvheim (North of Alvheim)
oe	Oljeekvivalenter. Omregning fra volumenhet til oljeekvivalenter for olje- og gassmengder brukes når man skal summere eller sammenlikne olje- og gassressurser.
OFS	Oseberg feltcenter
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)
SVO	Særlig Verdifulle Områder som definert i Forvaltningsplanen
TEG	Trietylenglykol
TFO	Tildelinger i forhåndsdefinerte områder
UPP™	Ubemannet produksjonsplattform
VOC	Flyktige organiske forbindelser (Volatile Organic Compounds)
VØK	Verdsatte Økologiske Komponenter

Innhold

Forkortelser og begreper	4
Sammendrag	7
1 Innledning	9
1.1 Bakgrunn for utbygging av Krafla og eierforhold.....	9
1.2 Formål med forslag til program for konsekvensutredning	10
1.3 Krav til Konsekvensutredning	11
1.4 Forholdet til forvaltningsplanen.....	11
1.5 Tidsplan for PUD	12
1.6 Equinors styringsprinsipper og overordnede krav til sikkerhet og bærekraft.....	13
2 Ressurser og planlagt utbyggingsløsning ligger	14
2.1 Lisenshistorikk	14
2.2 Ressurser og prospekter	14
2.2.1 Ressurser som ligger til grunn for utbyggingen	14
2.2.2 Prospekter og fremtidige utbygginger i området.....	16
2.3 Planlagt feltutbygging	16
2.3.1 Oversikt over feltutbyggingen.....	16
2.3.2 Brønner og brønnrammer	17
2.3.3 Ubemannet produksjonsplattform (UPP).....	18
2.3.4 Olje- og gasseksport.....	19
2.3.5 Lokalisering av ny infrastruktur.....	19
2.4 Energiløsning og anlegg for overføring av kraft fra land/Samnanger.....	22
2.5 Foreløpige estimater for investeringer og drift	22
2.6 Avvikling av virksomheten	22
3 Miljø og samfunnsmessige forhold i influensområdet	23
3.1 Influensområde.....	23
3.2 Datagrunnlag	23
3.3 Oceanografiske forhold, sedimenter og miljøtilstand	23
3.4 Særlig verdifulle områder (SVO) og sårbare naturtyper og arter	25
3.4.1 Særlig verdifulle områder som definert i forvaltningsplanen	25
3.4.2 Tobis og Vikingbanken.....	26
3.4.3 Koraller.....	27
3.5 Fiskeressurser	27
3.6 Sjøfugl	27
3.7 Marine pattedyr.....	28
3.8 Kulturminner, næringsinteresser, arealbruk og andre samfunnsmessige interesser	28
4 Foreløpig vurdering av miljøvirkninger og avbøtende tiltak	29
4.1 Arealbeslag og påvirkning fra fysiske inngrep på marint naturmangfold og havbunn	29
4.2 Utslipp til luft	29
4.2.1 Bore- og anleggsfase.....	29
4.2.2 Driftsfase	30
4.2.3 Utslppsreducerende tiltak.....	30
4.3 Regulære utslipp til sjø	30
4.3.1 Bore- og anleggsfase.....	30
4.3.2 Driftsfase	31
4.3.3 Utslppsreducerende tiltak.....	31
4.4 Marin støy.....	31

4.5	Uhellsutslipp av olje til sjø.....	31
4.6	Forhold som faller inn under naturmangfoldloven.....	33
5	Foreløpig vurdering av konsekvenser for fiskeriene, andre næringer og samfunnsinteresser	34
5.1	Fiskeri.....	34
5.1.1	Områder for fiske og omfang av fiske.....	34
5.1.2	Foreløpig vurdering av virkninger og tiltak for å unngå og begrense virkninger	35
5.2	Havbruk	35
5.3	Skipstrafikk og ankringsområder	36
5.4	Havvind.....	37
5.5	Forsvarsinteresser.....	37
6	Vurdering av konsekvenser for kulturminner.....	38
7	Positive samfunnsmessige konsekvenser	38
7.1	Tiltak for å fremme positive virkninger	38
8	Forslag til videre utredningsaktiviteter	39
8.1	Beskrivelse av den valgte utbyggingsløsningen og vurdering av alternativer	39
8.2	Beskrivelse av naturressurser, miljøtilstand, kulturminner og samfunnsinteresser.....	39
8.2.1	Tobis.....	40
8.3	Arealbeslag og påvirkning fra fysiske inngrep på marint naturmangfold og havbunn	40
8.4	Planlagte utslipp til luft og sjø	40
8.5	Avfall.....	40
8.6	Undersjøisk støy og elektromagnetiske felt	40
8.7	Miljørisiko- og beredskapsanalyser og konsekvenser av uhellsutslipp til sjø.....	41
8.8	Fiskerier og havbruk	41
8.9	Skipstrafikk, ankringsområder og havvind	41
8.10	Forsvarsinteresser.....	41
8.11	Kulturmiljø og kulturminner	42
8.12	Samlet belastning, jf. Naturmangfoldlovens § 10.....	42
8.13	Positive samfunnsmessige konsekvenser	42
8.14	Utredninger og analyser	42
9	Referanser.....	43
	Vedlegg A - Gyte- og utbredelsesområde for utvalgte arter	44

Sammendrag

Det er gjort flere funn av olje og gass innenfor et område på norsk sokkel i Nordsjøen som ligger mellom Alvheim i sør og Oseberg i nord. Rettighetshaverne til de aktuelle utvinningstillatelsene har, i samråd med norske myndigheter, kommet frem til at det vil være hensiktsmessig med en områdeløsning for å utvikle og produsere funnene.

Utbygging og drift av Krafla og NOA Fulla innebærer at ny eksportkapasitet for olje og gass fra det samlede området må etableres. De nye eksportrørene vil være omfattet av konsekvensutredningsprosessen for Krafla, og er inkludert i dette forslaget til program for konsekvensutredning for utbygging og drift av Krafla.

Det vil legges frem to planer for utbygging og drift av funnene i det aktuelle området:

- Plan for Utbygging og Drift (PUD) for de nordlige funnene Krafla (PL035), Askja (PL272) og Sentral (PL035) - operert av Equinor
- Plan for Utbygging og Drift (PUD) for de sørlige funnene i NOA området og Fulla - operert av Aker BP.

Det blir gjennomført to konsekvensutredninger (KU) for den totale utbyggingen, en for PUD for Krafla/Askja/Sentral og en for PUD for NOA Fulla. I tillegg blir det utført en egen konsekvensutredning som del av konsesjonsprosessen for kraft fra land til den samlede utbyggingen.

Operatøren Equinor Energi AS (Equinor) legger med dette frem forslag til utredningsprogram for konsekvensutredning til Plan for Utbygging og Drift av Krafla-feltet (Krafla, Askja og Sentral). Relevante grenseflater mot KU prosessene for NOA Fulla og kraft fra land blir omtalt. KU-prosessene for Krafla og NOA Fulla er tidsmessig koordinert.

Krafla ligger ca. 35 km sørvest for Oseberg feltcenter, omtrent 40 km sørøst for Martin Linge-feltet og om lag 135 km sørvest for Kollsnes i Øygarden kommune. Avstanden til NOA-PdQ plattformen i NOA området (North of Alvheim) som planlegges av Aker BP er om lag 27 km. Havdypet i området er ca. 110 meter. Krafla brukes som betegnelse for olje- og gassfeltene Krafla (PL035), Sentral (PL035) og Askja (PL272). Estimerte utvinnbare reserver er 43 MSm³ o.e.. I tillegg er 5 prospekter inkludert i utbyggingsplanene og er foreløpig estimert til 5 MSm³ o.e..

Dreneringsstrategi og foreslått utbyggingsløsning

Dreneringsstrategien for Krafla er vanninjeksjon for oljestrukturer og trykkavlastning for gass/kondensatstrukturer.

Utbyggingskonseptet består av en ubemannet produksjonsplattform (UPP) på Askja med tilknyttede havbunnsanlegg på Askja, Krafla og Sentral. Det planlegges to brønnrammer på henholdsvis Askja og Krafla, samt en brønnramme på Sentral.

Delvis stabilisert olje og produsert vann overføres til NOA-PdQ plattform for videre prosessering. Olje eksporteres fra NOA PdQ via en ny rørledning til Oseberg Transport System (OTS) og videre til Sture-terminalen i Øygarden kommune, mens riggass eksporteres via ny rørledning direkte fra Krafla UPP til Statpipe for videre transport til- og behandling på Kårstø i Tysvær kommune i Rogaland. Kraftbehovet til både Krafla-feltet og NOA Fulla dekkes ved kraft fra land via undersjøisk kraftkabel fra Samnanger i Vestland fylke.

Planlagt utbyggingskonsept med en ubemannet produksjonsplattform (UPPTM) representerer ny og viktig teknologiutvikling, som gir en mer kostnadseffektiv feltutviklingsløsning for norsk sokkel sammenlignet med konvensjonelle plattformkonsept.

Virkninger for miljø og naturressurser

Krafla-feltet er lokalisert i Nordsjøen i området sør-vest for Oseberg. Mellom Krafla og Oseberg feltsenter ligger Vikingbanken som er identifisert som et særlig verdifullt område (SVO) fordi dette tradisjonelt har vært et viktig gyte- og leveområde for nøkkelarten tobis (havsil). Det er en sentral målsetting for Krafla-prosjektet i størst mulig grad å unngå negativ miljøpåvirkning i dette området. Utbyggingen innebærer ingen installasjon av infrastruktur inne på Vikingbanken.

Kraft fra land vil dekke kraftbehovet på Krafla-feltet. Utslipp til luft vil derfor være svært lave. Produsert vann overføres til NOA PdQ sammen med delvis stabilisert olje. Krafla produsertvann behandles på NOA PdQ og reinjiseres i reservoaret. Som følge av planlagt injeksjon av produsert vann vil utslipp til sjø av medfølgende olje- og kjemikalierester være begrenset.

Krafla UPP vil ha sikkerhetssone på 500 m rundt plattformen hvor all fiskeriaktivitet vil være forbudt. Rørledninger, kabler og brønnrammer vil være overtråkbare, og således ikke hindre normal utøvelse av fiske.

Det er ikke registrert kulturminner i området som kommer i konflikt med feltutbyggingen på Krafla-feltet. Eventuelle funn i det videre arbeidet vil bli rapportert til Bergens Sjøfartsmuseum.

Samfunnsvirkninger

Investeringsbehovet er foreløpig estimert til å være i størrelsesorden 25-35 milliarder norske kroner. Driftsperioden er anslått til 24 år, og driftsutgiftene i et normalår er estimert til 300-500 millioner 2021-kroner

Utbygging av Krafla-feltet vil være et av de største utbyggingsprosjektene på Norsk sokkel i perioden det er planlagt realisert. Utbyggingen vil utgjøre en betydelig del av investeringsnivået på norsk sokkel og vil være svært viktig for å bidra til å opprettholde aktivitetsnivået i olje- og gasssektoren.

Det vil genereres inntekter til staten i form av skatter og avgifter både i utbygging og drift. Prosjektet vil ha behov for vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv, og vil på den måten gi ny verdiskapning og verdifulle sysselsettingseffekter både i direkte berørte norske bedrifter og i det norske samfunn. Dette gjelder både i utbyggingsfasen og i driftsfasen.

Videre planprosess

I henhold til prosjektplanen skal investeringsbeslutning tas i fjerde kvartal 2022 med innsending av PUD like etterpå. Konsekvensutredningen er planlagt sent ut på offentlig høring i andre kvartal 2022. Oppstart av produksjon er forventet i 2. kvartal 2027.

1 Innledning

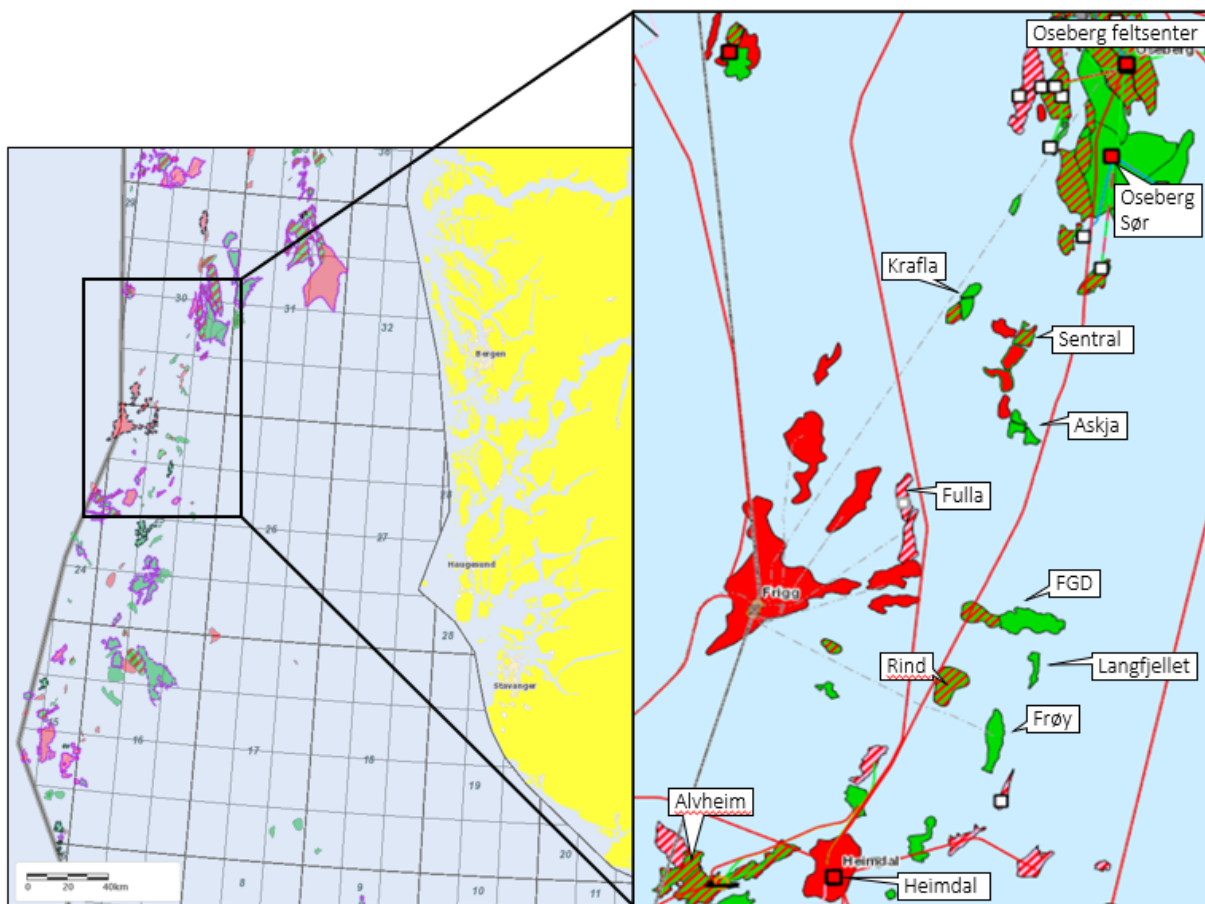
1.1 Bakgrunn for utbygging av Krafla og eierforhold

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 Aker BP og Equinor 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. Krafla brukes som betegnelse 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 tilsvarende 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 1.1.

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



FGD= Frigg Gamma Delta

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.

Krafla UPP vil innebære etablering av en betydelig gass eksportkapasitet fra Krafla området direkte til Statpipe og videre til Kårstø. Det nye gasseksportrøret betjener også NOA Fulla og starter på NOA PdQ, går via Askja-området for undervanns tilkobling av Krafla gass og videre til Statpipe. Delvis stabilisert olje og produsert vann planlegges eksportert til NOA PdQ for videre prosessering. Ferdig prosessert olje eksporteres via en ny rørledning til Oseberg Transport System (OTS) og videre til Stureterminalen i Øygarden kommune. NOA PdQ vil også forsyne Krafla-feltet med nødvendige støtte- og servicefunksjoner som sulfatredusert injeksjonsvann for trykkstøtte, nødvendige kjemikalier, 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 stk. 6-slots havbunnsrammer med plass til totalt 12 brønner på hver lokasjon. På Sentral planlegges en brønnramme med plass til 6 brønner.

Equinor legger med dette frem forslag til program for konsekvensutredning for Krafla-feltet på vegne av rettighetshaverne i PL035 og PL272. Lisensenes rettighetshavere er gitt i Tabell 1-1.

Tabell 1-1 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

1.2 Formål med forslag til program for konsekvensutredning

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

1.3 Krav til Konsekvensutredning

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 Forurensingslovens § 13. KU skal utarbeides basert på fastsatt utredningsprogram. OED som ansvarlig myndighet fastsetter programmet for KU og skal påse at utredningsprogrammet oppfyller de krav regelverket setter til innholdet i et utredningsprogram.

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). KU skal være ferdig hørt av relevante myndigheter og andre interessenter, og operatøren skal ha oppsummert og besvart høringskommentarene før del 1 av PUD sendes inn til myndighetsbehandling. Olje og energidepartementet (OED) vil basert på PUD utarbeide en proposisjon som legges fram for andre departementer og Stortingets miljø- og energikomité for endelig behandling i Stortinget.

I tråd med vedtak i Stortinget, Innst. S. nr. 114 (1995-1996) «Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om norsk politikk mot klimaendringer og utslipp av nitrogenoksider (NOx)», skal det ved alle nye feltutbygginger på norsk sokkel utredes om kraft fra land er hensiktsmessig. For kraft fra land-anlegget er det krav om at en konsesjonssøknadsprosess etter Energiloven og Havenergiloven med tilhørende KU gjennomføres.

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 området er det, på tross av en viss nærhet til delelinjen mot Storbritannia, svært lav sannsynlighet for at olje drifter mot britiske landområder. I henhold til praksis på sokkelen antas utbyggingen ikke å kreve spesifikk høring etter denne konvensjonen.

1.4 Forholdet til forvaltningsplanen

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 av Stortinget i juni 2020. Forvaltningsplanen 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. Resultatene som er referert i forvaltningsplanen utgjør et sentralt referansearbeid for KU-programmet og KU.

1.5 Tidsplan for PUD

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 og 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 1-2.

Tabell 1-2 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	Vårsesjon 2023
Installasjon av brønnrammer	2024 – 2026
Boreoperasjoner Krafla, Askja, Sentral	2025 – 2027
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

1.6 Equinors 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 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.

Equinors 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 overordnede valg av utbyggingsløsning til vurdering og valg av de beste tekniske løsningene etter prinsippene om ALARP og BAT.

2 Ressurser og planlagt utbyggingsløsning ligger

2.1 Lisenshistorikk

Krafla (PL035) og Askja (PL272)

Produksjonslisensene PL035 og PL272 ble tildelt i henholdsvis 1969 og 2002. Funnene 30/11-8 S (PL035, Krafla) og 30/11-9 ST2 (PL272, Askja) er lokalisert om lag 35 kilometer sør for Oseberg-feltet. Vanndybden i området er 110 meter. Funnene på Krafla og Askja ble gjort i 2011. Totalt ble ytterligere 11 funn påvist gjennom borekampanjer i 2014 og 2016 i området Krafla, Askja og Sentral. Området har et areal på ca. 200 kvadratkilometer.

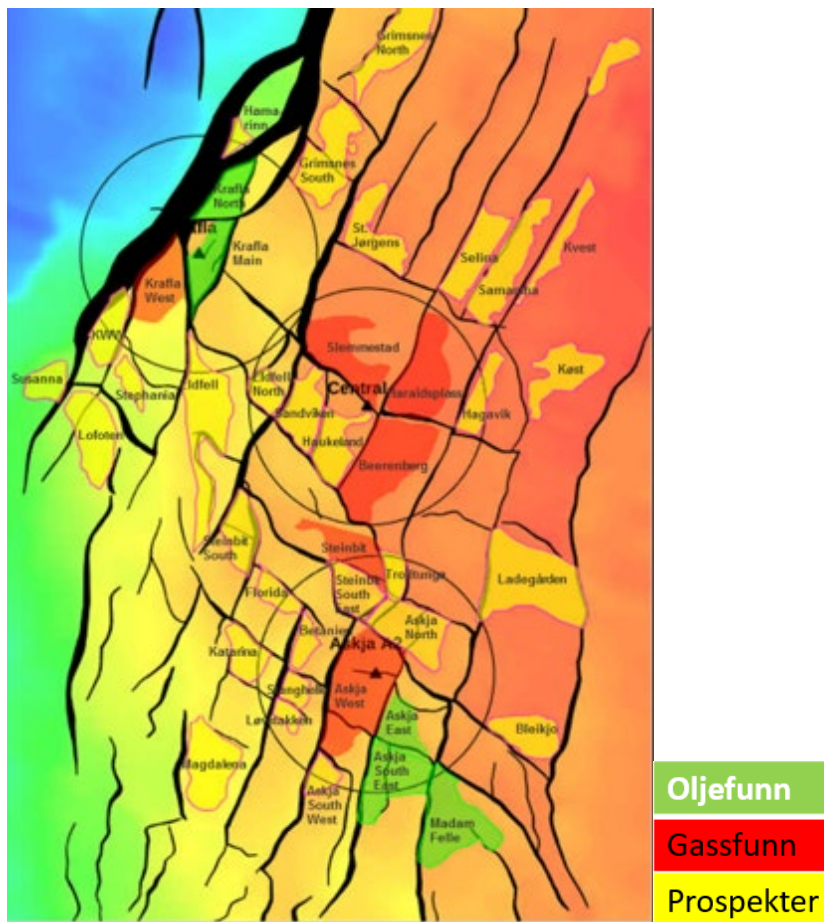
2.2 Ressurser og prospekter

2.2.1 Ressurser som ligger til grunn for utbyggingen

Krafla-feltet består av 11 olje- og gassfunn i Brent-gruppen, hovedsakelig i Tarbert-formasjonen (Øvre Tarbert og Midtre Tarbert), se Figur 2-1. 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/kondensatstrukturer.

Foreløpige anslag over utvinnbare reserver er vist i Tabell 2-1. Reservoartrykket varierer fra 300 bar i Sentral-området til over 600 bar i Krafla Vest.

Figur 2-1 Krafla Nord, Sentral og Askja reservoarene



Tabell 2-1 Foreløpige estimat utvinnbare ressurser Krafla-området

Funn/prospekt	Olje MSm ³ oe	Gass MSm ³ oe	Totalt MSm ³ oe
Krafla+Askja+Sentral	15	28	43
Prospekter	2	3	5
Totalt	17	31	48

2.2.2 Prospekter og fremtidige utbygginger i området

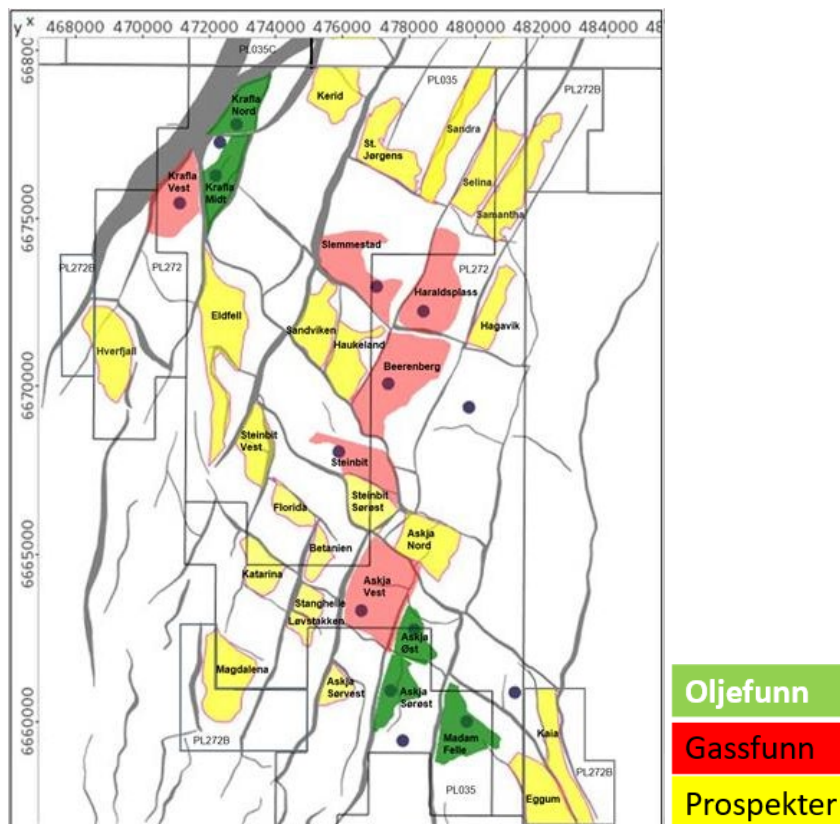
Krafla-lisensen og området rundt har flere identifiserte prospekter.

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.

PUD vil omtale mulig framtidig områdeutvikling basert på prospekter i området.

Prospekter i det aktuelle området fremgår av Figur 2-2.

Figur 2-2 Prospekter



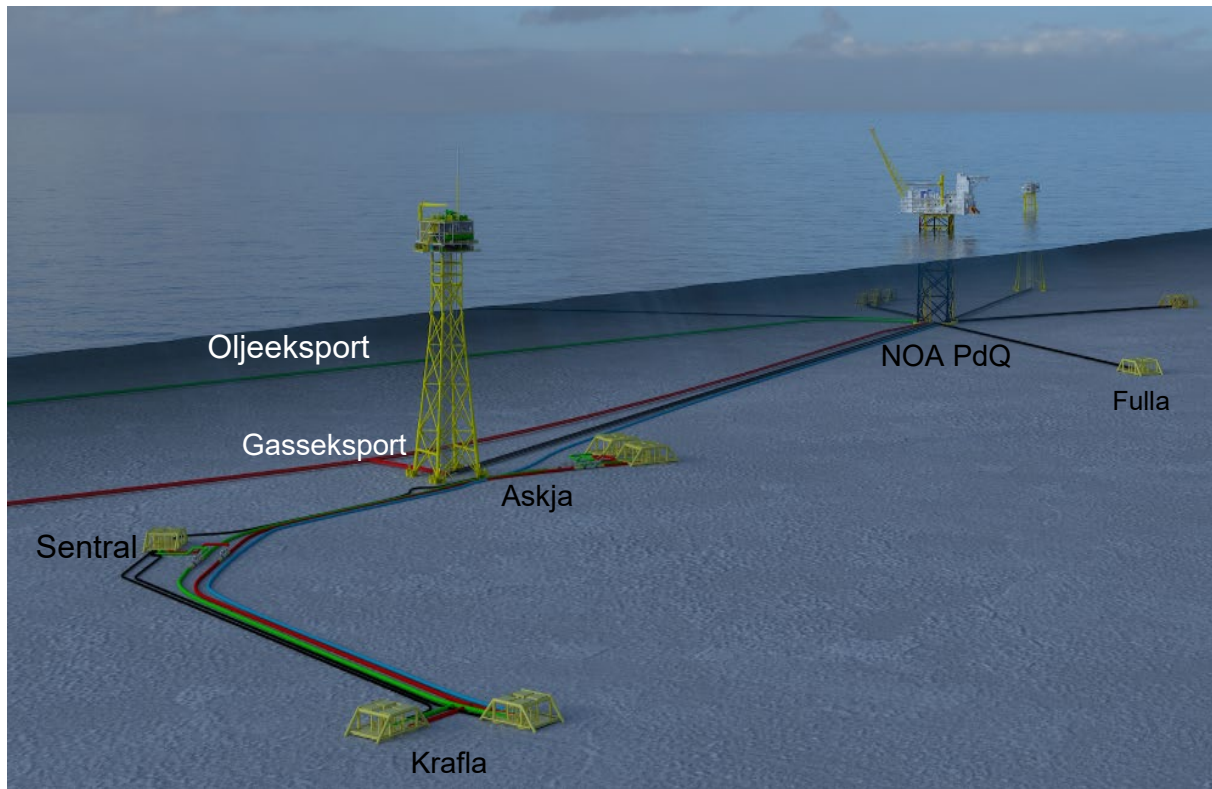
2.3 Planlagt feltutbygging

2.3.1 Oversikt over feltutbyggingen

Den planlagte feltutbyggingen består av én ubemannet produksjonsplattform (UPP) sentralt plassert på Askja, 2 undervanns brønnrammer på Krafla, 2 brønnrammer på Askja og én brønnramme på Sentral. Krafla UPP mottar brønnstrømmen fra brønnrammene på Krafla, Askja og Sentral. Gassen separeres ut fra brønnstrømmen og eksporteres i ny rørledning til Statpipe, og videre til Kårstø i Tysvær kommune i Rogaland. 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. Kraft til Krafla-feltet skal etter planen hentes fra kraftnettet på land i Samnanger kommune. En foreløpig feltlayout er vist i Figur 2-3, se også geografisk kart i Figur 2-5.

Figur 2-3 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), rikgass til Statpipe og import av kraft fra land. NOA PdQ i bakgrunnen.

2.3.2 Brønner og brønnrammer

I Krafla-området er det foreløpig planlagt å bore 7 oljeprodusenter, 8 gassprodusenter, og 3 vanninjektorer. I tillegg skal det bores 5 prospekt. Alle brønnene vil bli boret fra én flyterigg i løpet av årene 2025, 2026 og 2027. Boreriggen vil hovedsakelig være oppankret under boring. Boreaktiviteten vil være helårlig.

Tabell 2-2 Olje- gass- og vanninjeksjonsbrønner (foreløpig oversikt)

	Oljeprodusenter	Gassprodusenter	Vanninjektorer	Prospekter	Totalt antall brønner *
Krafla brønnrammer	4	2	2		8 (+4)
Askja brønnrammer	3	3	1	3	10 (+2)
Sentral brønnramme		3		2	5 (+1)
Totalt	7	8	3	5	23 (+7)

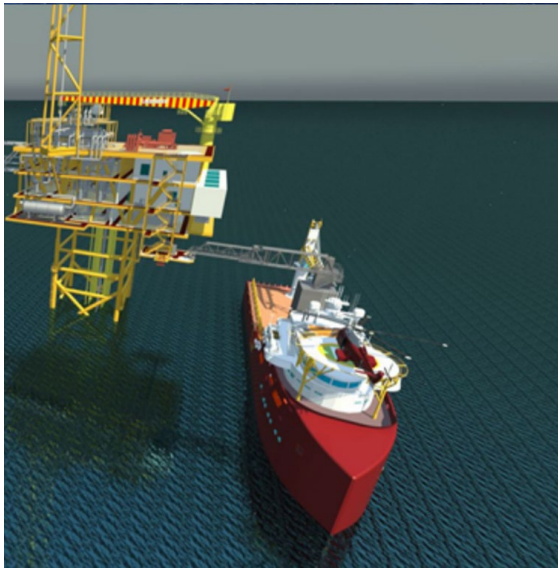
* Ledige brønnslisser i parentes

2.3.3 Ubemannet produksjonsplattform (UPP)

Krafla UPP er en forenklet prosessplattform plassert på et stålunderstell (jf. Figur 2-4). 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, og slik 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. Det er foreløpig lagt til grunn en årlig vedlikeholdskampanje på UPP-en.

Forventet designlevetid for Krafla UPP er 25 år.

Figur 2-4 Illustrasjon en ubemannet produksjonsplattform (UPP)



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 løftegass - 0,5 MSm³/d),
- vanninjeksjon 7 000 Sm³/d,
- Krafla deler kraftforsyning med NOA og maksimalt samlet kraftuttak fra land er estimert til 140-150 MW.

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 oljeeksportør 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 gasseksportør til Statpipe og videre til Kårstø i Tysvær kommune i Rogaland for videre prosessering og eksport til markedene.

Anbefalt dreneringsstrategi for oljeprodusentene er trykkstøtte ved hjelp av vanninjeksjon. For å unngå avleiringer av bariumsulfat, må sulfat fjernes fra sjøvannet før injeksjon. Sulfatredusert injeksjonsvann forsynes fra NOA PdQ. Det er lagt til rette for bruk av gassløft på oljeprodusentene.

2.3.4 Olje- og gass eksport

Rørledninger for eksport av olje og gass fra den samlede områdeutbyggingen av NOA Fulla og Krafla vil være omfattet av KU for Krafla. 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 2-3.

Tabell 2-3 Rettighetshavere og eierandeler i infrastruktur for eksport av olje og gass fra Krafla og NOA Fulla

	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 en undervanns y-(wye) kobling. Oljeeksportørret vil ha en diameter på 24 tommer og vil være ca. 75 km langt.

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-kobling. Gasseksportørret vil ha en diameter på 28 tommer og vil være ca. 73 km langt.

2.3.5 Lokalisering av ny infrastruktur

Foreløpig lokalisering av de planlagte feltinnretningene er gitt i Tabell 2-4. En oversikt over planlagte rørledninger og kabler som vil omfattes av utbyggingsplanen fremgår av Tabell 2-5. Figur 2-5 viser både eksisterende og ny planlagt infrastruktur i Krafla-området. Krafla-prosjektet innebærer ikke installasjon av infrastruktur inne på Vikingbanken.

Tabell 2-4. Foreløpig lokalisering av planlagte installasjoner.

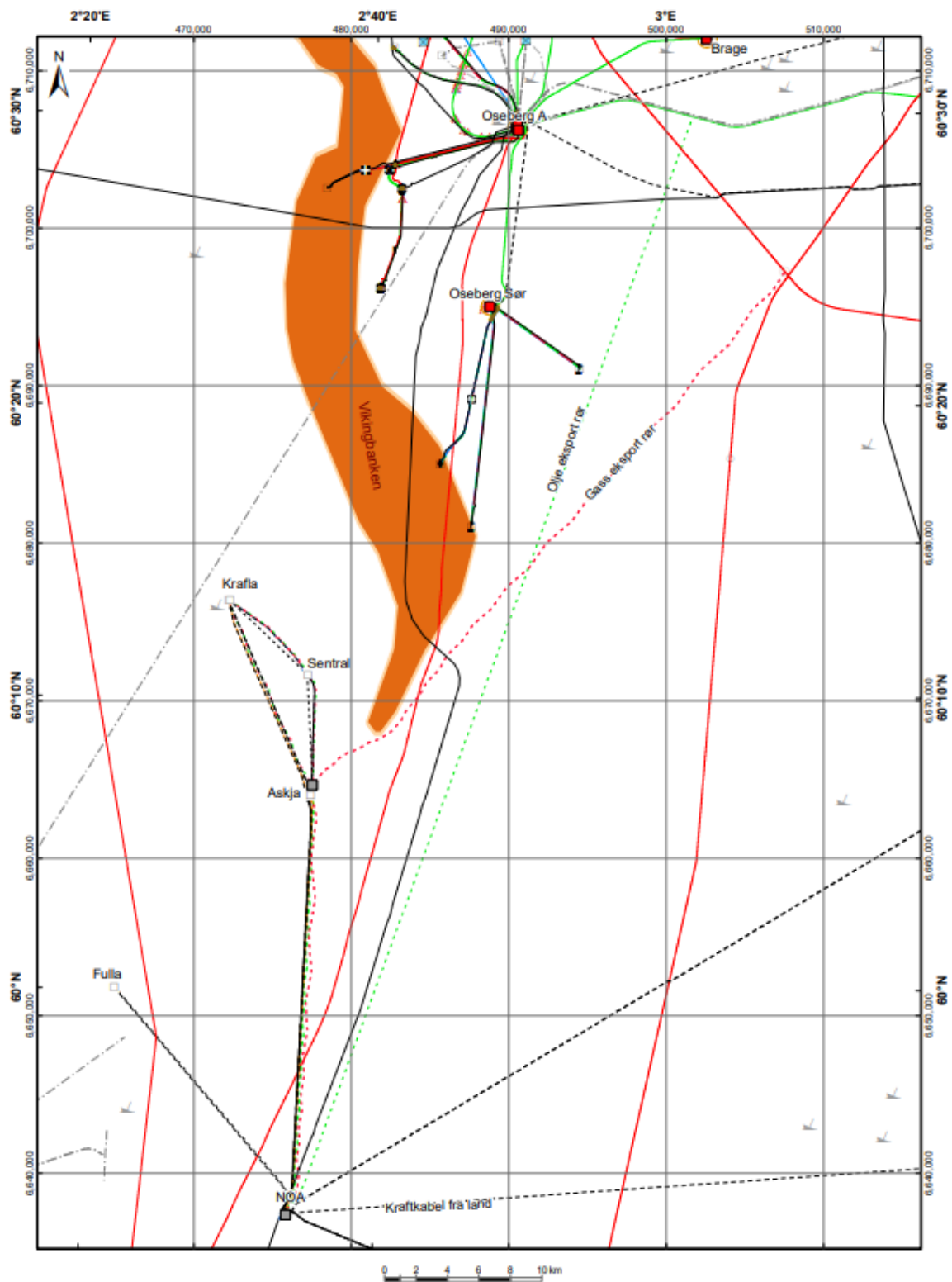
Installasjon	UTM north (m)	UTM east (m)	Water depth (m msl)
Krafla undervannsanlegg			
A brønnramme	6 676 425	472 170	-105.2
B brønnramme	6 676 434	472 305	-105.2
Sentral brønnramme	6 671 690	477 250	-106.2
Askja undervannsanlegg			
A- brønnramme	6 664 011	477 416	-106.4
B- brønnramme	6 664 080	477 400	-106.4
Krafla UPP	6 664 650	477 501	-105.3

Tabell 2-5. Planlagte rørledninger og kabler med lengde, ytre diameter og plassering på sjøbunnen.

Navn	Fra	Til	Lengde km	Ytre diameter tommer *	Plassering sjøbunn
Oljeeksport	NOA PdQ	OTS	75	24	Eksponert
Gasseksport	NOA PdQ	Statpipe	73	28	Eksponert
Olje/Prod. vann	Krafla UPP	NOA PdQ	27	16	Eksponert
Vanninjeksjon	NOA PdQ	Krafla UPP	27	12	Grøftet/steindumpes
MEG-linje	NOA PdQ	Krafla UPP	27	4,5	Grøftet
TEG-linje	Krafla UPP	NOA PdQ	27	4	Grøftet
Kraftkabel	NOA PdQ	Krafla UPP	27	8	Grøftet
Styringskabel	NOA PdQ	Krafla UPP	27	4	Grøftet

* Diameter er gitt uten coating

Figur 2-5. Eksisterende og planlagt infrastruktur i utbyggingsområdet (datum ED 50 Projection: UTM Zone 31N).



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 er vist med stiplet linje. Nye plattformer er markert med grå fylte kvadrater og nye brønnummerer med åpne kvadrater. Kilde: Equinor 2021

2.4 Energiløsning og anlegg for overføring av kraft fra land/Samnanger

Det er lagt til grunn at hovedkraft 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. Konesjonssøknadsprosessen for kraft fra land til NOA Fulla og Krafla ble formelt igangsatt med innsending av melding om tiltaket til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) 16. mars 2021, se følgende link til NVEs nettside <https://www.nve.no/konesjon/konesjonssaker/konesjonssak/?type=A&id=7513>

Konesjonssøknaden 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 og maksimalt samlet kraftuttak fra land er estimert til 140-150 MW.

2.5 Foreløpige estimater for investeringer og drift

De totale investeringskostnader for foreslått utbyggingsløsning er foreløpig estimert til i størrelsesorden 25-35 milliarder norske kroner. Estimater inkluderer kostnader for nye plattformer, havbunnsanlegg, feltinterne rørledninger, eksportørledninger og brønner. Investeringene vil i all hovedsak komme i årene 2023 til 2027.

Kostnader til drift er i et normalår foreløpig beregnet til 300-500 millioner kroner. Produksjonsperioden for Krafla er estimert til 24 år i perioden 2. kv. 2027-2051 med mulighet for forlengelse gjennom innfasing av nye funn i området.

2.6 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.

3 Miljø og samfunnsmessige forhold i influensområdet

3.1 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 vil eksempelvis (jf. kapittel 4.1) 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 4.3.1).

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 4.6).

Utslipp til luft kan dels bidra til globale klimaendringer, dels bidra til forsurening, overgjødning og dannelse av bakkenært ozon på regionalt nivå (jf kapittel 4.2).

Investering i utbygging av anlegg samt drift av disse vil gi positive virkninger lokalt, regionalt og nasjonalt.

3.2 Datagrunnlag

Krafla-området og den tilgrensede Vikingbanken er grundig beskrevet mht. miljøverdier i Meld. St. 20 (2019-2020) Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene /15/, samt det foreliggende grunnlaget for revisjon av forvaltningsplanene fra Faglig forum for Norske Havområder (2019) /6/, /7/, /8/. Forvaltningsplanen gir også en oversikt over næringsvirksomhet i forvaltningsplanområdet.

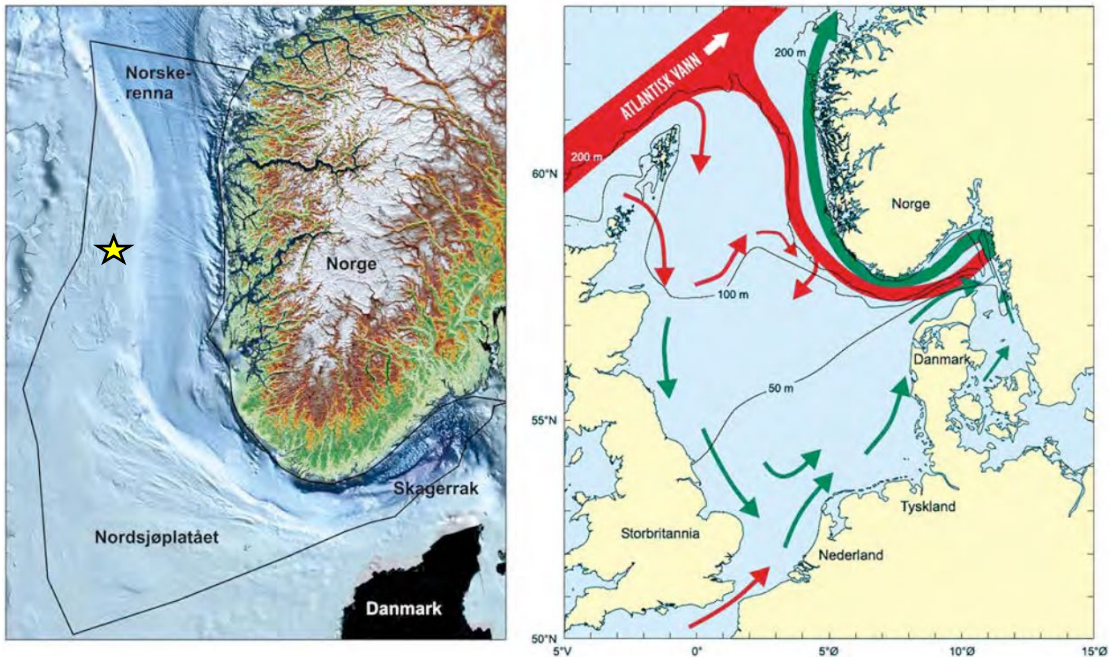
Naturressurser og miljøforhold i influensområdet er i tillegg beskrevet i de ulike delutredningene til Regional konsekvensutredning (RKU) for Nordsjøen 2006/17/. Fortsatt relevante delutredninger fra RKU Nordsjøen er benyttet i dette dokumentet og vil bli benyttet i det videre arbeid med konsekvensutredningen.

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

3.3 Oceanografiske forhold, sedimenter og miljøtilstand

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 3-1).

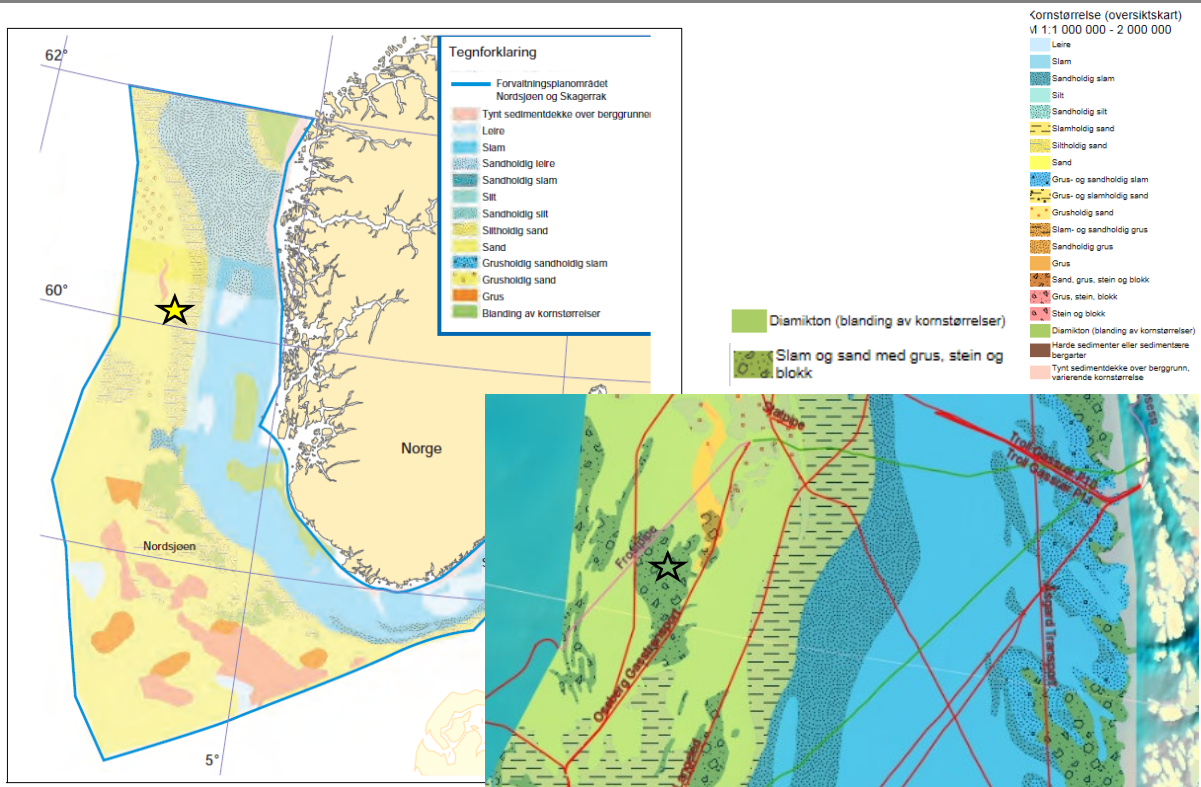
Figur 3-1. Forenklet fremstilling av dybdeforhold og sirkulasjonsmønstre i Nordsjøen og Skagerrak.



Røde piler viser atlantisk vann og grønne piler viser kystsvann («kyststrømmen»). Omtrentlig lokalisering av Krafla er vist med stjerne.

Kilde: Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Nordsjøen og Skagerrak (forvaltningsplan)/15/

Figur 3-2 Sedimenttyper med omtrentlig lokalisering av Krafla feltet (stjerne)



Kilde: Til venstre: Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Nordsjøen og Skagerrak (forvaltningsplan)/15/. Til høyre: www.mareano.no

Nordsjøen består av et flere km tykt sedimentlag. Bunnsubstratet er hovedsakelig sand, skjellsand og grus med forekomster av stein og blokk (jf. Figur 3-2). I forbindelse med geotekniske undersøkelser er det gjennomført prøvetaking gjennom to korridorer på Vikingbanken; kraftkabel fra Kollsnes og olje/gassrør eksport. Sommeren 2018 ble det tatt prøver av sedimentene på 17 lokasjoner ned til ca. 1 m dybde med en avstand på ca. 500 m. Foreløpige resultater viser at området består av fin sand og at sedimentene er homogene gjennom hele prøvetakingsøylen.

Sedimentsammensetning og dybde er viktige parametere som påvirker utbredelse av marine naturtyper og bunnsamfunn. Enkelte sandbunnsområder er viktig gyte- og leveområde for tobis (jf. kapittel 3.4.2 og Figur 3-2).

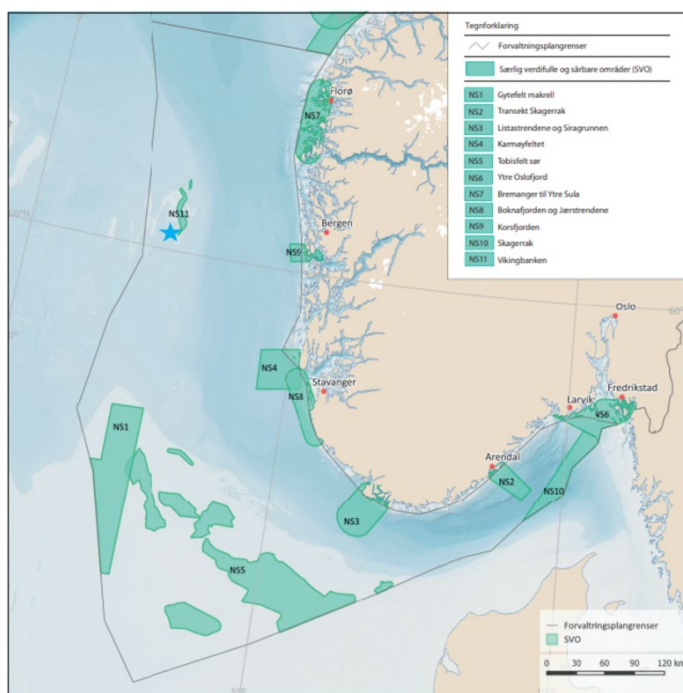
Krafla er lokalisert i region III i program for Regional miljøovervåking med gjentakende sedimentundersøkelser hvert 3. år. Neste ordinære overvåking i regionen er i 2022. Det ble imidlertid samlet inn sedimentprøver i Krafla-området (og NOA Fulla-området) som et tillegg til ordinær overvåking i region II i 2021. Prøveresultatene er foreløpig ikke rapportert, men vil bli benyttet i forbindelse med konsekvensutredningen for Krafla.

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

3.4.1 Særlig verdifulle områder som definert i forvaltningsplanen

I forvaltningsplanen for Nordsjøen er det identifisert særlig verdifulle områder (SVO) /15/. I alt 11 områder er valgt ut som særlig verdifulle: syv områder langs kysten og fire i åpne havområder i Nordsjøen (Figur 3-3). Krafla ligger nær område NS11. Vikingbanken (Tobisfelt Nord). En oversikt over miljøverdiene i områdene er vist i Tabell 3-1.

Figur 3-3 Særlig verdifulle områder i Nordsjøen



Lokalisering av Krafla er markert med stjerne.

Kilde: Forvaltningsplanen for Nordsjøen og Skagerrak /15/

Tabell 3-1 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 samleplasser for egg, larver og yngel. Viktig område for hummer
NS4. Karmøyfeltet	Høy biologisk produksjon. Gyteområder for norsk vårgytende sild og samleplasser 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 /15/

3.4.2 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, områdebasert norsk tobisforvaltning og bedre rekrutteringsforhold.

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 3-3. 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.

Vikingbanken er omkranset av høy olje- og gass aktivitet, og det har vært stilt spørsmål ved sårbarhet hos tobis i ulike livsstadier for påvirkning fra operasjonelle og akutte utslipp fra olje- og gassindustrien. Det er påpekt kunnskapsmangler i denne sammenheng.

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 (HI) og er planlagt i nær dialog med HI og Miljødirektoratet.

Utbyggingen av Krafla-feltet med tilhørende grenseflater mot NOA Fulla utbyggingen innebærer ingen installasjon av infrastruktur inne på Vikingbanken.

Miljørisiko og mulig påvirkning på tobisbestanden som følge av større ulykkeshendelser, som for eksempel utblåsninger fra oljebrønner, vil bli nærmere analysert i det videre prosjektløpet og dokumentert i konsekvensutredningen.

3.4.3 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 (jf. kapittel 3.3), som ikke et gunstig substrat for koraller.

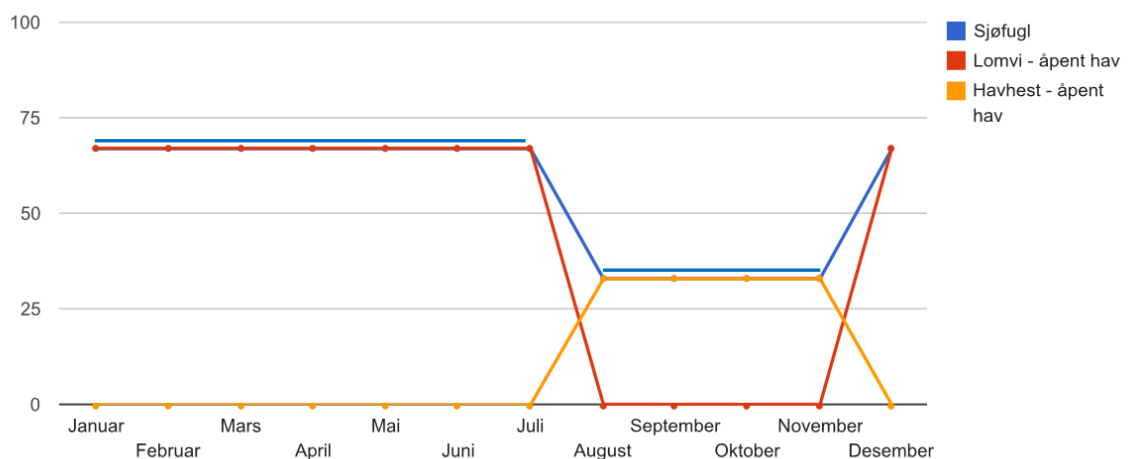
3.5 Fiskeressurser

Krafla ligger ved Vikingbanken som er viktig gyte, oppvekst- og beiteområde for en rekke arter (se Figur 3-3 og figurer i Vedlegg A). De planlagte anleggene er som figurene viser innenfor gyte- og oppvekstområde til nordsjøhyse, nordsjøsei, nordsjøtorsk og øyepål. Gyteperiodene for de ulike artene er også gitt i Vedlegg A.

3.6 Sjøfugl

En rekke ulike arter av sjøfugl er representert i Krafla-området. For sjøfugl som hekker på Runde regnes Nordsjøen som viktig område for næringssøk. Vikingbanken representerer et viktig område for pelagiske sjøfugl gjennom året. Alkefugler, og spesielt lomvi har tilpasset seg matsøk på tobisfelt. Vikingbankens betydning for sjøfugl gjennom året er vist i Figur 3-4.

Figur 3-4 Vikingbankens betydning for sjøfugl gjennom året.



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

3.7 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.

3.8 Kulturminner, næringsinteresser, arealbruk og andre samfunnsmessige interesser

Kulturminner, næringsinteresser, arealbruk og andre samfunnsmessige interesser er nærmere beskrevet i kapitlene 5, 6 og 7.

4 Foreløpig vurdering av miljøvirkninger og avbøtende tiltak

4.1 Arealbeslag og påvirkning fra fysiske inngrep på marint naturmangfold og havbunn

Fysiske forstyrrelser vil i hovedsak være avgrenset til områder i umiddelbar nærhet av installasjoner, rørledninger og kabler (steininstallasjon, ankring, grøfting, mudring mm). Sedimentene i området både på feltet og inn mot land består av bløtbunn, hovedsakelig sand (Jf. kapittel 3.3).

Rørledninger vil legges på havbunnen og vil i enkelte partier med frie spenn understøttes av stein. I enkelte partier (f.eks ved kryssing av annen infrastruktur) vil rørledningene og kabler dekket med stein. Kabler vil ellers spyles ned, eventuelt dekket med stein dersom havbunnen enkelte steder er for hard for nedspyling.

Finpartikulært og lettere organisk materiale vil virvles opp ved installasjon av havbunnsanlegg (rør, brønnrammer, kabler) og steininstallasjoner, og kan føres nedstrøms til omkringliggende områder hvor de etterhvert sedimenterer og fører til tildekning. Hvor stort område som påvirkes av økt sedimentasjon avhenger av størrelse og form på partiklene, samt lokale strømforhold. Fastsittende organismer er jevnt over mer følsomme for sedimentasjon enn gravende organismer som kan grave seg opp til sedimentoverflaten etter tildekning. Størrelsen på det påvirkede området sammenliknet med omkringliggende bunnområder med samme type bunnhabitat og fauna tilsier også at potensialet for rekolonisering av forstyrret sediment med dyr fra omkringliggende havbunn er stort. Konsekvensen under utbygging og drift er vurdert å være liten.

Noen av installasjonene, eksempelvis bunnrammer og steininstallasjoner, vil også føre til at området får tilført hardt substrat der fastsittende arter kan etablere seg, og dermed føre til større heterogenitet i habitatet. Arealet som vil bli påvirket vil være lite, og konsekvenser av endring til hardbunnhabitat vil være ubetydelige.

Det planlegges ingen feltinstallasjoner for Krafla-feltet inne på Vikingbanken.

4.2 Utslipp til luft

Utbygging og drift av Krafla gir begrensende utslipp til luft sammenliknet med en standard utbygging på norsk sokkel. Dette skyldes i hovedsak at Krafla UPP skal drives med importert kraft fra land, og dermed ikke får utslipp til luft i forbindelse med lokal kraftproduksjon. Hoveddelen av luftutslippene vil komme fra boreaktiviteter.

4.2.1 Bore- og anleggsfase

Utslipp til luft under anleggs- og installasjonsfasen vil være relatert til forbrenning av diesel for kraftgenerering. Både borerigg, rørleggingsfartøy og andre fartøyer i forbindelse med marine operasjoner vil benytte diesel som drivstoff. Dieselmotorer om bord på riggen og de involverte fartøyer og maskiner vil gi utslipp av CO₂, NO_x og mindre mengder SO_x. For boring av 23 brønner er det anslått et totalt utslipp på 95 000 tonn CO₂ og 2000 tonn NO_x. Konsekvensutredningen vil også presentere anslag på utslipp fra transport, rørleggingsaktiviteter og annen anleggsvirksomhet.

4.2.2 Driftsfase

Siden Krafla skal importere kraft fra land, vil utslipp til luft i driftsfasen være svært lave. På UPP vil utslipp til luft være knyttet til fakling og eventuelt ventilering av mindre mengder hydrokarbongasser i forbindelse med nødsituasjoner og vedlikehold. Foreløpige estimat for utslipp til luft i driftsfasen er vist i Tabell 4-1. Det vil også bli utslipp til luft fra servicefartøy i forbindelse med transport og vedlikehold.

Tabell 4-1. Foreløpige beregninger av utslipp til luft i driftsfasen, tonn per år i et normalt driftsår.

Lokalitet	CH ₄	nmVOC	CO ₂	NO _x
Krafla UPP	<10	<5	2200	1,2

4.2.3 Utslppsreducerende tiltak

Følgende utslppsreducerende tekniske løsninger og tiltak er planlagt implementert:

- Import av kraft fra land
- Hydratfilosofi med minimal bruk av trykkavlastning og fakling/ventilering
- Høy integritet på rør og rørkoplinger reduserer diffuse utslipp

I tillegg vil det vurderes energieffektiviseringstiltak på borerigg.

4.3 Regulære utslipp til sjø

Utbygging og drift av Krafla-feltet gir begrensende utslipp til sjø. Utslipp til sjø vil i hovedsak være knyttet til boreaktiviteter og hydraulikksystem på brønnrammene.

4.3.1 Bore- og anleggfase

Borekaks fra boring med vannbasert borevæske planlegges sluppet til sjø. Dette gjelder boring av topphullet (den øverste seksjonen av brønnen), der borekaks slippes ut nede ved sjøbunnen og kun bidrar til begrenset og lokal partikkelspredning. Oljebasert borevæske må trolig benyttes ved boring av de andre brønnseksjonene. Borekaks og borevæske fra boring med oljebasert væske vil bli samlet opp og transportert til land for rensing og avfallsdeponering i henhold til avfallsforskriftens bestemmelser.

Området som vil bli påvirket av nedslamming av borekaks er avhengig av strømforhold i området der kaksen slippes ut. Effekter på bunnfauna oppstår når tykkelsen på sedimentert borekaks blir 3 mm eller mer, noe som vanligvis forekommer 100-500 m fra borestedet. Endringene har vist seg å være relativt kortvarige. Restitusjon og kolonisering av boremasser boret med vannbasert borevæske, starter kort tid etter at boringen er over, og kakshaugene er godt koloniserte av pionéerarter innen 3 år etter boring /17/.

Kjemikaliebehandlet sjøvann fra klargjøring av rørløpninger vil bli sluppet ut til sjø. Det vil bli brukt kjemikalier med liten eller ingen negativ miljøeffekt.

Opprenskning av brønner vil skje mot testseparator på Aker BPs NOA-PdQ plattform. Alternativ løsning er opprenskning mot borerigg. Under brønnopprenskningen er det et mål å bruke så lite kjemikalier som mulig.

4.3.2 Driftsfase

På Krafla UPP vil drenasjevann under normal drift (dvs. regnvann) gå direkte til sjø. Under vedlikehold som kan gi søl og utslipp, skal forurenset drenasjevann ledes til egen tank og fraktes til land for videre behandling.

På NOA PdQ vil prosessering av delstabilisert olje og vann fra Krafla inngå som en del av normal drift. Produsert vann fra Krafla vil bli reinjisert sammen med annet produsert vann fra NOA. Produsert vann renses i hydrosykloner før injeksjon. Designkrav til oljeinnholdet i injisert vann er foreløpig satt til 15 mg/l. I tillegg til olje vil produsert vann inneholde rester av produksjonskjemikalier.

Brønnrammene vil ha kontrollsistem med åpen retur av hydraulikkvæske. Dette vil medføre utslipp av ca. 1 m³/år av hydraulikkvæske klassifisert som gul Y2 per brønn, totalt i størrelsesorden 23 m³/år.

4.3.3 Utslippsreducerende tiltak

Følgende tekniske løsninger og tiltak er planlagt implementert for å begrense utslipp til sjø:

- Injeksjon av produsert vann
- Ubemannet produksjonsplattform

4.4 Marin støy

Studier har vist at kraftige lydimpulser fra seismikk, militære sonarer, detonasjoner og pæling kan påføre dyr direkte skade eller medføre atferdsendring /18/. Utbyggingen av Krafla-feltet vil medføre bruk av pæling for å feste installasjoner til havbunnen. Dette kan påvirke atferden til marine pattedyr i den perioden pælingen foregår, normalt et par uker per installasjon.

Studier av atferdseffekter hos sjøpattedyr i forbindelse med pæling har hovedsakelig vært gjort i forbindelse med utbygging av vindparker. Disse studiene har da fokusert på nise og sel. Studier på nise viser at denne arten unnviker området med opp til ca. 20 km, og at det kan ta opp til 72 timer før nisene kommer tilbake til området etter at aktiviteten er avsluttet /18/.

4.5 Uhellsutslipp av olje til sjø

Det vil gjennomføres en miljørisiko- og beredskapsanalyse for Krafla-utbyggingen basert på definerte fare- og ulykkeshendelser i anleggsfasen og i drift. I tillegg til fokus på de ulike sårbare miljøressursene som vanligvis omfattes av en tradisjonell miljørisikoanalyse, vil det i denne analysen også bli lagt spesiell vekt på å dokumentere hvilken risiko et større uhellsutslipp vil kunne medføre for ulike livsstadier av tobis. Resultater fra analysen vil oppsummeres i konsekvensutredningen.

Det ble i 2014 gjennomført en miljørisikoanalyse for overflate og sjøbunnsutblåsning for letebrønn 30/11-11 Krafla Main Statfjord /4/. Basert på resultater fra denne er det sannsynlig at det er høyest miljørisiko i sommersesongen, og at det er sjøfugl langs kysten av Møre som vil være mest utsatt ved et større utslipp av olje. Det ble for letebrønn 30/11-11 beregnet høyest miljørisiko for lomvi i VØK-kategori (VØK=Verdsatte Økologiske Komponenter) kystnær sjøfugl med 91,7% av akseptkriteriet for Alvorlig miljøskade i sommersesongen (juni-august). I vinterperioden viste beregningene at høyeste risikonivå for kystnær sjøfugl var betraktelig lavere; 14,0%, 2,8% og 0,4% av akseptkriteriet for henholdsvis Moderat, Betydelig og Alvorlig miljøskade, alle for havelle i vintersesongen.

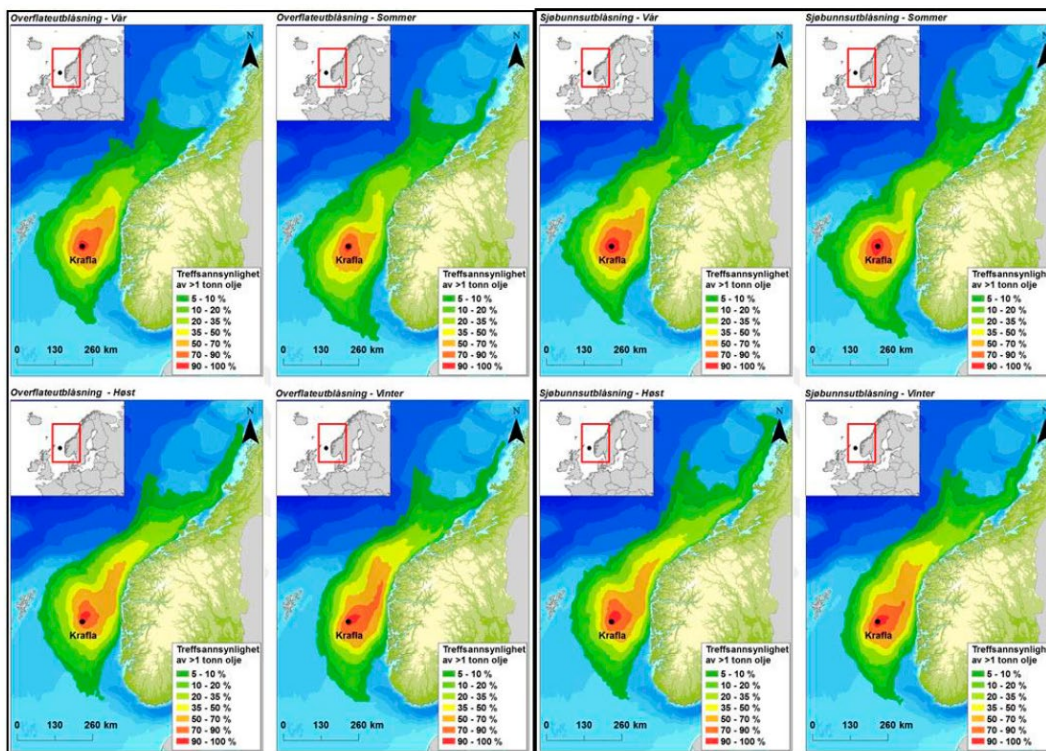
Figur 4-2 og Figur 4-3 viser resultat fra oljedriftsberegningene.

Figur 4-1 Strandingsmengder med oljeemulsjon og kortest drivtid til land for letebrønnen Krafla Main Staffjord gitt en overflate- og sjøbunnsutblåsning (95-persentiler). Sommer er tidsrommet mars til august, mens vinterperioden er september til februar 1/4.



Maksimal mengde strandet emulsjon (tonn)		Korteste drivtid (døgn)	
Sommer	Vinter	Sommer	Vinter
12233	11335	12,3	9,2

Figur 4-2 Sannsynligheten¹ for treff av mer enn 1 tonn olje i 10x10 km sjøruter gitt en overflateutblåsning (venstre) og sjøbunnsutblåsning (høyre) fra letebrønnen Krafla Main Staffjord øvre reservoarseksjon (12¹/₄) i hver sesong 1/4.



¹ Oljemengdekategoriene er presentert for overflate- og sjøbunnsutblåsning i figuren, og er basert på helårsstatistikk. Merk imidlertid at influensområdene er basert på alle utblåsningsrater og varigheter og deres individuelle sannsynligheter, og at det markerte området ikke viser omfanget av en enkelt oljeutblåsning, men er det området som berøres i $\geq 5\%$ av enkeltsimuleringene av oljens drift og spredning innenfor hver sesong.

4.6 Forhold som faller inn under naturmangfoldloven

Naturmangfoldloven gjelder på norsk landterritorium og i Norges territorialfarvann. Utbygging og drift av Krafla faller således inn under lovens virkeområde.

For utbygging og drift av Krafla vil vurderinger knyttet til samlet belastning på tobisbestanden hjemmehørende på Vikingbanken være mest aktuelt å se i sammenheng med krav gitt i naturmangfoldloven. Se f.eks. § 10. Økosystemtilnærming og samlet belastning: "En påvirkning av et økosystem skal vurderes ut fra den samlede belastning som økosystemet er eller vil bli utsatt for."

I Sårbarhetsrapporten som ble utgitt i forbindelse med Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen (2013) /19/, er følgende nevnt som påvirkningsfaktorer for Vikingbanken: Ved normal aktivitet påvirkes området av fiske med bunnslepne redskaper, arealbeslag, bunnslamming, støy fra båttrafikk, oljeutslipp og næringskonflikt mellom fiskeri, hval og sjøfugl. Området vurderes som sårbart for hardt fiske av tobis (Klif 2011). Se også Tabell 4-2.

Tabell 4-2. Oversikt over de viktigste sårbarhetsfaktorene for Vikingbanken (Klif 2011) /19/.

Ved dagens aktivitet		Ved mulig fremtidig aktivitet
Normal aktivitet	Akutte uhell	
Påvirkes av fiske, miljøgifter og marin forurensning Sårbart for hard beskatning av tobis, miljøskadelige stoffer og marint søppel	Sårbart for skipsuhell med oljeforurensning, utblåsning der olje når området, men mindre sårbart enn områdene NS3, NS6, NS7, NS8 og NS10 (ref. Tabell 3-1).	Sårbart for overbeskatning, oljeforurensning, og arealbeslag / fysisk påvirkning fra petroleumsvirksomhet

5 Foreløpig vurdering av konsekvenser for fiskeriene, andre næringer og samfunnsinteresser

5.1 Fiskeri

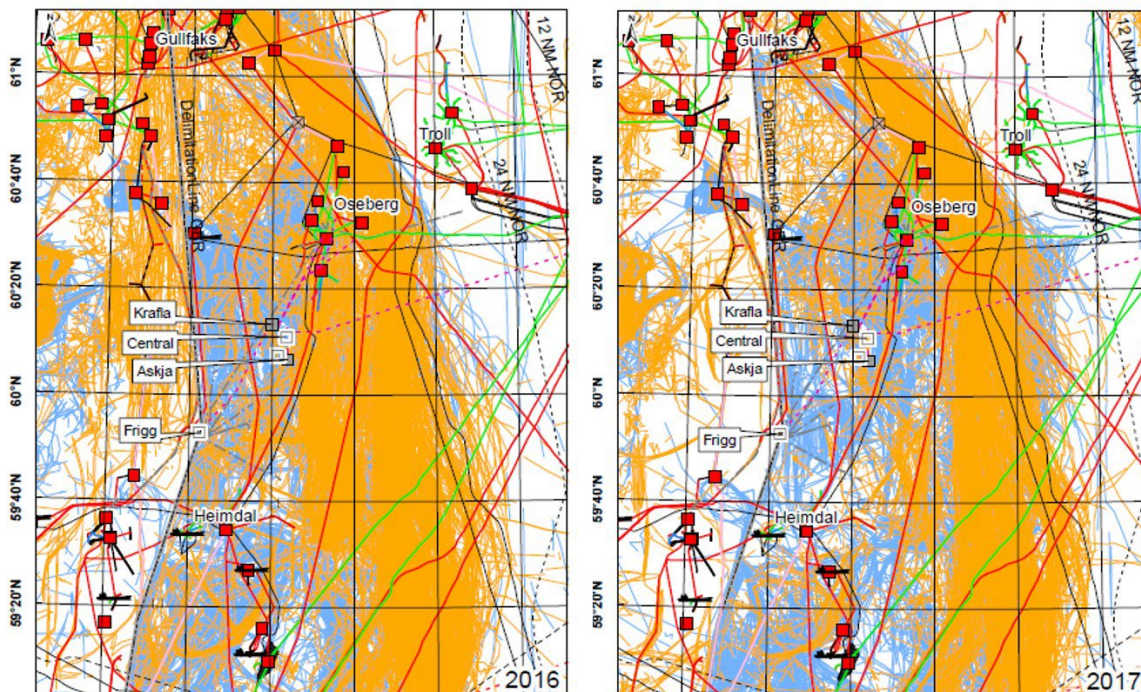
5.1.1 Områder for fiske og omfang av fiske

Grovt sett kan Nordsjøen deles i fire områder, hvert med sin karakteristiske økologiske profil. I nord, hvor Krafla-feltet ligger, med dybder på 100-200 m, finner vi de viktigste områdene for norske fiskerier i Nordsjøen, med blant annet voksen torsk, sei, sild, hyse og øyepål. Om høsten besøkes området av makrell og taggmakrell som beiter på dyreplankton og fisk. I Norskerenna finner vi også voksen sild og makrell nær overflaten, mens dypet er et oppvekstområde for kolmule og leveområdet til dyphavsarter som vassild, skolest og svarthå. Disse nordlige områdene er preget av dyreplanktonarter som importeres fra Atlanterhavet og Norskehavet, der raudåta, historisk sett, har vært den viktigste (Ottersen m.fl. 2010).

Fiskearter og områder for gyting, oppvekst og beite er omtalt i kapittel 3.5. Tobis er spesielt omtalt i kapittel 3.4.2.

Installasjonene som er planlagt i forbindelse med utbyggingen av Krafla-feltet ligger alle i havområder med moderat fiskeriaktivitet. Det meste av aktiviteten med norske fiskefartøy foregår i området øst for utbyggingsområdet (Figur 5-1). Den planlagte Krafla UPP plattformen vil ha en sikkerhetssone rundt installasjonen på 500 m hvor fiske ikke kan foregå. Alle havbunnsinstallasjoner vil være overtrålbare. Fiskeriaktiviteten i området fremgår av Figur 5-1.

Figur 5-1. Sporingskart som viser fiskeriaktivitet i 2016 og 2017.



Norske fartøy representert med gule linjer. Utenlandske fartøy med blå linjer.
Kilde: Equinor 2018 basert på fiskeridirektoratets sporingskart.

5.1.2 Foreløpig vurdering av virkninger og tiltak for å unngå og begrense virkninger

Som det fremgår av Figur 5-1, er lokalitetene hvor installasjonene skal plasseres relativt lite brukt til fiskeriaktiviteter. Krafla-feltet ligger i et område med begrenset aktivitet av norske fiskere. Den begrensede tråleraktiviteten som finner sted domineres av utenlandske fartøy.

For å unngå installasjon av undervanns infrastruktur inne på Vikingbanken skal eksportørledningene samles i én korridor sør for det sårbare området. Kraftkabelen for hovedkraft til Krafla og NOA Fulla vil rutes via NOA PdQ plattform og vil derfor passere sør for og ikke berøre Vikingbanken, ref. Figur 2-5.

Krafla UPP vil ha sikkerhetssone på 500 m rundt plattformen hvor all fiskeriaktivitet vil være forbudt. Rørledninger og brønnrammer vil være overtrålbare i samsvar med myndighetskrav, og således ikke hindre normal utøvelse av fiske. Kraftkabelen vil bli spylt ned der dette er mulig, og bli tildekket med grus og steininstallasjoner der nedspyling ikke er mulig, eksempelvis ved kryssing av eksisterende infrastruktur. Stein og grusinstallasjoner vil minimeres og være overtrålbare. Det vil være temporære restriksjoner på fiskeriene i forbindelse med installasjon og legging av kabler og rørledninger. Arealbeslaget flytter seg med installasjonsarbeidet. Det er snakk om en begrenset aktivitet i tid og rom.

5.2 Havbruk

Det er ingen havbrukslokaliteter som vil bli direkte berørt av feltutbyggingen. Eventuelle virkninger av større uhellsutslipp på feltet vil vurderes som del av konsekvensutredningen.

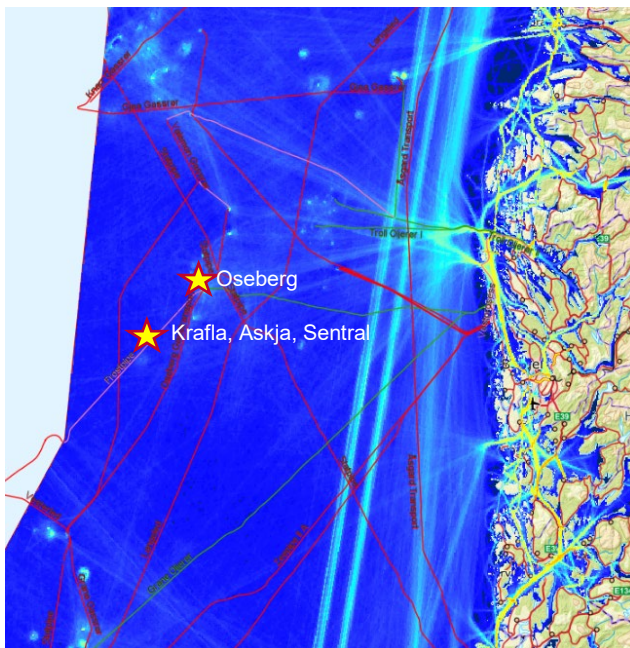
5.3 Skipstrafikk og ankringsområder

Nordsjøen og Skagerrak er et av verdens mest trafikkerte seilingsområder. 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/15/.

Krafla-feltet ligger i et lite trafikkert område. Det vil være en sikkerhetssone rundt boreriggen og Krafla UPP, men dette vil ikke utgjøre noen konflikt tatt i betraktning det arealmessige beslaget dette utgjør og trafikk tettheten. Kraftkabelen fra land vil krysse seilingsleder med tett trafikk. Det vil ikke være konsekvenser i drift av denne, men ved legging av kabelen må en ta hensyn til kryssende trafikk. Arbeidet vil meldes til kystverkets sjøtraffikksentral på Fedje, og vil varsles via kunngjøring i Etterretninger til sjøfarende (Kystverket) og fiskeripressen.

Fast etablerte ankringsområder vil bli identifisert. Disse vil bli søkt unngått, og eventuelle konflikter vil bli beskrevet i konsekvensutredningen.

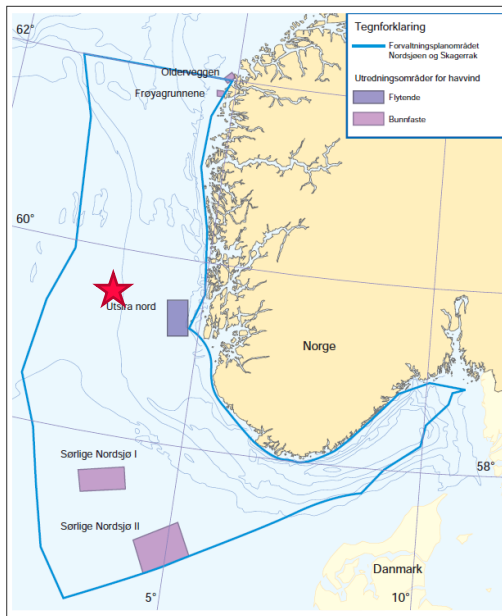
Figure 5-1 Traffikktetthet i Nordsjøen (skjemdump fra Havmiljø. No)



5.4 Havvind

Feltutbyggingen på Krafla kommer ikke i konflikt med mulige fremtidige havvinnanlegg.

Figure 5-2 Utredningsområder for flytende og bunnfaste innretninger for produksjon av havvind



Omtrentlig plassering av Krafla-prosjektet er merket med stjerne
Kilde: Forvaltningsplanen /15/

5.5 Forsvarsinteresser

Konsekvensutredningen vil beskrive eventuelle forsvarsinteresser som kan bli berørt, samt eventuelle tiltak for å unngå konflikter. Beskrivelsen vil bli basert på informasjon som er tilgjengelig i offentlige planer og eventuelle innspill fra Forsvaret i høringen av dette utredningsprogrammet.

Equinor vil også ta kontakt med Forsvarsbygg for nærmere avklaring av eventuell konflikt med eventuelle sonartestingsområder, eventuelt andre militære forbudsområder.

6 Vurdering av konsekvenser for kulturminner

Nordsjøen antas å ha både fornminner fra tidligere bosetninger og en rekke skipsvrak. Havbunnskartlegginger har vært gjennomført langs alle havbunnstraséer, 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.

7 Positive samfunnsmessige konsekvenser

Utbygging og drift av Krafla-feltet vil bidra til opprettholdelse av petroleumproduksjonen på norsk sokkel. De samfunnsmessige virkningene vil være i form av inntekter til stat og kommuner, leveranser av varer og tjenester samt direkte og indirekte sysselsetting i både utbyggings- og driftsfasen. Driftsperioden strekker seg over ca. 24 år.

Driften av Krafla-feltet vil være integrert med driften av NOA Fulla som vil opereres av Aker BP. Lokalisering av driftsorganisasjon og basetjenester vil avklares i det videre prosjektutviklingsarbeidet og vil beskrives i konsekvensutredningen.

7.1 Tiltak for å fremme positive virkninger

Ved å optimalisere utforming av anlegget og redusere kostnadene for prosjektet, økes den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av prosjektet.

Prosjektet vil også vurdere direkte tiltak som kan forsterke de positive virkningene av prosjektet i forhold til å forberede leverandør industrien på å bidra med vare- og tjenesteleveranser. Dette vil bli nærmere omtalt i konsekvensutredningen.

8 Forslag til videre utredningsaktiviteter

Konsekvensutredningen vil gjennomføres i henhold til utredningsprogrammet som fastsettes av Olje- og energidepartementet, og vil inneholde en oppsummering av høringsuttalelser som fremkommer til foreliggende forslag til program samt operatørens kommentarer til disse.

I konsekvensutredningen vil det bli redegjort for hvilke tillatelser, godkjenninger og/eller samtykker det skal søkes om i henhold til norsk lovgivning. Planer for avvikling og beredskap vil kort bli beskrevet.

8.1 Beskrivelse av den valgte utbyggingsløsningen og vurdering av alternativer

Videre utredningsaktiviteter vil baseres på Aker BPs og Equinors anbefalte områdeløsning, hvor Krafla-feltet bygges ut med en ubemannet plattform plassert på Askja og tilknyttede havbunns-anlegg på Krafla, Askja og Sentral. Konsekvensutredningen vil gi en oppdatert beskrivelse av utvinnbare reserver, samt en kortfattet teknisk og økonomisk beskrivelse av den utbyggingsløsningen som beskrives mer detaljert i den tekniske delen av Plan for utbygging og drift (PUD).

Med hensyn til alternative tilknytningspunkter for kraft fra land som har vært vurdert henvises til konsesjonssøknadsprosessen for landstrømanlegg til NOA og Krafla, se følgende link: <https://nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=7513&type=A-1>

For temaer som behandles i konsekvensutredningen vil det bli beskrevet hvilke avbøtende tiltak som er tenkt gjennomført for å unngå og redusere virkninger i utbygging og drift, eventuelt alternative avbøtende tiltak som har vært vurdert.

8.2 Beskrivelse av naturressurser, miljøtilstand, kulturminner og samfunnsinteresser

Når det gjelder beskrivelse av naturressurser, miljøtilstand, kulturminner og samfunnsinteresser samt virkninger for miljø og samfunn, er planen å bruke og dra nytte av informasjon som foreligger i interne Equinor databaser og undersøkelser, samt offentlige databaser, planer og rapporter. En vil i stor grad basere seg på Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene (Meld. St. 20 (2019–2020) /2/, samt revisjonsgrunnlaget for forvaltningsplanene fra Faglig Forum for Norske Havområder (FFNH 2019, a, b, c) /7/, /8/, /9/. For enkelte fagfelt vil også de regionale konsekvensutredninger som er utarbeidet for Nordsjøen, sist i 2006 /16/, bli vist til. Det planlegges således ikke å gjennomføre nye eksterne studier for tema som allerede er utredet, eller som kan vurderes basert på en sammenstilling av eksisterende data og informasjon.

Følgende tema vil bli dekket:

- Særlig verdifulle og sårbare områder,
- Verneområder
- Naturmangfold
- Landskap og friluftsliv
- Marint biologisk mangfold
- Bunndyrsamfunn og habitater
- Fiskeressurser inklusiv viktige gyte og oppvekstområder
- Sjøfugl
- Sjøpattedyr
- Kulturmiljø og kulturminner
- Fiskeri og andre næringer

- Forsvarsinteresser

8.2.1 Tobis

Equinor ble i 2016, i forbindelse med planlagt boring av en letebrønn på Kraflafeltet (letebrønn 30/11-11 Krafla Main Statfjord), pålagt å bidra til lukking av kunnskapshull og bedret forståelse av miljørisikoen som boreaktiviteten kan medføre i forhold til tobis på Vikingbanken. Etter en periode med utsettelse av utviklingsarbeidet på Krafla-feltet, er dette pålegget nå gjort gjeldende for konsekvensutredningen for Krafla. Det legges derfor opp til grundig dokumentasjon av mulig påvirkning av tobisbestanden på Vikingbanken fra planlagte aktiviteter på Kraflafeltet spesielt, og mer generelt fra olje- og gassaktiviteten i området i KU for Krafla. Utredningsarbeid og studier involverer betydelige forskningsbidrag fra Havforskningsinstituttet (HI) og er planlagt i nær dialog med HI og Miljødirektoratet.

8.3 Arealbeslag og påvirkning fra fysiske inngrep på marint naturmangfold og havbunn

Det vil bli gitt en oversikt over planlagte fysiske inngrep, herunder rør- og kabellegging, sjøbunnsintervensjon, installasjon av sjøbunnstrukturer, eventuelle ankerhåndteringsoperasjoner mv. Det vil bli gjort en vurdering av hvilke effekter fysiske inngrep kan ha for fisk, bunnlevende organismer og sårbare habitater.

Tiltak for å hindre og redusere negative konsekvenser vil bli beskrevet.

8.4 Planlagte utslipp til luft og sjø

Konsekvensutredningen vil kvantifisere planlagte utslipp til luft og sjø fordelt på ulike utslippskilder i utbygging og i drift. Utslippsbesparelser til luft ved å elektrifisere Krafla med kraft fra land vil bli beregnet.

Planlagte utslipp vil bli sammenlignet med samlede utslipp fra sokkelen og med nasjonale utslipp. Det vil bli redegjort for hvilke tiltak som har blitt vurdert for å redusere utslipp, hvilke som er planlagt gjennomført og hvilken effekt disse tiltakene kan forventes å ha. Konsekvenser for miljøet vil bli beskrevet med referanse til forvaltningsplanen.

8.5 Avfall

Håndtering av avfall som genereres i utbyggings- og driftsfasen vil bli beskrevet i konsekvensutredningen. Det vil bli gitt en grov redegjørelse for avfallsplanene, herunder typer avfallsprodukter, mengder og farlighetsgrad, lagring og transport.

8.6 Undersjøisk støy og elektromagnetiske felt

Kilder til undersjøisk støy og virkninger for marin fisk og sjøpattedyr vil beskrives i konsekvensutredningen. Tiltak for å unngå og begrense virkninger vil bli vurdert og beskrevet.

Virkninger av elektromagnetisk felt på marine organismer vil bli oppsummert som i dette forslaget til utredningsprogram, men vil ikke bli ytterligere utredet.

8.7 Miljørisiko- og beredskapsanalyser og konsekvenser av uhellsutslipp til sjø

Miljørisiko- og oljevernberedskapsanalysen vil bli oppdatert for definerte fare- og ulykkeshendelser knyttet til utbygging og drift blant annet med bakgrunn i oppdaterte reservoar-analyser og boreplaner. Konsekvensutredningen vil oppsummere resultater fra disse.

Miljørisikoanalysen vil bli basert på oljedriftssimuleringer og beskrive skadevirkninger ved akutt forurensning av olje til sjø i influensområdet. Det vil bli fokusert på spredningsmønster og påvirkning på marin fisk (inklusive tobis på Vikingbanken), sjøpattedyr og sjøfugl samt verneområder og spesielt miljøfølsomme områder langs mulig berørt kyst. I denne analysen vil en i tillegg til det statistiske influensområdet, også benytte drivbane-simuleringer (enkeltscenarier) for å kunne velge ut noen verst tenkelig enkeltscenarier i forhold til sårbare ressurser og perioder.

Risikoanalyser og beredskapsanalysene vil være underlag for beredskapsplaner. Konsekvensutredningen vil fokusere på å gi en oppsummering av oljevernberedskapsanalysen, men vil ikke beskrive øvrig beredskap nærmere.

8.8 Fiskerier og havbruk

Fiskeriaktiviteten i området vil bli beskrevet på grunnlag av Fiskeridirektoratets fartøysporingsdata, Fiskeridirektoratets database for kystnært fiske og havbruk, trålingsanalyser og tilgjengelig informasjon fra forvaltningsplanen for Nordsjøen.

Midlertidige arealbeslag i forbindelse med rørleggings- og installasjonsarbeider, samt økt skipstrafikk i anleggsfasen vil bli beskrevet. Konsekvenser av et større uhellsutslipp av olje vil også bli beskrevet.

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

Prosjektet vil ta kontakt med Fiskeridirektoratet, Norges Fiskarlag og andre relevante fiskeriorganisasjoner for å informere om utbyggingsplanene og diskutere hvordan påvirkning på utøvelse av fisket kan minimeres.

8.9 Skipstrafikk, ankringsområder og havvind

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.

8.10 Forsvarsinteresser

Konsekvensutredningen vil beskrive eventuelle forsvarsinteresser som kan bli berørt, samt eventuelle tiltak for å unngå konflikter. Beskrivelsen vil bli basert på informasjon som er tilgjengelig i offentlige arealplaner og eventuelle innspill fra Forsvaret ved Forsvarsbygg i høringen av meldingen.

8.11 Kulturmiljø og kulturminner

Basert på foreløpige vurderinger i kapittel 6 av kjente kulturminner og potensiale for funn, vurderes tiltaket ikke å være i konflikt med kulturminner. Det vil ikke å være behov for ytterligere utredninger av dette temaet, men konsekvensutredningene vil gi en oversikt over kjente kulturminner og de vurderinger som er gjort.

Dersom det skulle bli gjort funn langs kraftkabelen fra land, kan traséen justeres. Eventuelle funn som oppdages i forbindelse med trasékartleggingen av kraft kabelen, vil dokumenteres og rapporteres til kulturminnemyndighetene.

8.12 Samlet belastning, jf. Naturmangfoldlovens § 10

For utbygging og drift av Krafla vil vurderinger knyttet til samlet belastning på tobisbestanden hjemmehørende på Vikingbanken være mest aktuelt å se i sammenheng med krav gitt i naturmangfoldloven.

En vurdering av belastning på tobisbestanden på Vikingbanken vil bli gjennomført og vil bli presentert i konsekvensutredningen.

8.13 Positive samfunnsmessige konsekvenser

Utredningen vil beskrive de forventede positive samfunnsmessige virkningen av utbygging og drift av Krafla-feltet.

Følgende tema vil bli vurdert basert på estimerte kostnader for utbygging og drift:

- Samfunnsmessig lønnsomhet for utbygging og drift og fordeling på staten og selskapene
- Skatt til den norske stat og eiendomsskatt til kommunene
- Virkninger for investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel
- Forventede vare- og tjenesteleveranser ved utbygging og drift.
- Forventede sysselsettingseffekter (direkte-, indirekte- og konsumvirkninger) av utbygging og drift nasjonalt, regionalt og lokalt.

8.14 Utredninger og analyser

Følgende utredninger og analyser vil bli inkludert i KU-arbeidet og presentert i det endelige dokumentet:

- Miljørisikoanalyse
- Oljevernberedskapsanalyse
- Vurdering av verdiskaping, skatteinntekt, leveranser og sysselsetting
- Vurdering av totalbelastningen på tobisbestanden på Vikingbanken
- Vurdering av konsekvenser for fiskeriene

9 Referanser

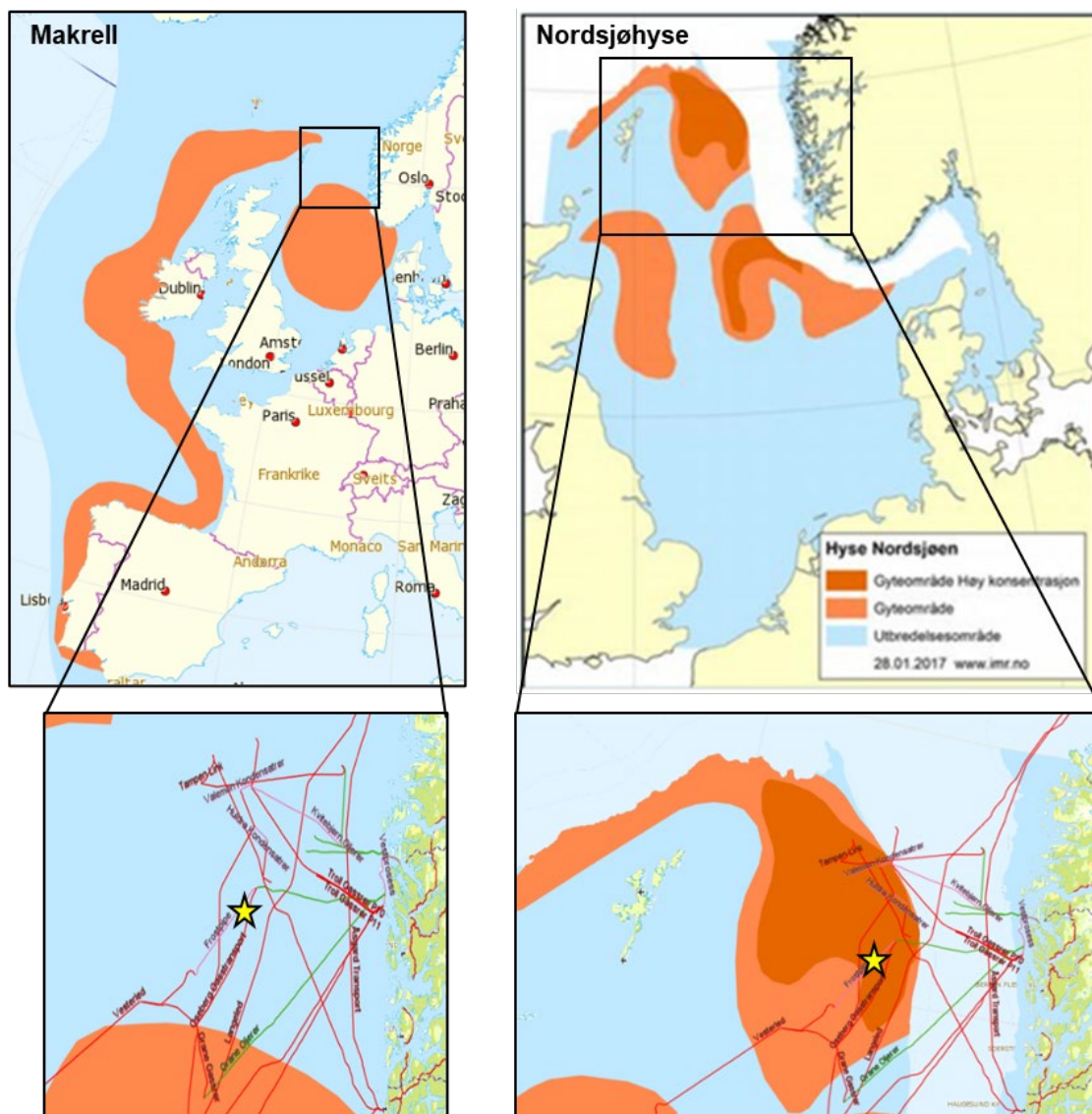
- /1/ Aker BP, Equinor og Lotos, 2021. Melding. NOAKA Power from shore. Ny 132 kV vekselstrømkabel med tilhørende lednings- og stasjonsanlegg på land. 15. mars 2021.
- /2/ Beyer, J., A. Goksøyr, D.Ø. Hjermann og J Klungsøyr. 2020. Environmental effects of offshore produced water discharges: A review focused on the Norwegian continental shelf. Marine Environmental Research 162 (2020) 105155.
- /3/ DNV, 2010. Environmental Sediment Survey Frigg 2010. Report No./DNV Reg No.: 2010- 1479/12031ER-5 Rev 01, 2010-11-30. For Total E&P Norge AS.
- /4/ DNV GL, 2016. Miljørisikoanalyse (MRA) for letebrønn 30/11-11 Krafla Main Statfjord. Statoil ASA. Rapport 2016.
- /5/ DNV GL, 2019. Offshore miljøovervåking, Region III 2019. Rapportnr. 2020-0246, Rev. 2.
- /6/ Faglig Forum for Norske Havområder (FFNH), 2019a. Sammendrag av det faglige grunnlaget for revisjon og oppdatering av forvaltningsplanene for havområdene M1350/2019.
- /7/ Faglig Forum for Norske Havområder (FFNH), 2019b. Særlig verdifulle og sårbare områder - Faggrunnlag for revisjon og oppdatering av forvaltningsplanene for norske havområder M1303/2019.
- /8/ Faglig Forum for Norske Havområder (FFNH), 2019c. Næringsaktivitet og påvirkning - Faggrunnlag for oppdatering av forvaltningsplan for Norskehavet og for Nordsjøen-Skagerrak M-1280/2019.
- /9/ Fiskeridirektoratets karttjeneste. <https://kart.fiskeridir.no/fiskeri>
- /10/ Henriksen S og Hilmo O., 2015. Norsk rødliste for arter 2015. Artsdatabanken.
- /11/ HI, 2017. Kartlegging av gytefelter i Nordsjøen – Rapport fra KINO-prosjektet. Fisken og havet, 2-2017.
- /12/ HI, 2018. Ressursoversikten 2018. Fisken og havet, nr. 6-2018.
- /13/ HI, 2020. Råd for tobisfiskeriet i norsk sone 2020. Espen Johnsen. Havforskningsinstituttet.
- /14/ Miljødirektoratet. Kartdata hentet fra <https://kartkatalog.miljodirektoratet.no/Dataset/>
- /15/ Miljøverndepartementet, 'Meld. St. 20 (2019-2020), 'Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, Norskehavet, og Nordsjøen og Skagerrak, 2020
- /16/ OED, 2018. Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD), mars 2018.
- /17/ OLF, 2006. RKU Nordsjøen. Oppdatering av regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen. Sammenstillingsrapport
- /18/ Kvalsheim P.H. m.fl. 2017. Effekter av menneskeskapt støy på havmiljø. FFI-rapport 17/00075
- /19/ Klif 2011. Sårbarhetsrapporten til Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak (2013)

Vedlegg A - Gyte- og utbredelsesområde for utvalgte arter

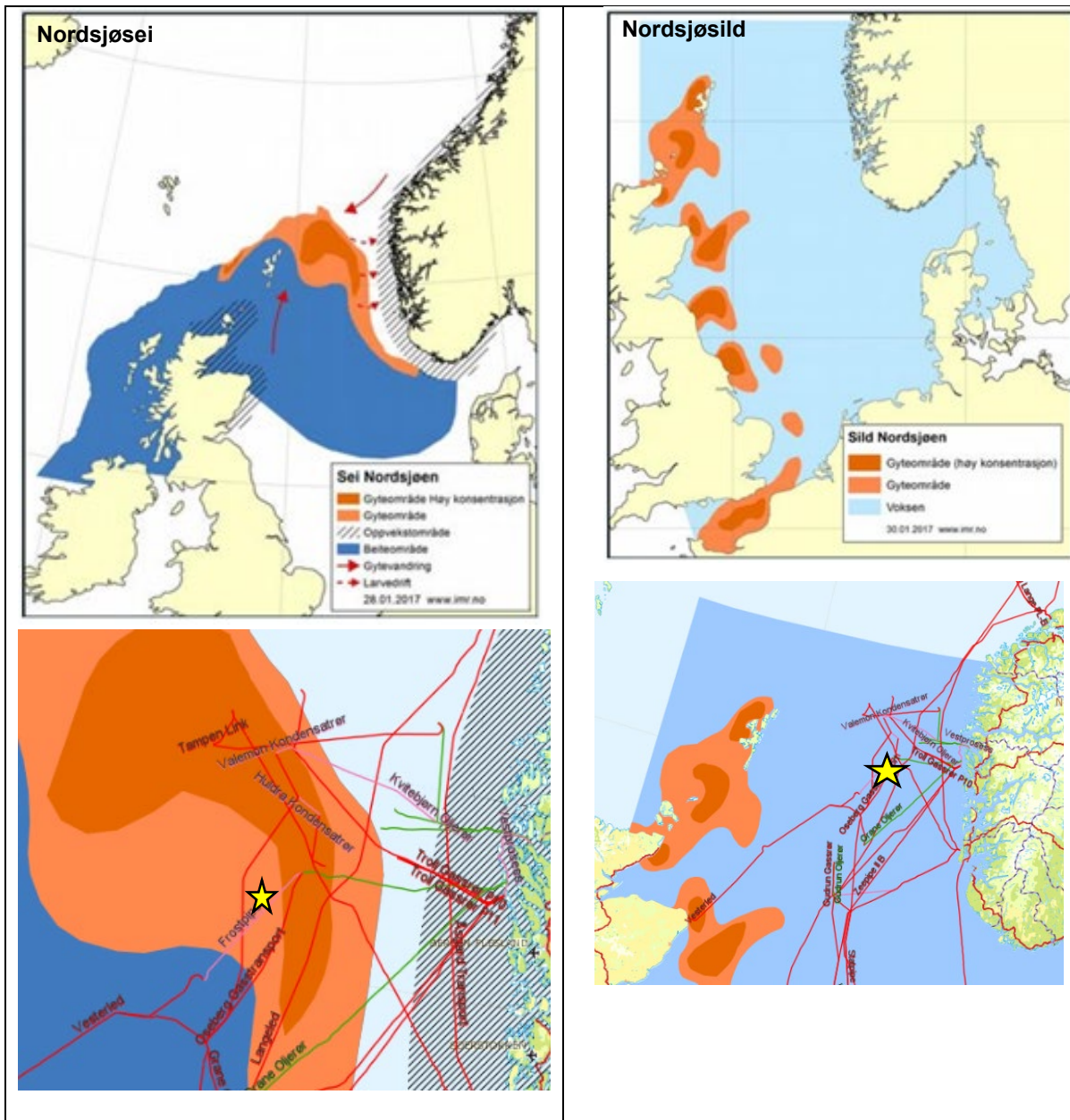
Gyteperioder i Nordsjøen, utvalgte fiskearter. Kilde: Havforskningsinstituttets temasider for fisk; www.imr.no

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

Gyte- og utbredelsesområder for utvalgte arter i Nordsjøen (Se egen omtale av Tobis i Kap. 3.4.2)

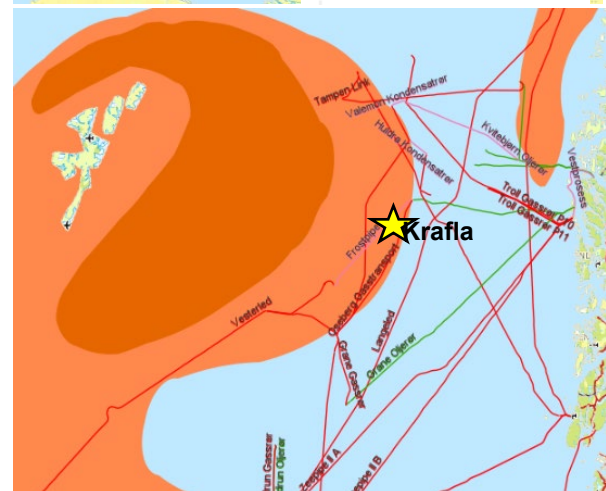
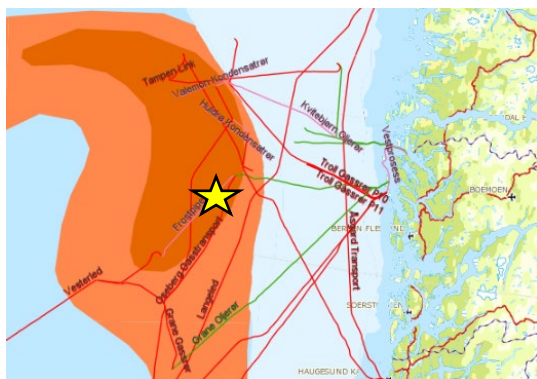


Krafla er markert med stjerne
Kilde: HI og Mareano .



Krafla er markert med stjerne

Kilde: HI og Mareano .



Krafla er markert med stjerne
Kilde: IMR og Mareano .

