

I henhold til adresseliste

Stavanger, 11.03.2022
Vår ref.: AkerBP-Ut-2022-0277

Høring av konsekvensutredning for utbygging og drift av Trell og Trine Unit

På vegne av rettighetshaverne for Trell og Trine Unit (tidligere utvinningstillatelsene PL102F/G, PL036 E/F) sender operatøren Aker BP ASA med dette konsekvensutredning for utbygging og drift av Trell og Trine ut på offentlig høring.

Trell og Trine er lokalisert i Heimdalsområdet, sentralt i Nordsjøen. Funnene er anbefalt utbygd med havbunnsanlegg tilknyttet eksisterende infrastruktur og med prosessering på Alvheimfeltet utvinningstillatelse PL203 (Alvheim FPSO).

Konsekvensutredning er utarbeidet basert på program for konsekvensutredning som fastsatt av Olje og energidepartementet 28.oktober 2021, og i henhold til veileder for PUD/PAD (OED, 2018)

I samråd med Olje og energidepartementet er høringsfristen satt til 12 uker, med høringsfrist 3. juni 2022.

Eventuelle kommentarer eller merknader bes sendt til Aker BP hsseprojects@akerbp.com med kopi til Olje- og energidepartementet postmottak@oed.dep.no

Konsekvensutredningen vil også kunne lastes ned fra følgende internettside: [Vår virksomhet - Aker BP](#)

Med vennlig hilsen

Aker BP ASA



Sjur Hundsnes
Prosjektleder Trell og Trine

Vedlegg:

1. Liste over høringsinstanser
2. Konsekvensutredning for utbygging og drift av Trell og Trine



Utbygging og drift av Trell og Trine

Konsekvensutredning

Trell og Trine Unit (utvinningstillatelse 102F/G og 036E/F)

Date:	2022-03-11
Rev. no.:	03
Document no:	TRT-ABP-S-RA-0005

Forord

Aker BP (operatør) og partnere planlegger utbygging og drift av oljefunnene Trell og Trine, lokalisert i Heimdalområdet i Nordsjøen. En plan for utbygging og drift vil bli levert til norske myndigheter i tredje kvartal 2022 for godkjenning. Konsekvensutredningen er en del av denne leveransen.

Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet basert på et program for konsekvensutredning som fastsatt av Olje- og energidepartementet 28. oktober 2021. Dette igjen er basert på et forslag til program for konsekvensutredning samt evaluering av mottatte høringskommentarer til dette.

I samråd med departementet er det satt en høringsperiode på 12 uker for eventuelle kommentarer til foreliggende konsekvensutredning.

Stavanger, 11. mars 2022.

Innholdsfortegnelse

Forord	2
Innholdsfortegnelse	3
Forkortelser	5
Sammendrag	6
1 Innledning	8
1.1 Bakgrunn	8
1.2 Lovverkets krav til konsekvensutredning	8
1.3 Konsekvensutredningsprosess	9
1.4 Tidsplan for konsekvensutredningsarbeidet	10
1.5 Søknader og tillatelser	10
2 Planer for utbygging og drift	12
2.1 Bakgrunn for utbyggingsplanen	12
2.2 Rettighetshavere og eierforhold	12
2.3 Alternative utbyggingsløsninger	13
2.4 Anbefalt utbyggingsløsning	14
2.5 Reservoarbeskrivelse	15
2.6 Ressurser og produksjonsplaner	16
2.7 Boring og brønn	18
2.8 Kort beskrivelse av vertsinnretningen	19
2.9 Plan for gjennomføring og organisering, tidsplan	21
2.10 Investeringer og kostnader	22
2.11 Avvikling av virksomheten	22
2.12 Helse, miljø og sikkerhet	22
3 Sammenfatning av innkomne høringsuttalelser	25
4 Områdebeskrivelse	31
4.1 Fysiske og oseanografiske forhold	31
4.2 Særlig verdifulle områder	31
4.3 Biologiske ressurser	32
4.3.1 Fiskeressurser	32
4.3.2 Sjøpattedyr	33
4.3.3 Sjøfugl	34
4.3.4 Bunndyr	36
4.4 Kulturminner	36
4.5 Annen næringsvirksomhet	36
4.5.1 Annen petroleumsvirksomhet	36
4.5.2 Fiskeriaktivitet	36
4.5.3 Skipstrafikk	39
4.5.4 Planer om anlegg for havvind	40
5 Miljømessige konsekvenser av planlagt aktivitet	41
5.1 Valg av løsninger av viktighet for miljø / BAT-vurderinger	41
5.1.1 Materialvalg i rørledning	41
5.1.2 Materialvalg havbunnsanlegg/-utstyr	42
5.1.3 System for styring av havbunnsventiler	42

5.1.4	System for lekkasjedeteksjon	43
5.1.5	Brønnopprensning	44
5.2	Miljøvurderinger vertsplattform	45
5.2.1	Kraft fra land til Alvheim FPSO	45
5.2.2	Produsert vann håndtering på Alvheim FPSO	46
5.3	Utslipp til luft	47
5.3.1	Bore- og anleggsfase	47
5.3.2	Driftsfase	48
5.3.3	Utslipp av nmVOC og metan	49
5.4	Regulære utslipp til sjø	50
5.4.1	Bore- og anleggsfase	50
5.4.2	Driftsfase	50
5.5	Fysiske inngrep og støy	53
5.6	Avfallshåndtering	53
5.7	Virkninger for kulturminner	53
6	Risiko for akutte utslipp, mulige konsekvenser og beredskapstiltak.....	54
6.1	Miljørisiko	54
6.2	Beredskap mot akutt forurensning	55
6.3	Lekkasjedeteksjon og fjernovervåking	55
7	Virkninger for annen havbasert næringsvirksomhet.....	56
7.1	Fiskeri	56
7.2	Skipstrafikk	56
8	Samfunnsmessige virkninger	57
8.1	Statlige inntekter	57
8.2	Nasjonale ringvirkninger	57
9	Feltavvikling	60
9.1	Rammebetingelser og disponeringsløsninger	60
9.2	Miljømessige virkninger	60
9.3	Virkninger for annen næringsvirksomhet	60
10	Sammenstilling av konsekvenser, anbefalinger om avbøtende tiltak	61
10.1	Oppsummering av identifiserte virkninger	61
10.2	Videre planer for oppfølging av miljørelaterte forhold, inkludert beredskap mot akutt forurensning	62
	Referanser og litteratur	63

Forkortelser

Forkortelse	Betydning
API	American Petroleum Institute
BAT	Beste tilgjengelige teknikker
FPSO	Flytende produksjons- og lagerskip
HI	Havforskningsinstituttet
HMS	Helse, miljø og sikkerhet
KMD	Klima- og miljødepartementet
KU	Konsekvensutredning
LO	Landsorganisasjonen
MDIR	Miljødirektoratet
nmVOC	Flyktige organiske komponenter unntatt metan
NOAKA	North of Alvheim, Krafla, Askja
NOFO	Norsk oljevernforening for operatørselskaper
NOK	Norske kroner
NOROG	Norsk Olje og Gass
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
OED	Olje- og energidepartementet
OLF	Oljeindustriens landsforening, nå Norsk Olje og Gass
PAD	Plan for anlegg og drift
PL	Utvinningsstillatelse
PUD	Plan for utbygging og drift
RKU	Regional konsekvensutredning
STP	Submerged Turret Production buoy (nedsenket produksjonsbøye)
SVO	Særlig verdifullt område
TFO	Tildeling i forhåndsdefinerte områder

Sammendrag

Plan for utbygging og drift (PUD) av Trell og Trine omfatter to funn lokalisert like øst for Heimdal, samt et leteprospekt i samme område (Trell nord). PUD vil bli levert i tredje kvartal 2022 og prosjektet vil komme inn under de midlertidige endringene i petroleumskatteloven, vedtatt av Stortinget våren 2020.

Funnene blir planlagt utbygd som en havbunnsutbygging med to havbunnsinnretninger. Disse blir knyttet til eksisterende infrastruktur i Alvheim-området med henholdsvis produksjonsrørledning, gassløftrør og styringskabel. Prosessering av brønnstrøm og eksport av olje fra Trell og Trine vil foregå fra Alvheim FPSO.

Det er planlagt med en produksjonsbrønn for hvert funn, med to forgreininger. Det skal i tillegg bores en letepilot i Trell nord. Dersom denne påviser et økonomisk funn, vil det her bli boret en produksjonsbrønn.

Tekniske løsninger i utbyggingen for Trell og Trine vil i hovedsak være basert på hva som er benyttet i tilsvarende utbygginger i Alvheim-området, og som enkelt kan integreres med dagens anlegg og infrastruktur for Alvheim. Rørledninger og kabel vil være nedgravd samt noe bruk av steinoverdekking.

Planlagte utslipp til luft og sjø på feltlokaliteten er i hovedsak begrenset til anleggsfasen, med boring og installasjonsaktiviteter. CO₂-utslipp tilknyttet utbyggingen er estimert til ca. 54 000 tonn, med noe usikkerhet knyttet til aktuell borerigg og involverte fartøy. Utslipp av borekaks til sjø fra boring med vannbasert borevæske, vil pågå i en avgrenset periode, og vil medføre noe nedslamming av havbunnen lokalt. Miljøovervåking av tilsvarende aktiviteter angir virkningene som midlertidige.

Dagens plan representerer økonomisk produksjon fra Trell og Trine i 16 år og innebærer en netto produksjon av vel 25 millioner fat olje.

Energi for drift, prosessering av brønnstrøm og oljeeksport for Trell og Trine vil bli ivaretatt gjennom energiløsningen på Alvheim FPSO. Denne består av dual fuel lav-NO_x turbiner. Ulike tiltak er gjennomført og blir planlagt for energieffektivisering og utslippsreduksjon. Kraft fra land er vurdert, funnet svært teknisk utfordrende med behov for å ta Alvheim FPSO til land, og ikke funnet økonomisk gjennomførbart. Dagens energiløsning er vurdert som BAT for Alvheim FPSO. Utslipp til luft for Trell og Trine fra driften av Alvheim kan angis som relativ andel av prosessert volum på Alvheim FPSO. Dette vil variere mellom 18 og 36 prosent gjennom levetiden, eller tilsvarende 30 000 - 90 000 tonn CO₂ årlig. De reelle tilleggsutslippene knyttet til Trell og Trine er imidlertid helt marginale (akumulert mindre enn 1000 tonn). Dette gir en god indikasjon på hvordan tilleggsressurser til eksisterende prosessanlegg bidrar svært positivt både hva gjelder utnyttelse av kapasitet, effektivitet og klimafotavtrykk, vist gjennom kun små tilleggsutslipp.

Produsert vann fra Trell og Trine vil bli håndtert på Alvheim FPSO. Primær løsning er reinjeksjon, normalt med reinjeksjonsgrad over 90 %. Før reinjeksjon eller utslipp til sjø blir produsert vann renset. Renseanlegget for produsert vann på Alvheim inkluderer hydrosykloner og avgassingstank. Kapasiteten for produsert vann-håndtering på Alvheim er for tiden gjenstand for oppgradering. I perioder vil Trell og Trine innvirke positivt på vannprognosen for det totale Alvheim-området, ved at brønner med høy vannproduksjon fases ut ved innfasing av Trell og Trine-brønner. Totalt over levetiden er netto vannmengde estimert til 7 millioner kubikkmeter, hvor det meste forventes å bli reinjisert.

Beredskap mot akutt forurensning vil bli ivaretatt som en del av beredskapsplanen for Alvheim-området. Havbunnsanlegget blir planlagt med systemer for lekkasjedeteksjon, for

tidlig å kunne detektere selv små lekkasjer. Et robust design ligger til grunn for utbyggingen, og sannsynligheten for både større og mindre akuttutslipp av hydrokarboner er lav.

I anleggsfasen vil det være en borerigg og flere installasjonsfartøy til stede. Det er begrenset fiskeriaktivitet i området, tilsvarende også et begrenset omfang av passerende skipstrafikk. Kun marginale virkninger er derfor forventet ved disse tidsbegrensede arealbeslagene. I driftfasen vil Trell og Trine ikke ha negative virkninger på verken fiskeri eller sjøtransport.

Investeringen for utbygging av Trell og Trine er ca. 5,4 mrd. NOK, inkludert prosjektering, fabrikasjon, installasjon og boring. Driftskostnader knyttet til prosessering på Alvheim og eksport, samt planlagt vedlikehold, vil være i størrelsesorden 20-30 MNOK per år.

Investeringene i utbygging og drift gir grunnlag for samfunnsmessige ringvirkninger, herunder sysselsettingsvirkninger. De totale nasjonale sysselsettingsvirkningene er beregnet til ca. 3300 årsverk inklusive konsumvirkninger. De største virkningene kommer i prosjekterings- og utbyggingsfasen (2022-2025), mens virkninger i driftfasen er mindre. I drift er i tillegg en svært viktig virkning av prosjektet å bidra til økonomisk drift av Alvheim FPSO etterhvert som feltets egenproduksjon avtar, herunder opprettholdelse av eksisterende sysselsetting.

Produksjonen vil medføre inntekter til Staten gjennom skatter og avgifter, totalt ca. 4,5 mrd NOK udiskontert. I tillegg kommer inntekter via Petoro.

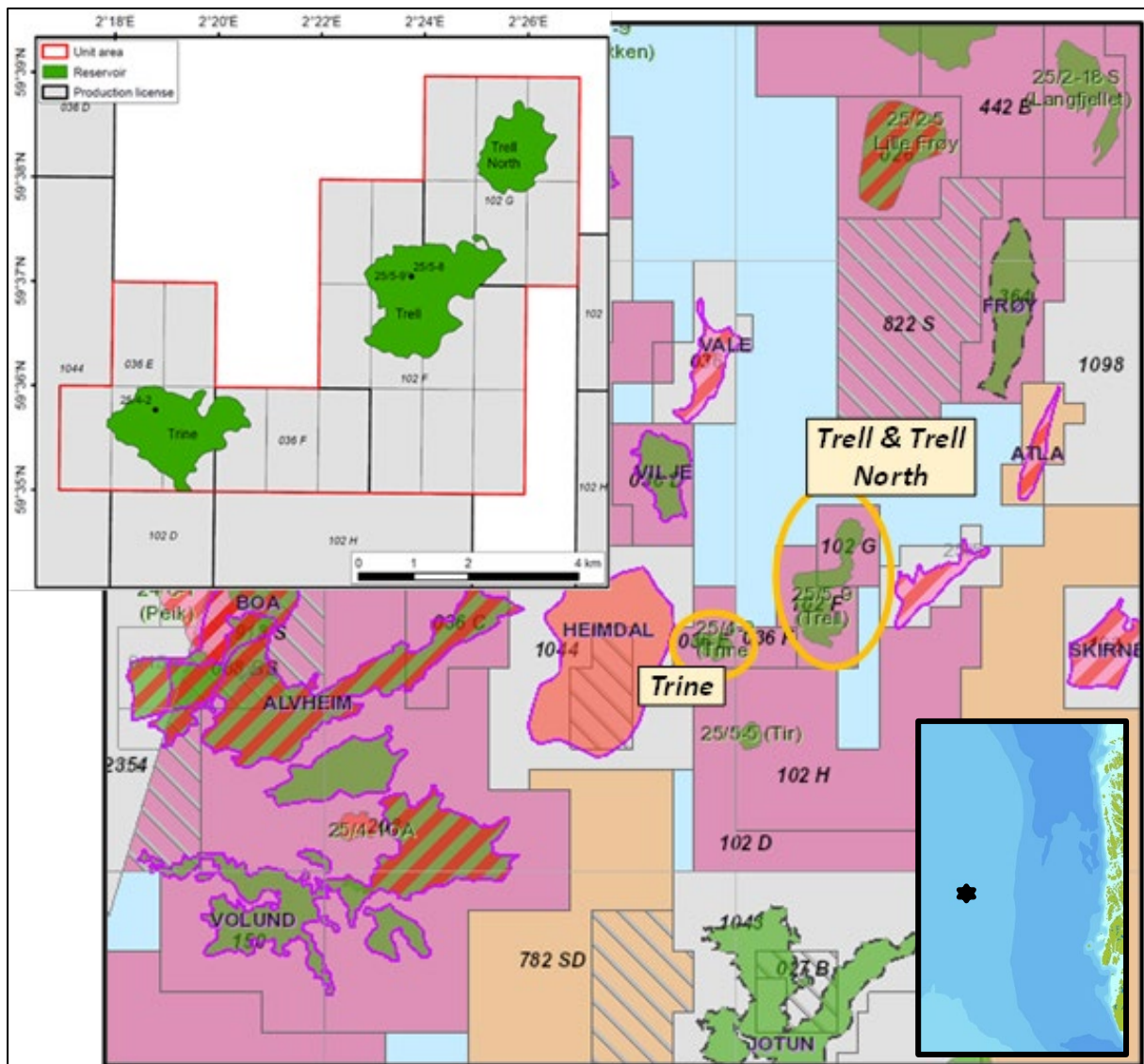
1 Innledning

1.1 Bakgrunn

På vegne av rettighetshaverne for Trell og Trine Unit (tidligere utvinningstillatelsene PL102F/G, PL036E og PL036F) legger Aker BP ASA som operatør frem for offentlig høring konsekvensutredningen for utbygging og drift av funnene Trell og Trine, lokalisert i Heimdal-området, sentralt i Nordsjøen.

Funnene er anbefalt utbygd med havbunnsanlegg tilknyttet eksisterende infrastruktur og med prosessering på Alvheimfeltet (Alvheim FPSO).

Beliggenheten av de to funnene i forhold til andre felt/funn i området er angitt i figur 1-1. Trell Nord er et prospekt med høy funnsannsynlighet, og inngår i utbyggingsplanen.



Figur 1-1. Beliggenhet av Trell & Trine i Heimdal-området i Nordsjøen. Kartgrunnlag: Oljedirektoratet.

1.2 Lovverkets krav til konsekvensutredning

Konsekvensutredning er et lovmessig krav i forbindelse med utbygging og drift av et petroleumsfelt (Petroleumsloven § 4-2, jf. petroleumsforskriften §22). Konsekvensutredningen blir utarbeidet basert på et fastsatt program for konsekvensutredning (nærmere omtale er gitt i kapittel 1.3).

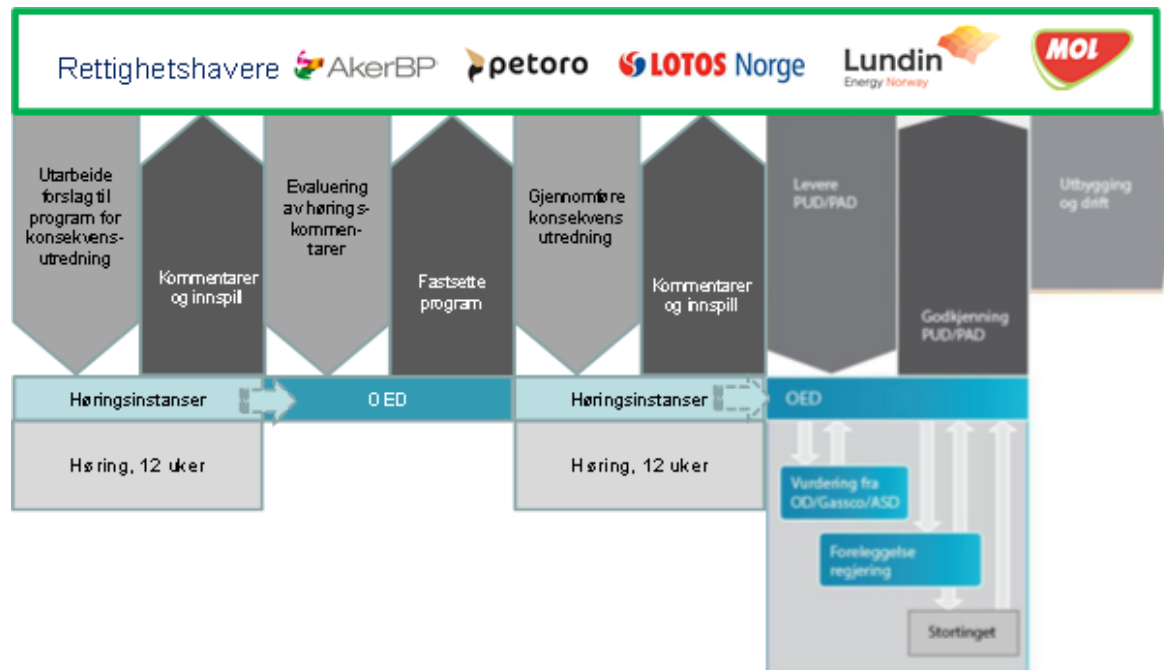
En konsekvensutredning har som formål å redegjøre for virkningene et utbyggingsprosjekt har på miljø, naturressurser, kulturminner og samfunn. Arbeidet med konsekvensutredningen er en viktig del av planleggingsfasen til et utbyggingsprosjekt og sikrer at virkningene av prosjektet på natur- og miljøforhold samt annen relevant næringsaktivitet og samfunnet for øvrig, tas i betraktning i en tidlig fase. Konsekvensutredningsprosessen er åpen og legger til rette for medvirkning, hvor virkningene av en utbygging skal gjøres synlige for myndigheter og berørte parter. Beslutningstakerne vil på denne måten ha et godt beslutningsgrunnlag når det skal avgjøres om, og på hvilke vilkår, en godkjenning av utbyggingen skal gis. Konsekvensutredningen er en del av en Plan for utbygging og drift (PUD) og/eller Plan for anlegg og drift (PAD) som krever myndighetsgodkjenning i regjeringen eller Stortinget.

Innholdet i henholdsvis program for konsekvensutredning og etterfølgende konsekvensutredning er nærmere beskrevet i Olje- og energidepartementets veileder for PUD/PAD (OED, 2018).

1.3 Konsekvensutredningsprosess

Arbeidet med å utarbeide et forslag til utredningsprogram for Trell og Trine startet høsten 2019. Programforslaget ble sendt på høring til relevante høringsparter (myndigheter, organisasjoner og andre interessenter) 6. januar 2020. Høringsperioden ble i samråd med OED satt til 12 uker, til 30. mars 2020. Som følge av blant annet COVID-19 og lav oljepris ble prosjektet noe forsinket tidsmessig. Uttalelsene ble evaluert og oversendt til departementet for fastsetting av programmet for konsekvensutredning 17. august 2021 (se kapittel 3). Programmet ble fastsatt 28. oktober 2021.

Rettighetshaverne har nå gjennomført konsekvensutredningsarbeidet i henhold til fastsatt utredningsprogram. Konsekvensutredningen sendes på høring til myndigheter og interesseorganisasjoner, samtidig som det kunngjøres i Norsk Lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på høring. Konsekvensutredningen, og så langt som mulig relevant bakgrunnsinformasjon, gjøres tilgjengelig på internett (www.akerbp.com). Fristen for høring skal ikke være kortere enn seks uker, og foreslås for Trell og Trine å være 12 uker. Uttalelser til konsekvensutredningen som kommer inn under høringsperioden, sendes til Aker BP som behandler og videresender disse til OED. Departementet vil, på bakgrunn av høringen, ta stilling til om det er behov for tilleggsutredninger eller dokumentasjon om bestemte forhold. Eventuelle tilleggsutredninger skal forelegges berørte myndigheter og dem som har avgitt uttalelse til konsekvensutredningen før det fattes vedtak i saken. OED presenterer saksdokumenter for Regjeringen eller Stortinget for beslutning. For Trell og Trine tilsier investeringsomfanget en regjeringsbehandling. Myndighetsprosessen for behandling av PUD/PAD, inkludert konsekvensutredning, for Trell og Trine er skissert i figur 1-2.



Figur 1-2. Skjematisk fremstilling av utredningsprosess og saksbehandling for konsekvensutredning for utbygging og drift av Trell og Trine. PUD: Plan for utbygging og drift, PAD: Plan for anlegg og drift, OED: Olje- og energidepartementet.

1.4 Tidsplan for konsekvensutredningsarbeidet

Tidsplan for konsekvensutredningsprosessen og PUD for utbygging av Trell og Trine er angitt i tabell 1-1.

Tabell 1-1. Tidsplan for Trell og Trine konsekvensutredningsprosess.

Beskrivelse	Tidsplan
Høring av forslag til program for konsekvensutredning	Januar - mars 2020 (12 uker)
Behandling av høringsuttalelser	3. kvartal 2021
Fastsettelse av utredningsprogram	4. kvartal 2021
Konsekvensutredning	3. kvartal 2021 - 1. kvartal 2022
Høring av konsekvensutredning	Mars – mai 2022 (12 uker)
Innsending av Plan for utbygging og drift, PUD (inkludert konsekvensutredning)	August 2022
PUD behandling	2. halvdel 2022

1.5 Søknader og tillatelser

For å gjennomføre prosjektet med utbygging og drift av Trell og Trine vil det innhentes ulike tillatelser fra myndighetene i de ulike fasene av prosjektet. En oversikt over tillatelser som skal innhentes i planleggings- og utbyggingsfasen er presentert nedenfor.

Tabell 1-2. Oversikt over søknader/tillatelser for Trell og Trine.

Aktivitet og tema for søknad	Lovhjemmel	Myndighet	Anslagsvis tidspunkt for søknad
<i>Installasjon og oppstart av rør og havbunnsinnretninger, søknad om samtykke</i>	<i>Styringsforskriften § 25, bokstav a</i>	<i>Petroleumstilsynet</i>	<i>2024</i>
<i>Installasjon av rør og havbunnsinnretninger, etablering av steinfyllinger, forholdet til sårbar bunnfauna</i>	<i>Aktivitetsforskriften §68a (jf. forurensningsforskriften §22.6)</i>	<i>Miljødirektoratet</i>	<i>2023/24</i>
<i>Produksjonsboring, søknad om samtykke</i>	<i>Styringsforskriften § 25</i>	<i>Petroleumstilsynet</i>	<i>2. halvdel 2023</i>
<i>Produksjonsboring, søknad om klimavote</i>	<i>Klimavoteloven § 5</i>	<i>Miljødirektoratet</i>	<i>2023</i>
<i>Produksjonsboring (inklusive komplettering og brønnopprensning), søknad om tillatelse for virksomhet (for bruk av kjemikalier og utslipp til sjø og luft, samt avfallsgenerering)</i>	<i>Forurensningsloven §11, jf. aktivitetsforskriften kap. XI-XIII.</i>	<i>Miljødirektoratet</i>	<i>2023</i>
<i>Testing og oppstart av rørledning, søknad om tillatelse for virksomhet</i>	<i>Forurensningsloven §11</i>	<i>Miljødirektoratet</i>	<i>2024</i>
<i>Drift, søknad om tillatelse for virksomhet (for bruk av kjemikalier og ev. utslipp til sjø)</i>	<i>Forurensningsloven §11</i>	<i>Miljødirektoratet</i>	<i>2024</i>
<i>Søknad om produksjonstillatelse</i>	<i>Petroleumsforskriften §23</i>	<i>Olje- og energidepartementet (kopi til Oljedirektoratet).</i>	<i>2024</i>

2 Planer for utbygging og drift

2.1 Bakgrunn for utbyggingsplanen

I 2014 ble det gjort et funn i utvinningstillatelse 102F/G, av daværende operatør Total E&P Norge AS (TOTAL). Funnet er kalt Trell. Aker BP kjøpte TOTAL sin andel av lisensen i 2018 og er nå operatør for lisensen. Dette funnet ble isolert sett vurdert som i beste fall marginalt økonomisk lønnsomt for en selvstendig utbygging. Det er videre gjennomført en fradeling innen utvinningstillatelse PL 036BS, som omfatter funnet Trine. Utvinningstillatelsen for dette omtales 036E. Dette funnet ble gjort av Elf allerede i 1973 ved boring av brønn 25/4-2. Funnet er blitt vurdert innenfor Heimdal-lisensen og har så langt ikke vært ansett som økonomisk å bygge ut alene. Utvinningstillatelse 036F utgjør et areal mellom de to funnene, og ble tildelt i TFO i 2020.

Trell Nord er et prospekt innen utvinningstillatelse 102G, med stor funnsannsynlighet.

En felles utbygging av funnene er vurdert som økonomisk lønnsomt, og det er igangsatt en prosess for utarbeidelse av en Plan for Utbygging og Drift (PUD) for realisering av de aktuelle reservene.

Prosjektplanleggingen pågikk i 2018 og 2019, men ble midlertidig satt på pause i 2020 mens konseptvurderingene pågikk (pga. usikkerhet omkring oljepris osv. som følge av Covid-19). Med endrede rammebetingelser fra myndighetene ble arbeidet tatt opp igjen høsten 2020.

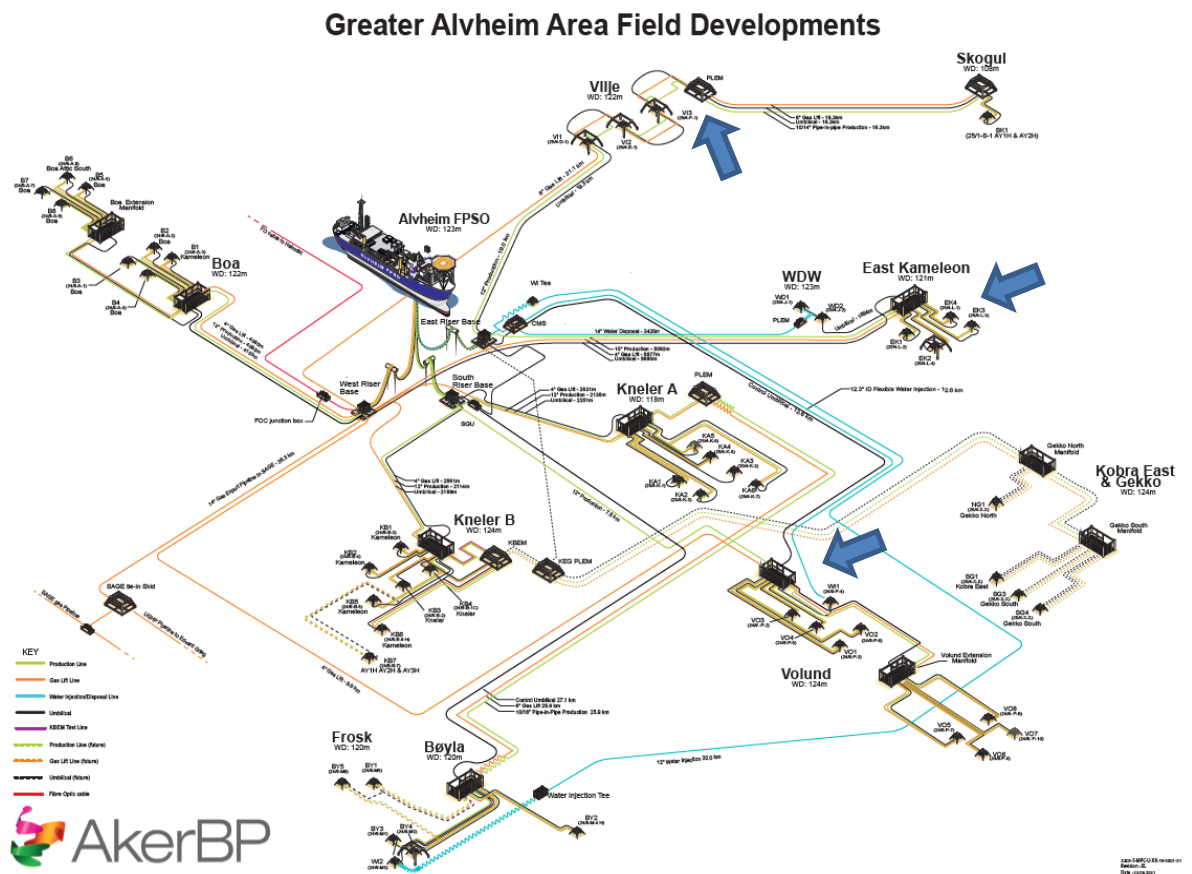
2.2 Rettighetshavere og eierforhold

Nåværende rettighetshavere og eierfordelingen er angitt i tabell 2-1. Opprinnelig utgjorde Trell og Trine utvinningstillatelsene PL102F/G, PL036E og PL036F, men disse er nå samlet i Trell og Trine Unit, med Aker BP som operatør.

Tabell 2-1 Rettighetshavere og eierfordelingen i Trell og Trine.

Selskap	Trell og Trine unit (%)
Aker BP AS	48,42
Petoro AS	26,84
Lotos Exploration and Production Norge AS	11,9
MOL Norge AS	6,84
Lundin Energy Norway AS	6

Andre felt og funn av relevans for utbyggingen av Trell og Trine er angitt i figur 2-1 for det større Alvheim-området.



Figur 2-1. Felt og funn i Alvheim-området, samt angivelse av mulige tilknytningspunkter som er vurdert (angitt med blå piler).

2.3 Alternative utbyggingsløsninger

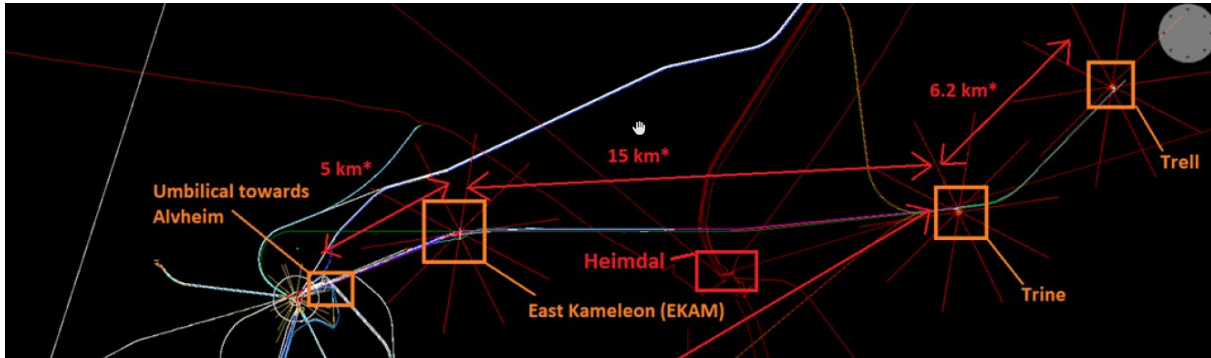
Rettighetshaverne vurderer en havbunnsutbygging av funnene som eneste lønnsomme utbyggingskonsept.

Flere mulige alternativer av havbunnsutbygging har vært vurdert, eksemplevis med en felles brønnramme med en brønn per funn, eller med en brønnramme og en satelittbrønn. Anbefalt løsning er med to brønnlokaliteter/brønnrammer, en på Trell og en på Trine. I tillegg vil en pilotbrønn bli boret fra Trell til Trell Nord. Dersom letepiloten påviser et økonomisk drivverdig funn i Trell Nord vil det bores en produksjonsbrønn i Trell Nord.

Ulike vertsfelt har vært vurdert for utbyggingen, herunder Alvheim, Heimdal, Balder og kommende NOAKA. Heimdal blir nå planlagt for avvikling, mens Balder for tiden er gjenstand for større ombygginger og har begrenset kapasitet for inntak av ytterligere ekstern brønnstrøm. NOAKA ligger i vesentlig lengre avstand fra Trell og Trine enn Alvheim, som vil medføre høyere investeringer og en senere produksjonsstart. De tre siste alternativene er således forlatt, og anbefalt løsning er tilknytning til Alvheim.

Brønnstrømmen fra Trell og Trine vil knyttes sammen i en felles rørledning til Alvheim FPSO for prosessering og eksport. Flere tilknytningspunkter mot Alvheim har vært vurdert; Kneeler B, Øst Kamelon, Volund og Vilje (figur 2-1). Kneeler B og Vilje (via Skogul PLEM) er forlatt. Tilknytningen til Kneeler B er besluttet benyttet av Kobra East Gekko (KEG) og er således ikke lenger tilgjengelig. Tilsvarende satte tilknytning av Skogul til Vilje begrensninger for den muligheten.

Øst Kamelon og Volund har blitt nærmere utredet i 2021. Volund vil kreve en 34 km lang rørledning, mens tilsvarende for Øst Kamelon er 21 km. Avstand og vokspotensiale er viktige vurderingskriterier. Etter en totalvurdering er Øst Kamelon anbefalt som tilknytningspunkt (figur 2-2). Kortere rørlengde samt produksjonsmessige forhold var avgjørende for anbefalingen.



Figur 2-2. Lokalisering av Trell og Trine, avstander samt tilkoblingspunkt på Øst Kamelon.

Vertsfeltet Alvheim er operert av Aker BP. Brønnene vil også bli styrt fra Alvheim, gjennom en ny felles styringskabel.

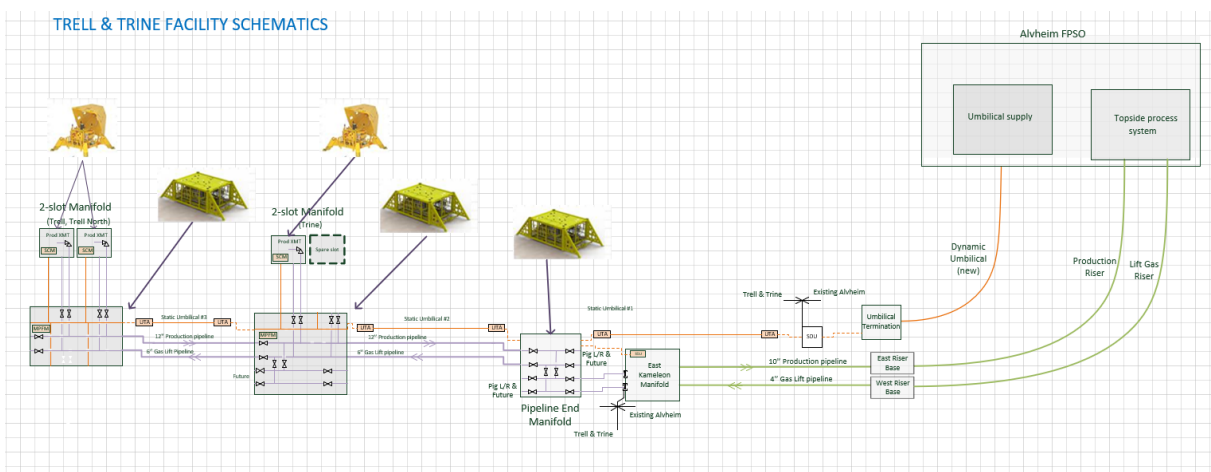
Som nevnt er det gjennomført vurderinger av muligheten for å produsere Trell og Trine fra en felles brønnramme eller fra to separate lokaliseringer, eventuelt med en satelittbrønn. To brønnrammer med to brønnsliiser er anbefalt etter en totalvurdering. Dette gir synergieffekter med KEG (tilsvarende løsning) samt gir mulighet for eventuell senere tilknytning av andre funn.

Det er videre gjennomført vurderinger omkring antall brønner, samt å inkludere Trell Nord og Tir i utbyggingen. Trell Nord er besluttet inkludert i utbyggingen, mens det ikke er funnet økonomisk å inkludere Tir.

2.4 Anbefalt utbyggingsløsning

Hvert funn vil bli utviklet med en produksjonsbrønn hver, med to forgreininger. Det vil bli benyttet standard horisontale juletrær, tilrettelagt for gassløft. Det vil i tillegg være en brønn i Trell nord.

Det havbunnsbaserte produksjonssystemet vil ha materialer av høylegert stål. Havbunnsinnretningene vil være overtrålbare. En layoutskisse for havbunnsløsningen er gitt i figur 2-3.



Figur 2-3. Feltlayout for Trell og Trine tilknyttet Øst Kamelon og Alvheim FPSO.

Det vil være en felles rørledning som knytter funnene opp mot eksisterende infrastruktur. Diameter for rørledningen er 12". Tilkoblingspunkt er ved å installere en ny tilkoblingsmonifold (Pipeline End Manifold, PLEM) ved Øst Kamelon, for tilkobling til eksisterende rørledning her. En rørledning til Øst Kamelon vil være om lag 21 km lang, fra Trell via Trine (6+15 km). Rørledningen for gassløft vil ha diameter på 6" og vil kobles til ved Øst Kamelon. Styringskabelen vil kobles opp til ny dynamisk kontrollkabel ved den østlige stigerørsbasen av Alvheim FPSO, og vil gå via PLEM ved Øst Kameleon før styringskabelen går videre til Trell og Trine.

Rørledningen vil ha et rør-i-rør design uten våtisolering. Dette er funnet å gi en kostnadsbesvarelse på i størrelsesorden 20 MNOK.

Rørledningene vil grøftes ned, som er vanlig praksis i Alvheim-området, og også styringskabelen vil være nedgravd. Der nedgraving eventuelt ikke er mulig, vil rørledningen bli dekket med stein for beskyttelse. Det er antatt at i størrelsesorden 30% av lengden vil kreve steindekke, herunder overkryssninger med andre rørledninger og kabler. Behovet er estimert til 55 000 tonn.

Brønnstrømmen vil sammen med produksjonen fra Øst Kamelon gå til Alvheim FPSO for prosessering og eksport (se kapittel 2.8).

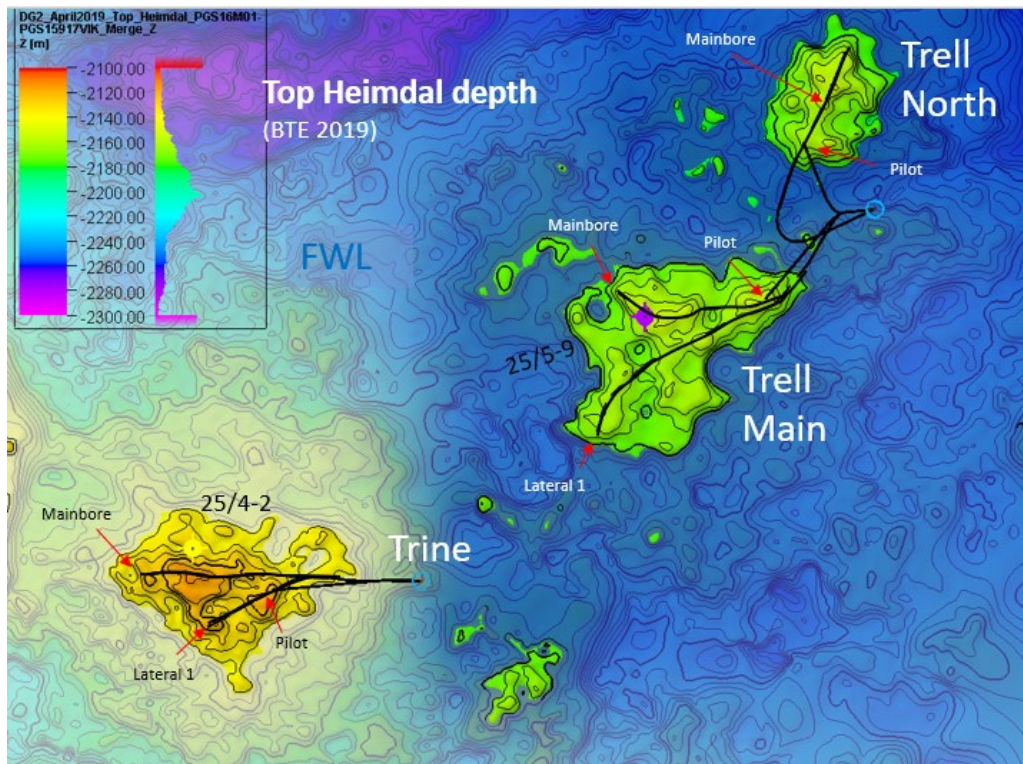
Både manifolder, PLEM og ventiltrær vil bli utrustet med systemer for lekkasjedeteksjon (jf. kap. 5.1.4).

Kontrollsystemet vil være tilsvarende som blir benyttet på Alvheim i dag (jf. kap. 5.1.3).

2.5 Reservoarbeskrivelse

Reservoarene har opprinnelse i Paleocen tidsperiode og inngår i Heimdalformasjonen. De har normale trykk- (204-217 bar) og temperaturforhold (60-72 °C) og oljekvaliteten for Trell og Trine er henholdsvis API 38 og 32. Gass-olje forholdet er lavt, henholdsvis 38 og 31. Det er lavt innhold av voks (1,27%) og asfaltener (0,69%) i oljen.

Utvinnbare reserver er anslått til vel 25 millioner fat oljeekvivalenter, inklusive Trell nord. Et strukturkart for toppreservoar med olje-vannkontakt og med foreløpig brønnplassering er angitt i figur 2-4.



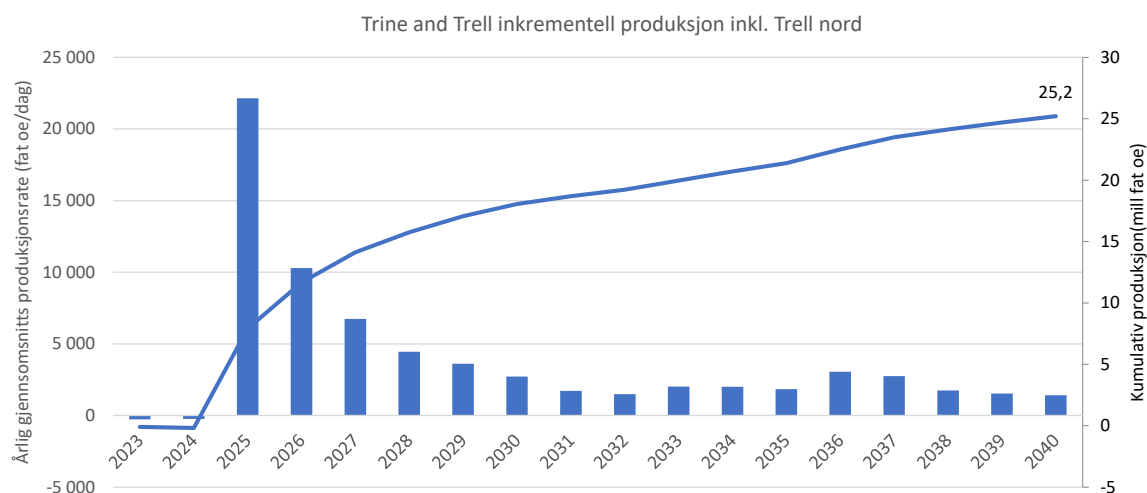
Figur 2-4. Tentative brønnbaner og strukturkart for toppreservoar, drapert med olje-vannkontakt.

2.6 Ressurser og produksjonsplaner

Dagens plan representerer økonomisk produksjon fra Trell & Trine i 16 år og innebærer en netto produksjon av vel 25 millioner fat olje. Produksjonen vil være ved naturlig trykkavlastning samt gassløft. Det er begrenset gass i funnene.

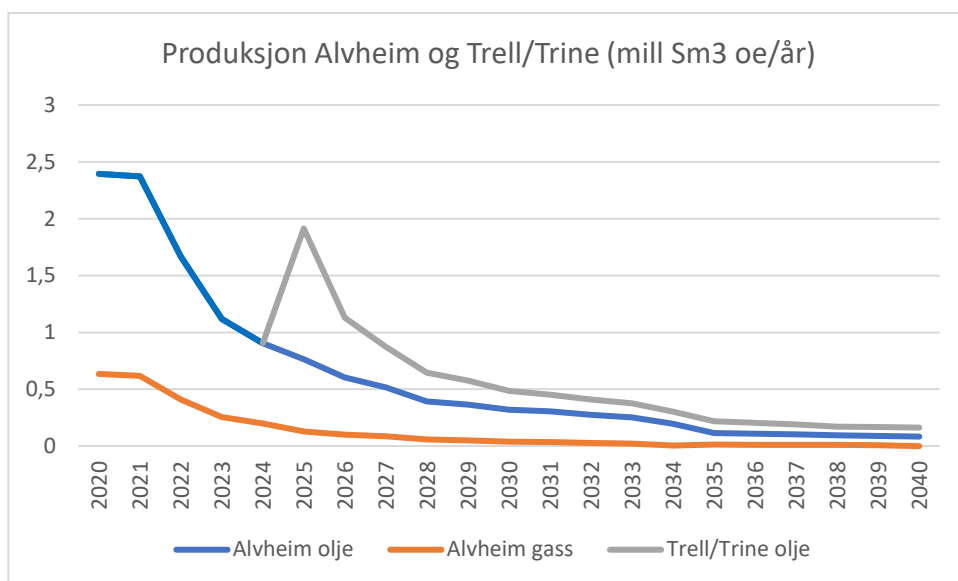
Innfasing av produksjon av Trell og Trine påvirker produksjonen fra andre brønner. Det er derfor i denne konsekvensutredningen benyttet tall for netto (inkrementell) produksjon. I installasjonsfasen vil eksempelvis eksisterende anlegg påvirkes ved oppkobling osv., med redusert produksjon som konsekvens (se negativ produksjon de første par årene i figur 2-5). Innfasingen vil også medføre redusert vannproduksjon fra andre brønner, ved at brønner med relativt høy vannproduksjon avsluttes tidligere enn uten Trell og Trine (Figur 2-7).

En letepilot vil bores i Trell Nord. Dersom denne påviser et økonomisk drivverdig funn vil det bli boret en produksjonsbrønn i Trell Nord. Produksjonsprofil for Alvheim med Trell og Trine inkludert Trell nord er gitt i figur 2-6, og angir årlig produksjon og akkumulert produksjon. Produksjonen er i hovedsak olje, gass går omtrent i null gjennom produksjonslevetiden (forbruk til kraft i kompressorer/vanninjeksjon vs. produsert gass).



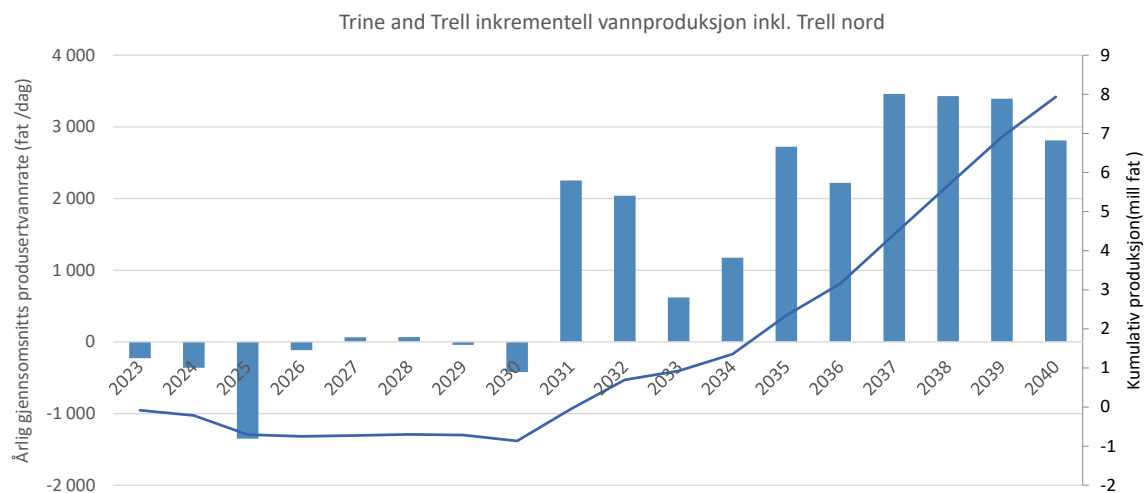
Figur 2-5. Produktionsprofil (p50) for olje fra Trell & Trine (RNB2022).

Figur 2-6 angir hvordan produksjonen fra Trell og Trine vil bidra til den totale produksjonen fra vertsfeltet Alvheim¹. Dette utgjør anslagsvis vel 22% av akkumulert produksjon i perioden.



Figur 2-6. Produktionsprofil for Alvheim (olje og gass) og Trell & Trine (RNB2022)

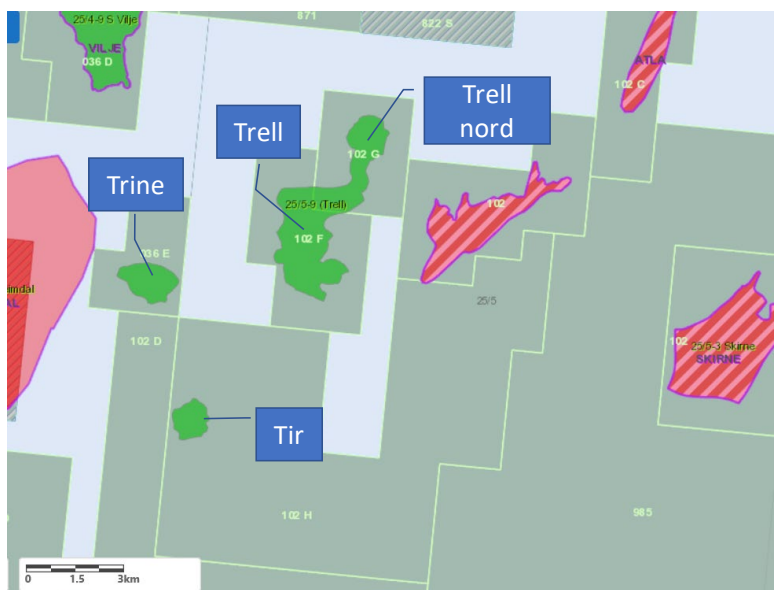
¹ Kobra Øst Gekko inngår i grunnlaget. Frosk er hensyntatt på væske, vann og total gass via Bøyla, men ikke på olje.



Figur 2-7. Profil for produsertvann fra Trell & Trine (RNB2022) – netto inkrementell.

Trell Nord er et prospekt med høy funnsannsynlighet og som inngår i utbyggingsplanen for Trell og Trine.

Funnet Tir finnes i samme geografiske område (figur 2-8), har vært vurdert som en del av utbyggingen, men er ikke funnet økonomisk å innlemme nå.



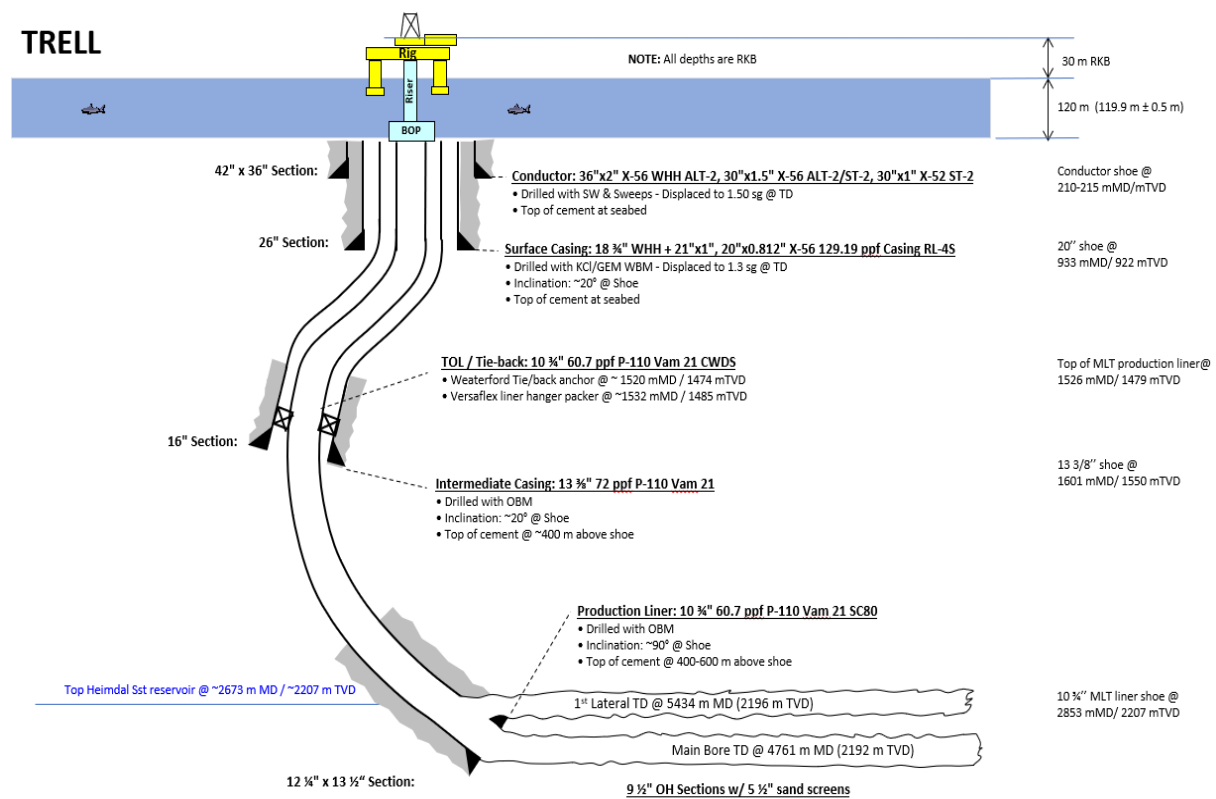
Figur 2-8. Funn i området

2.7 Boring og brønn

Brønnene planlegges å være multilaterale (hovedbrønnbane med sidesteg) for best mulig produksjon per brønn, med lateral utstrekning på ca. 1500-2000 m for hver brønn. Et eksempel for Trell er vist i figur 2-9. Vannbasert borevæske vil bli benyttet for øvre seksjon, mens oljebasert borevæske vil bli benyttet for de horisontale- og reservoarseksjonene. Kjemikaliebruk for boring og komplettering, samt kaksvolumer er omtalt i kapittel 5.4.1.

Brønnene vil mest sannsynlig bli boret fra en halvt nedsenkbar 6. generasjons borerigg. Det antas å bli lagt ut åtte ankere med 2000-3000 m lange ankerlinjer. Boretid er anslått til ca. tre måneder per brønn, med borestart i første kvartal 2024.

Produksjonsrørene forventes å være av karbonstål med 3 mm korrosjonstykkelse, og brønnhode og ventiltre vil være av høylegert stål.



Figur 2-9. Foreløpig brønnndesign for Trell

2.8 Kort beskrivelse av vertsinnetningen

Alvheim FPSO produserer fra Alvheimfeltet som består av; Kneler, Boa, Kamelon, Øst Kamelon, Viper og Kobra, og satellittfeltene Bøyla, Vilje og Volund. I tillegg er produksjon fra Skogul knyttet opp via Vilje. Også flere andre utbyggingsprosjekter vil bli knyttet til Alvheim, herunder Kobra Øst Gekko (KEG) og Frosk.

Alvheim FPSO startet produksjonen i 2008. Alvheim opereres av Aker BP.

En feltspesifikk konsekvensutredning ble gjennomført for Alvheim som en del av PUD, i perioden 2003-2004 (Marathon, 2004).



Figur 2-10. Alvheim FPSO under losing til bøyelaster.

Energiløsning

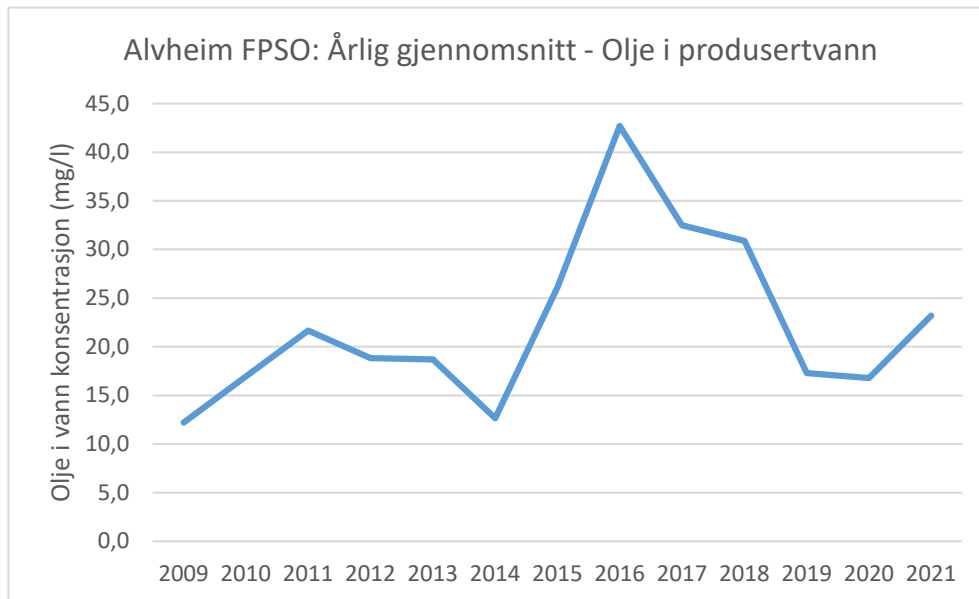
Kraft på Alvheim FPSO blir levert av to LM2500 dual fuel lav-NO_x gassturbiner. Maksimal kraftytelse fra turbinene på Alvheim FPSO er cirka 45 MW. I tillegg finnes det fire dieselmotorer med en maksimal ytelse på ca. 8,4 MW hver. Feltet har elektrisk drevne gasskompressorer og varmegjenvinning fra turbindriften – begge løsninger reduserer CO₂-utslippene i forhold til konvensjonelle løsninger. Det finnes i tillegg et par kjeler, samt dieseldrevne motorer til brannpumper, havnegenerator, nødaggregat osv. Normalt kraftbehov for Alvheim FPSO er på om lag 29,5 MW.

System for håndtering av produsertvann

Alvheim FPSO har reinjeksjon av produsertvann som primær løsning. Ambisjonen er reinjeksjon i 90 % av tiden. De siste fem årene har injeksjonsandelen variert mellom 66% og 91%, og var på 89% i 2021. Den totale vannmengden som produseres til feltet har økt gjennom de siste årene og var i 2021 på omlag 8,7 millioner m³.

Før reinjeksjon eller utslipp til sjø blir produsertvann renset. Renseanlegget for produsert vann på Alvheim består av innløpsseparatorer som skiller vannfasen fra oljefasen, 2. trinns separator og olje/vann separator. Vannfasen går videre til hydroykloner og deretter til avgassingstank. Vann fra avgassingstank går til vanninjeksjonspumper for injeksjon i Volund eller i vanddeponeringsbrønner. Alternativt kan vannet slippes ut til sjø via produsert vann caisson.

Etter innfasingen av Bøyla var det utfordringer med vannrensingen, og oljekonsentrasjon i vann var forhøyet i en periode (figur 2-11). De siste årene har vannrensingen vært bedre, med unntak av i 2021 (se kapittel 5.4.2). I 2021 var gjennomsnittlig oljekonsentrasjonen i produsertvannutslippet på Alvheim 24,8 mg/l



Figur 2-11. Oljekonsentrasjon i produsertvannutslipp fra Alvheim FPSO (årlig snitt, mg/l).

Gasskapasitet

Et prosjekt med oppgradering av kapasiteten for gassprosessering er nylig gjennomført for Alvheim FPSO, med en økning fra 3,6 MSm³/d til 4,4 MSm³/d. Dette hensyntar fremtidig produksjon fra Trell og Trine.

Modifikasjoner på vertsfelt

Innfasing av Trell og Trine vil kreve noen modifikasjonstiltak på vertsinnetretningen og tilhørende eksisterende havbunnsanlegg, mens en del andre tiltak blir foretatt uavhengig av prosjektet. Studier er gjennomført for å avklare forhold knyttet til produksjonskapasitet og innvirkning på eksisterende aktivitet. Utstyr og funksjoner som vil gjennomgå modifikasjoner og/eller nyinstallering inkluderer:

- Produksjonssystem; Innløp choke / separator
- Måling / allokering (nye trefasemålere)
- Kraft- og kontrollsystem
- Hydraulikkssystem
- Kjemikalieinjeksjonssystem og tankkapasitet
- Gassbehandlingskapasitet (oppgradering har startet), uavhengig av Trell og Trine
- Vannbehandlingskapasitet (oppgradering har startet), uavhengig av Trell og Trine
- Ny dynamisk styrekabel (installeres av KEG prosjektet, og videreføres til Trell og Trine)
- Havbunns distribusjonsanlegg

Eksportløsninger

Olje blir transportert fra feltet med bøyelaster og assosiert gass blir eksportert gjennom *Scottish Area Gas Evacuation (SAGE)* rørsystemet til St. Fergus i Skottland.

2.9 Plan for gjennomføring og organisering, tidsplan

Prosjektet gjennomføres i henhold til Aker BP sin modell for prosjektgjennomføring. Dette innebærer bruk av våre etablerte allianser for prosjektering, fabrikasjon og installasjon.

Arbeidet med produksjon av utstyr med lang leveringstid vil starte opp i 2022, herunder utstyr til havbunnsanlegget og til brønnene.

Installering av rørledning og styringskabel er planlagt til 2023, mens installasjon av brønnramme, enderørstykker samt tilknytning til vertsfelt planlegges for siste halvdel av 2024. Boring vil også pågå gjennom 2024, og starter etter boring av Kobra Øst Gekko.

Oppstart av produksjon fra både Trell og Trine er forventet i løpet av januar 2025.

2.10 Investeringer og kostnader

Estimert investeringsanslag for utbygging av Trell og Trine er 5,4 mrd. NOK (ved DG2), inkludert prosjektering, fabrikasjon, installasjon og boring. Et endelig estimat vil utarbeides og inngå i PUD.

Driftskostnader knyttet til prosessering på Alvheim og eksport, samt planlagt vedlikehold, vil være i størrelsesorden 20-30 MNOK per år. I tillegg vil det komme tariffkostnader knyttet til eksport.

2.11 Avvikling av virksomheten

Den fremtidige avviklingen av virksomheten på Trell & Trine vil følge de krav som ligger i Petroleumslovens kapittel 5, eller det gjeldende regelverket som foreligger ved aktuelt tidsrom for avvikling. Per i dag betyr dette full fjerning av havbunnsinnretningene over havbunnen.

Rørledninger og kabler er ikke omfattet av OSPAR 98/3 og disponeringsløsning blir vurdert fra sak til sak og omhandlet i feltets avslutningsplan. Rør og kabler i Alvheim-området, inkludert Trell og Trine, er i hovedsak nedgravd/overdekket. Vanlig norsk praksis i en slik situasjon er at disse kan etterlates rengjort, gitt at ikke særskilte forhold taler i mot dette.

2.12 Helse, miljø og sikkerhet

Trell og Trine er omfattet av en overordnet plan for HMS som gjelder for alle prosjekter tilknyttet Alvheim, som sikrer enhetlig fokus i alle prosjekter og synergier på tvers av disse.

Grunnleggende for alle prosjekter er selskapets HMSSK-policy:

Common Governing Model - HSSEQ Policy

Health, Safety, Security, Environmental & Quality Policy



Purpose

We execute our operations in a way that:

- Avoids harm and injuries to personnel, the environment and all assets
- Avoids work-related illness
- Ensures safe, compliant, and cost-effective operations

Objectives

We shall achieve this purpose by:

- Commitment and accountability from all employees and contractors
- Demonstrating good role model behaviour using our values to proactively embed HSSEQ in our activities
- Minimising risk of major accidents at all levels within the company
- Prioritizing and integrating HSSEQ in our goals, strategies, action plans, and performance agreements
- Contributing to reduce CO2 emissions and climate impact
- Assessing and managing security threats
- Commitment to Quality Management and Lean principles throughout the organization
- Assuring processes and measuring process performance and effectiveness
- Ensuring that strategic partnerships with contractors and suppliers create value

Commitment

I enable a safer AKER BP because:

- I live by our values
- I STOP unsafe work
- I comply with laws, regulations and internal processes
- I report all incidents and harmful conditions
- I continually improve HSSEQ and share learnings
- I make risk- and fact-based decisions



Doc. No.: TRT-ABP-S-RA-0005

Forretningsenhetens strategiske mål er:

- Ingen alvorlige hendelser innen sikkerhet, sikring eller miljø
- Godt motiverte, kompetente og resultatorienterte ansatte
- Integrert og forutsigbar prosjektgjennomføring med maksimal verdiskaping

Aker BP arbeider for å oppnå disse målene gjennom å integrere hensynet til helse, miljø og sikkerhet i alle selskapets aktiviteter. Videre skal hensynet til helse, miljø og sikkerhet, og reduksjon av risiko for storulykke overordnes andre forretningsforhold. Aker BP har et mål om å være en god arbeidsgiver og oppdragsgiver. I all aktivitet skal forhold knyttet til helse og sikkerhet tas alvorlig og følges opp.

Nye vurderinger av muligheten for kraft fra land er gjennomført, men ikke funnet økonomisk gjennomførbart (kapittel 5.2.1). Denne type tiltak er derfor ikke videre prioritert. Konkret er følgende miljøområder prioritert i ESG²-strategien for Alvheim forretningsområde:

- Energieffektivisering
- Olje i produsert vann
- Kjemikaliebruk og -utslipp

Detaljerte mål blir definert og planer utarbeidet og gjennomført. Siden 2017 er det eksempelvis gjennomført energieffektiviseringstiltak med tilhørende utslippsreduksjoner av

² Environmental Social Governance.

CO₂ i størrelsesorden 31 000 tonn årlig. Tiltak for ytterligere reduksjon av 9 000 tonn er under gjennomføring, samt at potensiale for ytterligere reduksjon av 58 000 tonn er identifisert og vil bli nærmere vurdert.

For produsertvannanlegget pågår i arbeid med å øke kapasiteten for vanninjeksjon, gjennom flere tekniske tiltak. Dette forventes ferdigstilt i løpet av 2022.

Et biosidprodukt er byttet og forbruket ble redusert i 2021. Flere kjemikalieprodukter inngår på substitusjonslista, og arbeid pågår i 2022 eller er identifisert for videre uttesting for eventuelt bytte.

3 Sammenfatning av innkomne høringsuttalelser

Et forslag til program for konsekvensutredning for utbygging og drift av Trell og Trine ble sendt på offentlig høring til 64 parter 6.januar 2020 og samtidig gjort tilgjengelig på Aker BPs nettsider. Høringsperioden var 12 uker med høringsfrist satt til 30.mars 2020.

Tilbakemelding og høringsuttalelser ble mottatt fra følgende instanser:

1. Arbeids- og sosialdepartementet *inkl.* Petroleumstilsynet
2. Justis- og beredskapsdepartementet
3. Miljødirektoratet (Mdir)
4. Samferdselsdepartementet
5. Riksantikvaren
6. Fiskeridirektoratet
7. Direktoratet for Strålevern og Atomsikkerhet (DSA)
8. Klima- og miljødepartementet
9. NAV
10. Landsorganisasjonen (LO)
11. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)
12. Kystverket

En oppsummering av de mottatte uttalelsene med Aker BPs vurdering er presentert i tabellen under.

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

- Tas til etterretning er benyttet om mottatte kommentarer og innspill som Aker BP 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 Aker BP merker seg, og som er vurdert å ikke kreve et tilsvarende eller en konkret oppfølging fra Aker BP.

I brev datert 17. august 2021 oversendte Aker BP oppsummeringen med vår evaluering av de mottatte kommentarene. Olje- og energidepartementet fastsatte programmet for konsekvensutredning 28. oktober 2021.

Tabell 3-1. Mottatte høringskommentarer og evaluering av disse (som grunnlag for fastsatt program for konsekvensutredning).

<i>Innkomne kommentarer til forslag til program for konsekvensutredning</i>	<i>Aker BPs vurdering</i>
1. Arbeids- og Sos.departementet inkl. Petroleumstilsynet	
Arbeids- og sosialdepartementet har oversendt saken til Petroleumstilsynet for vurdering. Petroleumstilsynet opplyser at de har gjennomgått dokumentasjonen og ikke har merknader til programmet for konsekvensutredningen. Departementet slutter seg til Petroleumstilsynets vurdering og har ikke ytterligere kommentarer til saken	Kommentaren tas til orientering

2. Justis- og beredskapsdepartementet

Justis- og beredskapsdepartementet viser til Aker BPs brev 6. januar 2020.
Vi har ingen merknader

Kommentaren tas til orientering

3. Miljødirektoratet

Generelt

Aker BPs forslag til utredningsprogram dekker de områdene det er viktig at konsekvensutredningen belyser om ytre miljø.

Kommentaren tas til orientering

Miljøkriterier og BAT

Rettighetshaver skal redegjøre for miljøkriteriene for de valgene som er gjort.

Miljødirektoratet ber om at Aker BP i god tid før valg av utbyggingsløsning og inngåelse av bindende kontrakter, informerer om sine BAT-vurderinger.

Kommentaren tas til etterretning.
Utbyggingskonsept er gitt av tekniske og økonomiske forhold. Tilsvarende vil gjelde for valg av brønnramme (evt satelitt) og tilknytningspunkt mot Alvheim.
Miljøkriterier vil imidlertid inngå i prosjektets BAT-vurderinger, og dette vil bli nærmere redegjort for i KU.

Aker BP vil ta kontakt med Miljødirektoratet og redegjøre for våre BAT-vurderinger.

Produsert vann:

Miljødirektoratet forventer at det i KU beskrives hvilke tiltak som planlegges gjennomført for å håndtere eventuelle utfordringer med produsertvann på Alvheim FPSO, samt sikre høy reinjeksjonsgrad ved innfasing av Trell og Trine. Beskrivelsene bør inneholde kostnadsvurderinger av alternative løsninger, spesielt dersom løsninger som kan være best av miljømessige hensyn blir valgt bort av kostnadmessige hensyn.

Aker BP/ Alvheim området (FPSO) har påbegynt et prosjekt for produsert vann og økt vanninjeksjon (Planlagt ferdig årsskiftet 2021/22).

Total kapasitet vil øke med omtrent 30% og vil ivareta behovet for Trell og Trine. Produsert vann prosjektet er basert på at alt produsert vann fra Alvheim skal reinjiseres, og dersom vi slipper ut noe til sjø, så er det kun under unormal drift og innenfor den godkjenning vi har på 10%. Det er ikke aktuelt å utrede alternative løsninger for håndtering av produsertvann på Alvheim som følge av Trell og Trine.

Rørledningsmaterialer

Det skisseres to utbyggingsløsninger i forslag til PKU, og begge omfatter flere kilometer med rørledninger for brønnstrøm og gassløft. Aker BP informerer om at havbunnsproduksjonssystem planlegges å være i høylegert stål og produksjonsrør forventes å være av karbonstål. Miljødirektoratet forventer at muligheten for bruk av korrosjonsbestandig materiale utredes grundig og at endelig materialvalg og hvilke vurderinger som foreligger begrunnes i KU

Prosjektet inngår i et modent og langt utviklet felt som er utbygd med havbunnsrørledninger i karbonstål. Trell og Trine vil knyttes opp til et eksisterende rørledningsnett av karbonstål og det vil kun medføre en marginal miljømessig gevinst å endre til et annet og korrosjonsbestandig materiale. Dette vil det bli nærmere redegjort for i KU.

System for styring av havbunnsanlegg og brønner

Miljødirektoratet er kjent med at det finnes og er tatt i bruk en nyutviklet subsea kontrollenhet for åpent system, som kan redusere forbruket av hydraulikkvæske i

Kommentaren tas til etterretning.
Prosjektet undersøker ulike løsninger for styring av havbunnsanlegg, som er mulige å installere og drive integrert med dagens løsning for Alvheim-området. Herunder studeres mulige nye subsea

størrelsesorden 20-50 % sammenlignet med tradisjonelle åpne systemer. Miljødirektoratet forventer at alternative løsninger til det åpne systemet som benyttes på Alvheim utredes, og at valg av løsninger begrunnes. Miljødirektoratet viser for øvrig til aktivitetsforskriften § 66 "Bruk og utslipp av kjemikalier skal reduseres så langt dette er mulig"	kontrollenheter som kan redusere hydrauliskkolje forbruket. Når det gjelder del-elektriske løsninger, anses dette som utfordrende i og med at T&T bygges ut i et modent eksisterende felt. Utviklingsarbeid med å erstatte dagens hydrauliske væske (gul Y2) med mer miljøvennlig produkt er igangsatt. Dette vil T&T følge med på, vurdere status for og om det vil gi noen miljømessig gevinst for prosjektet.
<u>Lekkasjedeteksjon på undervannsinstallasjoner</u> Miljødirektoratet anser lokale lekkasjedeteksjonssystem som BAT, jf. forurensningsforskriften kapittel 36 og Rammeforskriften § 11 om prinsipper for risikoreduksjon (m/veiledning). Aker BP opplyser at etablering av utstyr for lekkasjedeteksjon på havbunnsrammene vil vurderes i KU. Miljødirektoratet forventer at Aker BP beskriver alternative systemer for lekkasjedeteksjon.	Kommentaren tas til etterretning. Prosjektet vil gjennomføre BAT-vurderinger, og dette vil bli redegjort for i KU.
<u>Elektrifisering</u> Aker BP sier i forslag til PKU at muligheten for kraft fra land til Alvheim ble studert i forbindelse med utbygging av Bøyla, hvor det ble påpekt tekniske utfordringer som fremdeles er gyldige. Det vises også til søknad om oppfylt utredningsplikt for Skogul (Storklakken) fra 2017. Med bakgrunn i utviklingen på energi- og klimaområdet i sektoren, bør utredningene fra 2017 oppdateres og inkluderes i KU	Kommentaren tas til etterretning. Det er gjennomført områdevurderinger som viser at elektrifisering av Alvheim ikke er økonomisk og teknisk gjennomførbart. Dette vil bli nærmere redegjort for i KU.
<u>Utslipp til luft og utslippsreducerende tiltak</u> Miljødirektoratet forventer grundige vurderinger av utslippsreducerende tiltak i alle deler av prosjektet. Dette inkluderer bl.a. kaldventilering. Tiltak skal også vurderes for flyttbare innretninger, herunder lav-NOx-motorer, hybridisering/batteridrift. Miljødirektoratet forventer at vurderingene synliggjøres i KU.	Tas til etterretning. Vurderinger knyttet til Trell og Trines påvirkning på kaldventilering ved Alvheim FPSO vil inngå i KU. Mulige tiltak på flyttbare innretninger vil også bli adressert i KU.
4. Samferdselsdepartementet	
Samferdselsdepartementet har blant annet ansvaret for sjøsikkerhet og beredskap mot akutt forurensning. Vår underliggende etat Kystverket har sendt inn et eget innspill med konkrete innspill til hva programmet for	Kommentaren tas til etterretning, jf. tilsvaret til Kystverkets kommentarer.

konsekvensutredningen bør inneholde for å begrense og håndtere eventuelle utslipp som kan være til skade eller ulempe for miljøet. Vi ber om at Kystverkets innspill blir ivaretatt. Samferdselsdepartementet har ingen ytterligere merknader til forslaget

5. Riksantikvaren

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

Det er mest hensiktsmessig at tiltakshaver samkjører eventuelle surveys med kulturminneforvaltningen, slik at man unngår å måtte kjøre doble slike. Jo tidligere kulturminneforvaltningen 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.

Kommentaren tas til etterretning. Aker BP vil sørge for at kulturminneforvaltningen involveres i forkant av planlagte nye surveys i regi av Trell og Trine.

6. Fiskeridirektoratet

Vi viser til forslag til program for konsekvensutredning for utbygging av Trell og Trine i den sentrale delen av Nordsjøen.

Vi ber om at fiskeriaktiviteten i området kartlegges og synliggjøres i konsekvensutredningen, samt at det blir tatt hensyn til fiskeriene i den videre planleggingen av utbygging og drift

Kommentaren tas til etterretning. Fiskeriene vil bli nærmere beskrevet i KU og hensyntatt i den videre utvikling og gjennomføringen av prosjektet.

7. Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA)

Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet ser at det framkommer av forslaget at en oversikt over tillatelser som må innhentes i planleggings- og utbyggingsfasen vil bli presentert i konsekvensutredningen. Det framkommer også at i produksjonsfasen vil de vesentligste prosessene av betydning for miljø være relatert til driften av Alvheim FPSO, med prosessering av brønnstrøm fra Trell og Trine og tilhørende driftstjenester. Aker BP vil gjennomføre BAT-vurderinger innen sentrale miljøtema for å sikre gode miljøløsninger for Trell og Trine.

Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet ber om at man forsikrer seg om at Alvheims

Kommentaren tas til orientering. Tillatt volum vil bli verifisert som en allerede etablert rutine som utføres på Alvheim.

Injeksjon av produsert vann er tidligere underlagt BAT-vurderinger for Alvheim.

gjeldende tillatelse etter forurensningsloven til radioaktiv forurensning dekker et eventuelt økt behov som følge av at Trell og Trine tilknyttes

8. Klima- og miljødepartementet

Ifølge Aker BPs nettsider har Alvheim produsert over forventning, og det har vært en gradvis økning i ressursene, hovedsakelig som et resultat av tilleggsbrønner. Videre står det at Alvheim kan bli et oljeknutepunkt for framtidige funn i området. KLD mener det er svært viktig at de beste energi- og miljømessige løsningene for utbyggingen utredes grundig i konsekvensutredningen og forutsetter at Aker BP tilstreber å velge så gode miljømessige og energieffektive løsninger som teknisk og økonomisk mulig. *Dette gjelder både løsninger for energioppdekking (kraft fra land, områdeløsninger og havvind), håndtering av produsert vann og andre løsninger av miljømessig betydning.*

Vi anbefaler også at Aker BP tar tidlig kontakt med Miljødirektoratet om sine teknologivurderinger.

Utover dette slutter vi oss til høringsinnspillene fra Miljødirektoratet, Riksantikvaren og Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet, og henviser derfor videre til deres innspill

Kommentarene tas til etterretning. De påpekte forhold vil bli utredet i KU. Vi viser for øvrig til våre evalueringer av kommentarer fra KLDs underliggende direktorater.

9. NAV

Arbeids- og velferdsdirektoratet har gjort seg kjent med hovedinnholdet i høringssaken. Vi har ingen merknader til det fremlagte forslaget

Kommentaren tas til orientering

10. Landsorganisasjonen (LO)

LO vil understreke betydningen av at operatøren bestreber seg på å tilrettelegge for at norske aktører kan sikres oppdragene i prosjektet.

LO forutsetter at arbeidstakermedvirkning er blitt og blir ivaretatt i alle faser av prosjektet. 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.

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

Den støtten næringen trenger for å sikres gode langsiktige rammebetingelser henger

Kommentarene tas til orientering.

sammen med den aktiviteten og sysselsettingen næringen skaper i Norge.	
11.Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)	
NVE har ingen merknader til forslaget	Kommentaren tas til orientering
12. Kystverket	
Anlegget ligger godt utenfor ledene hvor hoveddelen av skipstrafikken foregår langs norskekysten. Aktiviteten under boring og installasjon av undervannsenheter og rørledninger må varsles i god tid. Det må vektlegges spesielt å overvåke og informere annen skipstrafikk i området i denne perioden	Kommentaren tas til etterretning. Varsel i forkant av offshore operasjoner som boring og installasjon av undervanns infrastruktur vil bli ivarettatt. Kommentaren innvirker ikke på KU.
På beredskapsområdet må en vurdere miljøkonsekvenser ut fra spesielt forekomst av sjøfugl i området. Dette er den artsgruppen som vil rammes hardest av et eventuelt utslipp. De nyeste oppdaterte data må benyttes fra SEATRAC og SEAPOP-prosjektet på dette feltet. For undervannsinstallasjoner og rørledning må overvåknings og sikkerhetssystemer beskrives. Mulighet til tidlig oppdagelse av lekkasjer, samt muligheter for raskt å kunne stenge av deler av installasjoner, sektorer av rørledning osv. vil være viktig for å kunne begrense omfanget av et eventuelt utslipp	Alvheim har gjennomført oppdatering av sin Miljørisikoanalyse (Environmental Risk Assessment = ERA Acute) i 2020 og da ble nyeste oppdateringer fra SEATRACK og SEAPOP- prosjektet inkludert. BAT-vurderinger for lekkasjedeteksjon vil bli gjennomført jfr tilsvaret til Mdirs kommentar.
Brønnen vil iht. beskrivelsen raskt behøve større mengder injeksjon av vann for å opprettholde produksjon. Rensesystemer for produsert vann må beskrives og optimaliseres. Ved høye nivåer av olje i produsert vann bør konsekvensvurderingen beskrive hvordan beredskapen for å håndtere slike utslipp skal planlegges.	Produsertvann blir et sentralt tema for prosjektet og KU. Det vil ikke forekomme høye nivåer av utslipp av olje med produsertvann, og beredskapstiltak mot akutt forurensing er normalt ikke aktuelt for produsertvann på norsk sokkel. Det henvises for øvrig til Miljødirektoratets kommentarer vedrørende løsning for produsertvann.
Gjennomføring av eventuelle oljevernaksjoner i dette området vil ha varierende grad av effektivitet basert på metode og årstid. Beredskapsplanen må beskrive ulike metoder for å bekjempe eventuelle oljeutslipp som er mest mulig effektive til ulike årstider. Oljens fysiske og kjemiske egenskaper må testes og beskrive så snart tilgjengelige prøver foreligger	Kommentaren tas til etterretning. Oljen vil bli testet når man har en oljeprøve fra produksjonsoppstart. Beredskapsmessige forhold vil bli nærmere adressert i KU. Oljevernplanen for Alvheim området vil bli oppdatert til å inkludere Trell og Trine

4 Områdebeskrivelse

4.1 Fysiske og oseanografiske forhold

Vanndyp i området ved Trell og Trine er 115-125 meter. Det ble gjennomført havbunnsundersøkelser av tre brønnlokasjoner i Trell området i 2013. Havbunnen beskrives som bestående av sand med lokal eksponering av underliggende leire (Renaud m.fl., 2013; DNV GL 2015-a). Dette er karakteristisk for denne del av Nordsjøen. Regionen ble sist undersøkt i 2021 (rapport forventet publisert i april 2022).

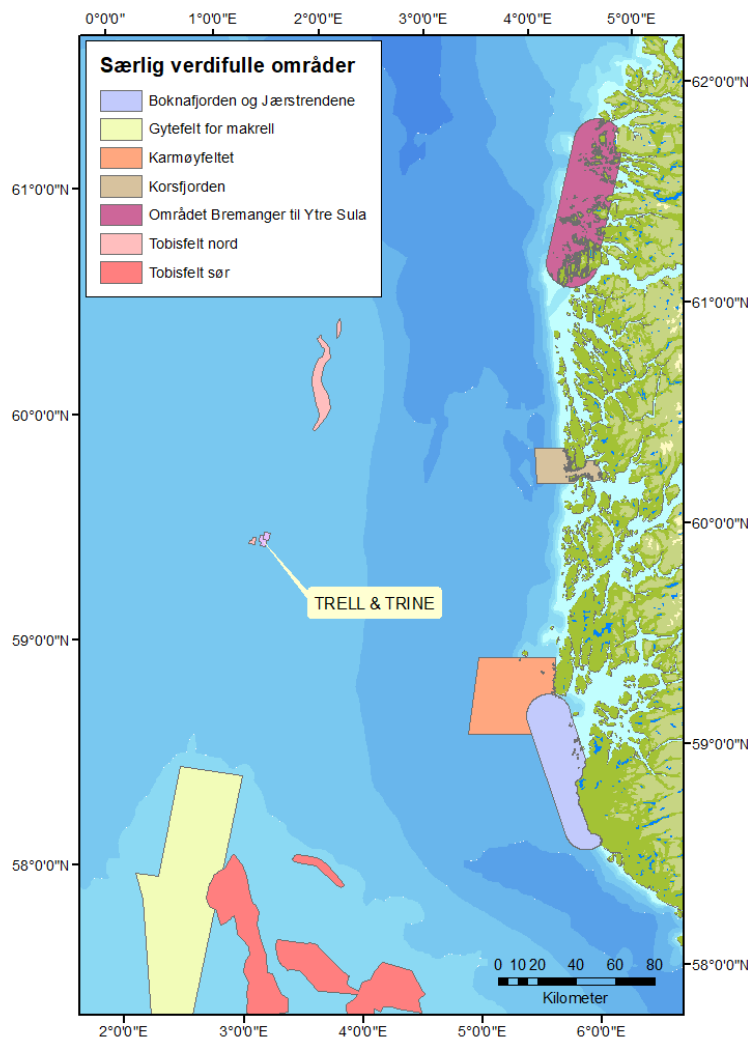
Strømsystemet i Nordsjøen kan deles inn i vinddrevne overflatestrømmer og dyperegående strømmer fra Atlanterhavet. Vann fra Atlanterhavet danner en sydøstgående strøm i dypere vannlag på sokkelen, hvor fremherskende strømretning i området ved Trell & Trine er sydøst. Dominerende vindretning er fra syd/sydvest.

4.2 Særlig verdifulle områder

Det finnes ingen SVO i nærheten av Trell og Trine. Tobisfelt Nord er et særlig verdifullt område (SVO) som ligger ca. 60 km nord for Trell og Trine (figur 3-1). Ved et større akuttutslipp vil det imidlertid finnes flere slike områder innenfor et antatt mulig influensområde. Dette gjelder i hovedsak de særlig verdifulle områdene: Gytefelt makrell, Karmøyfeltet, Korsfjorden, Boknafjorden-Jærstrendene og Bremanger-Ytre Sula. I tillegg er kystsonen generelt sårbar, men ikke karakterisert som SVO i Nordsjøområdet. Områdene er kort beskrevet under (Miljøverndepartementet, 2013):

- Tobisfelt Nord: gyte og leveområde for tobis.
- Gytefelt makrell: gyteområde for makrell.
- Karmøyfeltet: gyteområde for norsk vårgytende sild, egg og larver. Beiteområde.
- Korsfjorden: representativt område for Nordsjøen, mangfold av naturtyper, landskap, kulturhistorie, geologi, fugleliv.
- Bremanger-Ytre Sula: hekke-, beite-, myte-, trekk-, overvintringsområde for sjøfugl, samt kasteområde for kobbe.
- Boknafjorden-Jærstrendene: hekke-, beite-, myte-, trekk- og overvintringsområde for sjøfugl. Kasteområde for kobbe.

Det er nylig lagt frem et forslag til revisjon av SVOene, og hvor et internasjonalt kriterisett er benyttet (Eriksen m.fl., 2021). I dette forslaget utgår eksempelvis «SVO Gytefelt makrell», mens andre områder foreslås justert i utstrekning og nye er foreslått. Eventuelle endringer i SVO vil formelt bli gjort i forbindelse med Stortingets behandling av revidert forvaltningsplan.



Figur 4-1. Særlig verdifulle områder (SVO) i området hvor Trell og Trine er lokalisert samt i influensområdet til feltene (Kilde: Miljødirektoratet).

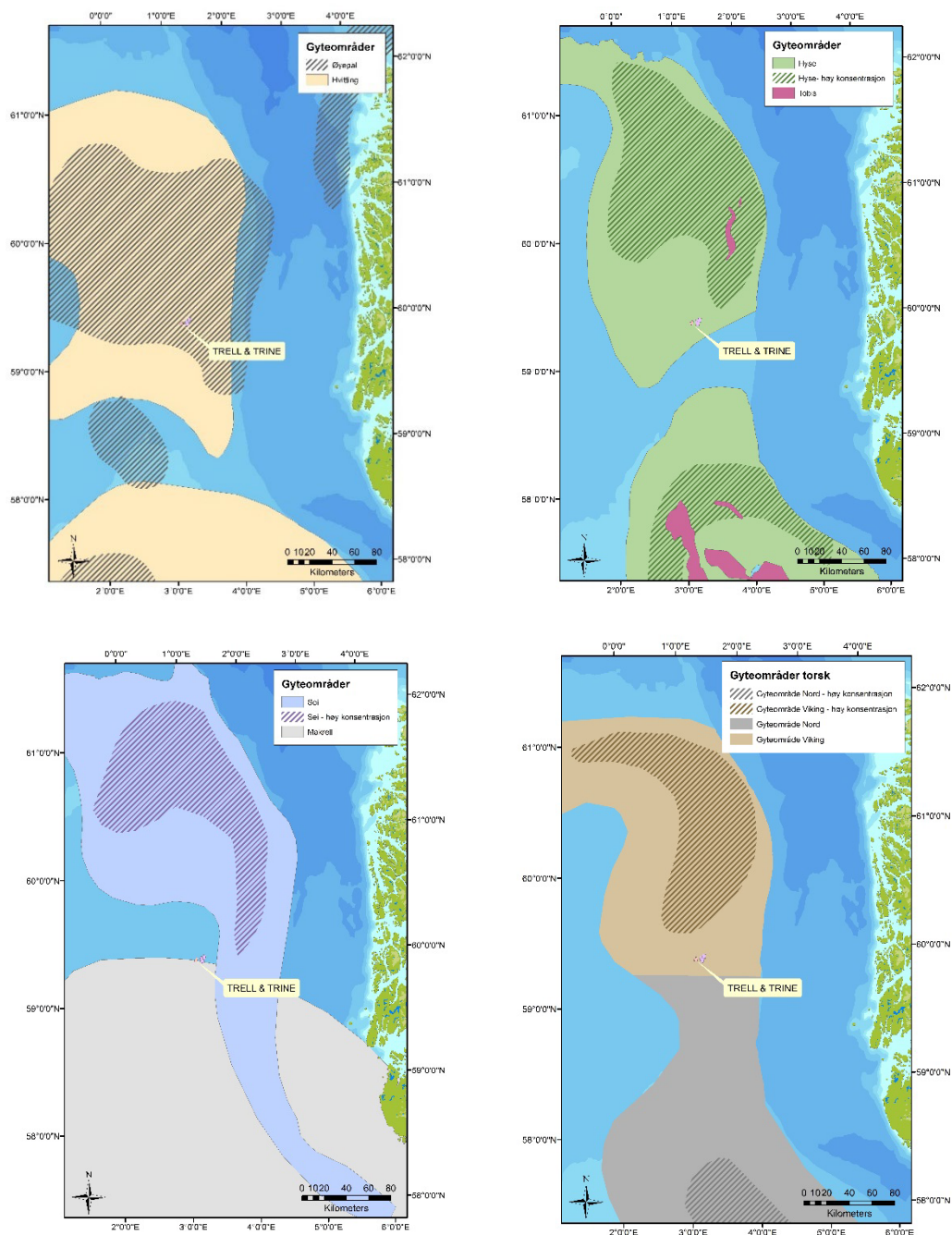
4.3 Biologiske ressurser

4.3.1 Fiskeressurser

Flere viktige fiskearter som torsk, sei, sild, makrell, taggmakrell, hyse, øyepål, brisling og hvitting oppholder seg i området hvor Trell og Trine er lokalisert (Ottersen m.fl., 2010; Miljøverndepartementet, 2013; HI 2017). Hvitting, makrell, hyse, sei, torsk, øyepål og tobis har gyteområder som overlapper eller som ligger nært opp til Trell og Trine (figur 4-2). Gytingen for de ulike fiskeartene foregår i ulike perioder gjennom året: hvittingen gyter i januar-juli, makrellen i mai-juli, hysen i mars-mai, sei i februar-mars, torsk i januar-april, øyepål i januar-mai og tobis i årsskiftet.

Fra Trell og Trine er det betydelig avstand til nærmeste tobisfelt, Tobisfelt Nord, som er vurdert som et særlig verdifullt område (SVO, se avsnitt 4.2). Dette området er sårbart for tobis gjennom hele året (miljøverdi 88 av 100) (havmiljø.no). Oppdatert kunnskap om tobis (havsil) på norsk sokkel er nylig publisert av Havforskningsinstituttet på oppdrag for Miljødirektoratet (Johnsen m.fl., 2021). Like øst for Trell og Trine finnes det videre et område som er moderat sårbart for sildelarver i april (miljøverdi 33 av 100). Trell og Trine -området regnes ellers som et lite sårbart havområde for fisk gjennom hele året (miljøverdi <1 av 100).

Miljøverdien beskriver hvor viktig et bestemt område er for økosystemet som helhet, basert på økologi, biologi og livsløp for arten. Miljøverdien går fra en skala fra 1-100, hvor 100 er av størst betydning.



Figur 4-2. Gyteområder for øyepål og hvitting (øvert til venstre), hyse og tobis (øverst til høyre), sei og makrell (nedrest til venstre) og torsk (nederst til høyre)

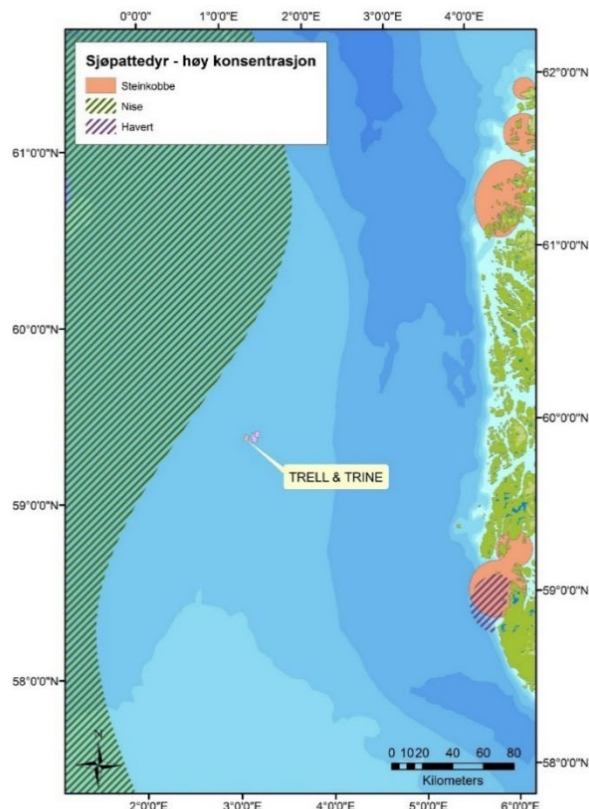
4.3.2 Sjøpattedyr

De vanligste hvalartene i Nordsjøen er vågehval, springere (kvitnos og kvitskjeving) og nise. Vågehvalen oppholder seg i Nordsjøen i forbindelse med næringsvandring, mens nise og springere er mer stedbundne. Også andre hvalarter kan være på kortere besøk i Nordsjøen. Resultater fra to store hvaltellinger, i henholdsvis 1994 og 2005, viste at bestanden av nise, vågehval og springere var stabil i disse årene (Miljøverndepartementet, 2013). Noe større forekomst av nise er å finne noe vest for Trell og Trine (figur 4-3).

Selartene steinkobbe og havert er de vanligste i Nordsjøen. Disse lever året rundt i kolonier spredt langs norskekysten, med kaste- og hvileplasser på land (figur 4-3). Haverten er flokkdyr som danner kolonier særlig i forbindelse med ungekasting (fødsel) og parring

(september–desember) og hårfelling (februar–april). Den norske bestanden av havert er økende etter at fredning av arten har ført til rekolonisering i tidligere utbredelsesområder (Miljøverndepartementet, 2013). Steinkobbe var tidligere klassifisert som *sårbar* (VU) i Norsk Rødliste, men er nå å regne som *livskraftig* (LC) (Artsdatabanken (2021, 24. november)).

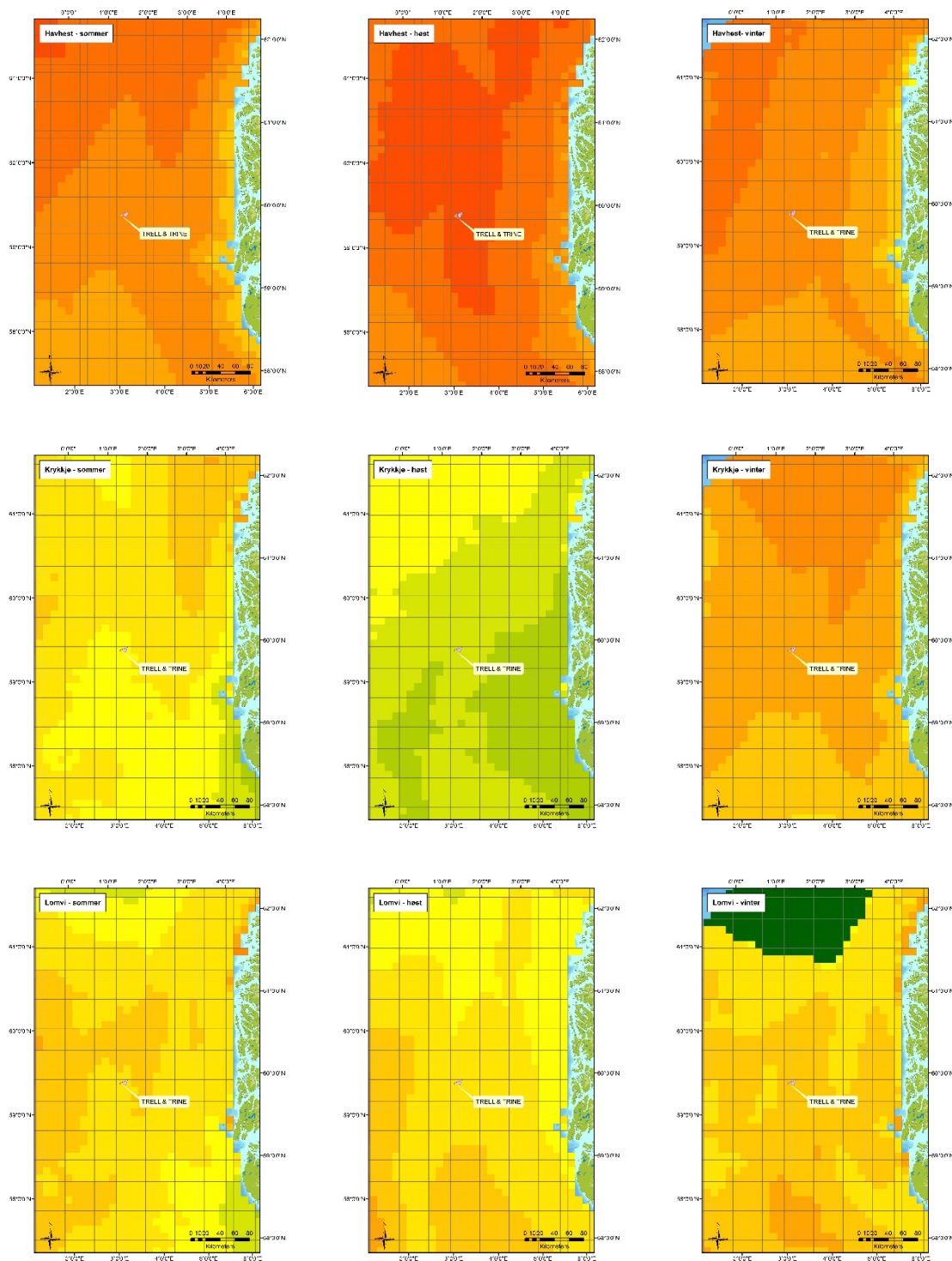
Trelle og Trine ligger i et område av Nordsjøen som regnes som et lite sårbart havområde for sjøpattedyr gjennom hele året (miljøverdi <1 av 100) (Havmiljø.no). Relevans for utbyggingen er primært i tilfelle av et stort oljeutslipp.



Figur 4-3. Områder med en høy konsentrasjon av nise i Trelle og Trine-området. Kaste- og hvileområder til havert og steinkobbe langs norskekysten (Kilde: HI/Mareano).

4.3.3 Sjøfugl

Sjøfugl finnes generelt i åpne havområder og deres utbredelse forandrer seg gjennom hele året og fra år til år. Sjøfugl regnes som svært sårbare ovenfor oljeforurensning og de pelagisk dykkende artene (lomvi, alke, lunde og alkekonge) anses som den mest utsatte gruppen. En estimert tetthet av de pelagisk overflatebeitende artene havhest og krykkje, samt den pelagisk dykkende arten lomvi, fordelt på ulike årstider i Trelle og Trine området, er vist i figur 4-4. Havhest og krykkje er klassifisert som *sterkt truet* (EN) og lomvi som *kritisk truet* (CR) i Norsk Rødliste 2021 (Artsdatabanken (2021, 24. november)).



Figur 4-4. Estimert tetthet av havhest, krykkje og lomvi fordelt på årstider (Kilde: SEAPOP).

**Tetthet av sjøfugl
(antall per 10 x 10 km²)**

0.000 - 0.001	0.101 - 0.316	31.63 - 100.0
0.001 - 0.003	0.316 - 1.000	100.1 - 316.2
0.003 - 0.010	1.001 - 3.162	316.3 - 1000
0.011 - 0.032	3.163 - 10.00	1000 - 3162
0.033 - 0.100	10.01 - 31.62	3163 - 10000

Området hvor Trell og Trine er lokalisert regnes som sårbart for lomvi i perioden april-juli (miljøverdi 66 av 100) og som moderat sårbart (miljøverdi 33 av 100) for havhest i perioden august-november. I tillegg finnes det et område like nordøst for Trell og Trine som regnes som sårbart for lomvi i perioden desember-juli (miljøverdi 66 av 100) (Havmiljø.no).

Det er ingen spesielt verdifulle områder (SVO) for sjøfugl i Heimdal-området (Gasbjerg m.fl., 2011).

4.3.4 Bunn dyr

Bunnfaunaen i Nordsjøen varierer geografisk og henger sammen med sedimentenes sammensetning. Dybde, temperaturvariasjon og strømforhold virker også inn på artssammensetningen, blant annet fordi de fleste bunnlevende arter har larver som transporteres med vannmassene. Det finnes forekomster av kaldevannskorallen *Lophelia pertusa* langs norskekysten. Larvene til kaldevannskorallen bunnsår på hardt substrat og det er derfor lite sannsynlig at koraller kan forekomme naturlig ved Trell og Trine, hvor bunns substratet er dominert av sand. Det er ikke påvist koraller eller annen sårbar havbunnsfauna i de deler av omkringliggende områder som er undersøkt. Gardline sin grunnlagsundersøkelse av området rundt tre aktuelle borelokasjoner på Trell fra 2013 bekrefter det samme bildet; det ble ikke identifisert noen kaldevannskoraller eller høy tetthet av svamp på noen av stasjonene. Tilsvarende ble det ikke observert habitater som oppført på Norges Rødliste for habitater (Gardline 2013).

Havbunnen lokalt ved Trell og Trine vil kartlegges gjennom grunnlagsundersøkelse før produksjonsboring.

4.4 Kulturminner

Det er ingen kjente funn av menneskeskapt materiale fra steinalderen eller skipsvrak i området hvor Trell og Trine er lokalisert, og ingen funn er gjort i forbindelse med prosjektspesifikke undersøkelser av lokaliteter og rørledningsruter. Kartverkets databaser angir imidlertid to kjente vrak hhv. 6 og 8,5 km nord/nordøst for Heimdal (Acona 2019).

Basert på kunnskap om tidligere havnivå, samt historiske data, vil det kunne være et potensiale for funn fra steinalderen og skipsvrak i området (Norsk sjøfartsmuseum, 2006), men sannsynligheten for funn vurderes som lav. Foreløpige resultater fra traseundersøkelsen i 2021 angir ingen funn av skipsvrak. Eventuelle funn vil bli varslet til kulturminnemyndighetene og hensyntas i videre planlegging og installasjonsarbeid.

4.5 Annen næringsvirksomhet

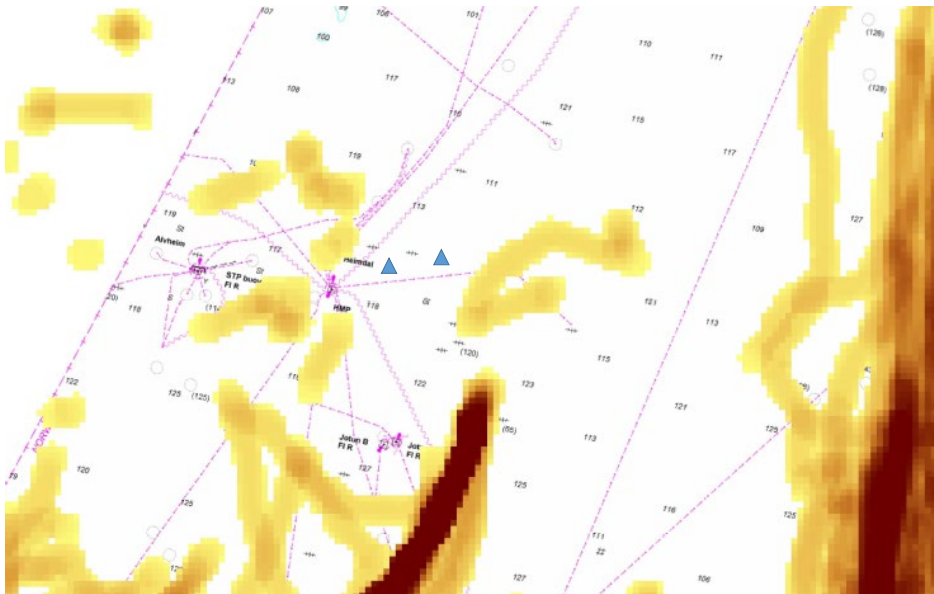
4.5.1 Annen petroleumsvirksomhet

Det har vært petroleumsvirksomhet i Heimdal-området gjennom flere tiår og her finnes felt i ulike stadier av livsløpet, med tilhørende infrastruktur (lokalisering vist i figur 1-1). Det er i dag drift på overflateinnretningene på Heimdal Gassenter og Alvheim FPSO, samt enkelte havbunnsanlegg. Rørledningene fra Trell og Trine vil krysse over gassrørledninger fra Oseberg og Huldra til Heimdal, Vesterled (til UK), Statpipe til Draupner, Grane-gassrør, heimdal kondensatrør til Brae (UK), samt rørledninger fra de ulike havbunnsfeltene (Skirne, Vale).

Ved overkryssninger vil rørledningene bli beskyttet med steinfylling og eventuelt betongmatter.

4.5.2 Fiskeriaktivitet

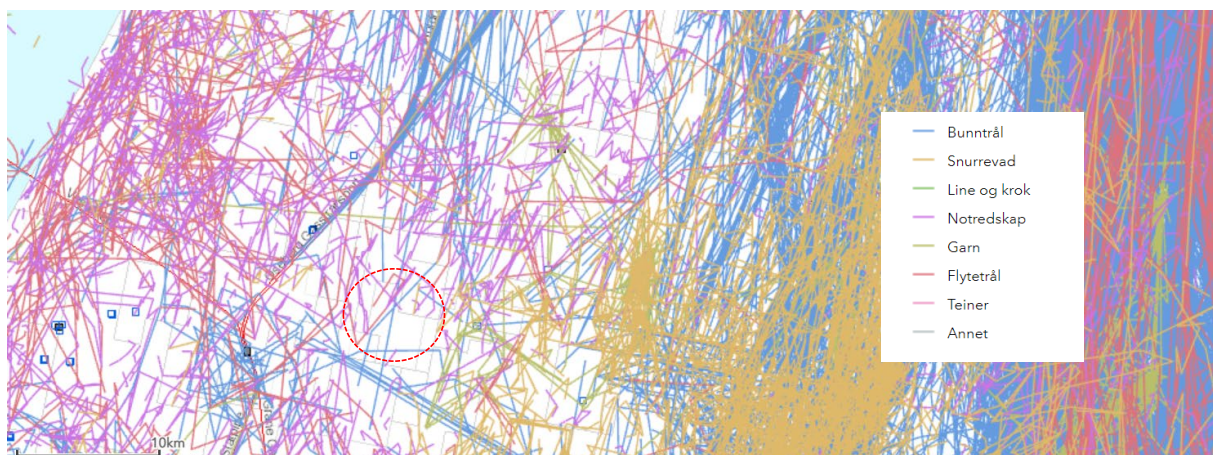
Sporingsdata fra norske og utenlandske fartøy, samt fangstrapportering, bekrefter at det er begrenset fiskeriaktivitet i nærområdet til Trell og Trine (figur 4-5).



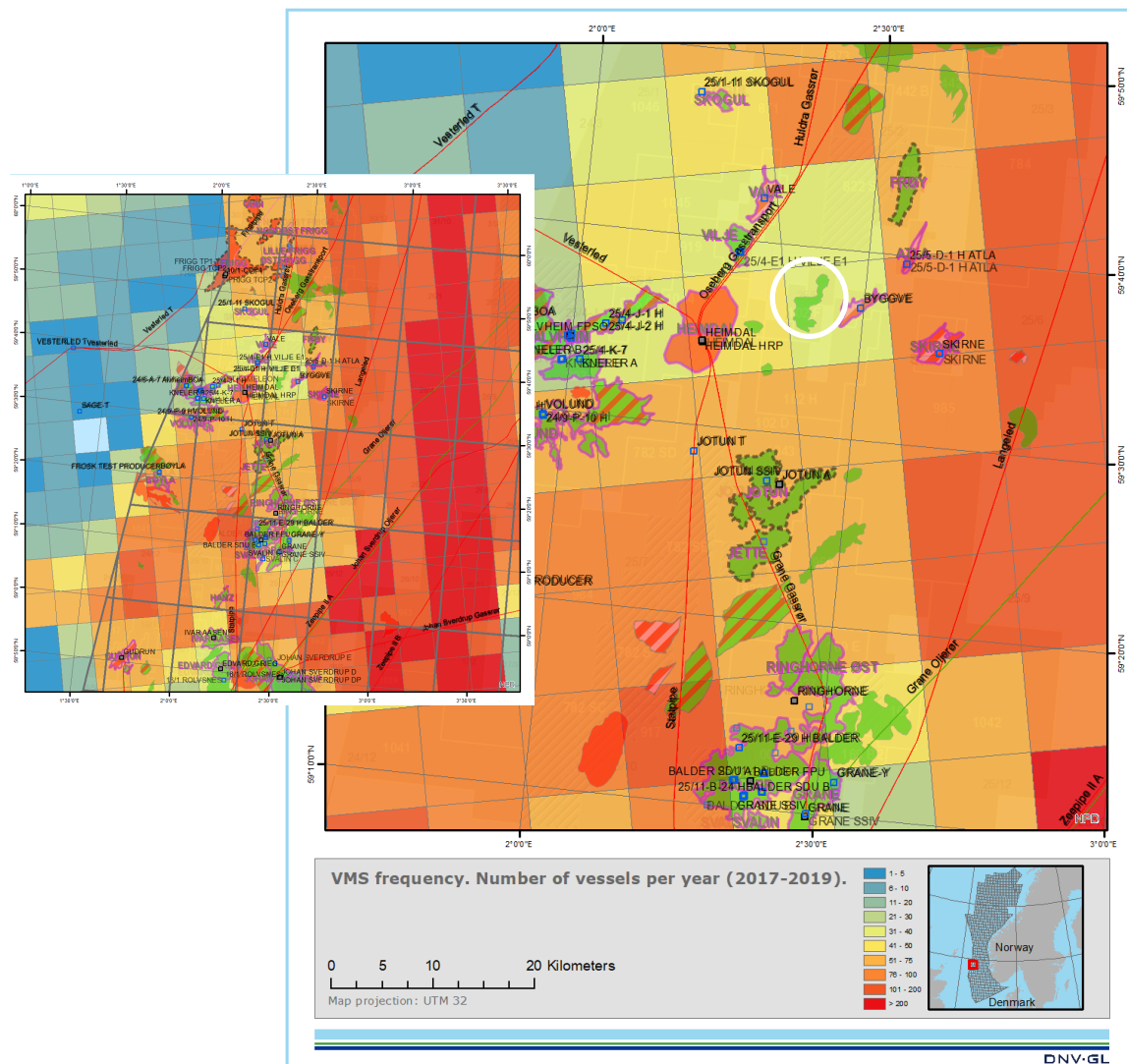
Figur 4-5. Fiskeriaktivitet i regionen, hvor mørkere farge betyr høyere aktivitet. (Kilde: Fiskeridirektoratets karttjeneste). Omtrentlig beliggenhet av Trell og Trine er markert med blå trekanter.

Grunnlagsrapporten til forvaltningsplanen (DNV 2011-b) konkluderer med at for Heimdal-området foregår det meste av fiskeriaktivitet øst for de områder hvor det drives petroleumsvirksomhet. For norsk fiske i området er pelagisk fiske av størst betydning, herunder blant annet snurpenotfiske i hovedsak etter sild, men også noe makrell. Norsk trålfiske finnes i hovedsak i sør- og vestskråningen av Norskerenna (lengre øst) (Fiskeridirektoratet, Norges fiskarlag og Norges kystfiskarlag, 2010), vist gjennom høy fartøysaktivitet i kartet under. Det pågår imidlertid noe utenlandsk (skotsk/britisk og dansk) tråling i området, ofte langs rørledninger, etter torsk, sei og lysing. Figur 4-6 angir redskapsbruk i området, herunder bunntårl, flytetårl snurrevad og not – alt i svært beskjedent omfang ved Trell og Trine.

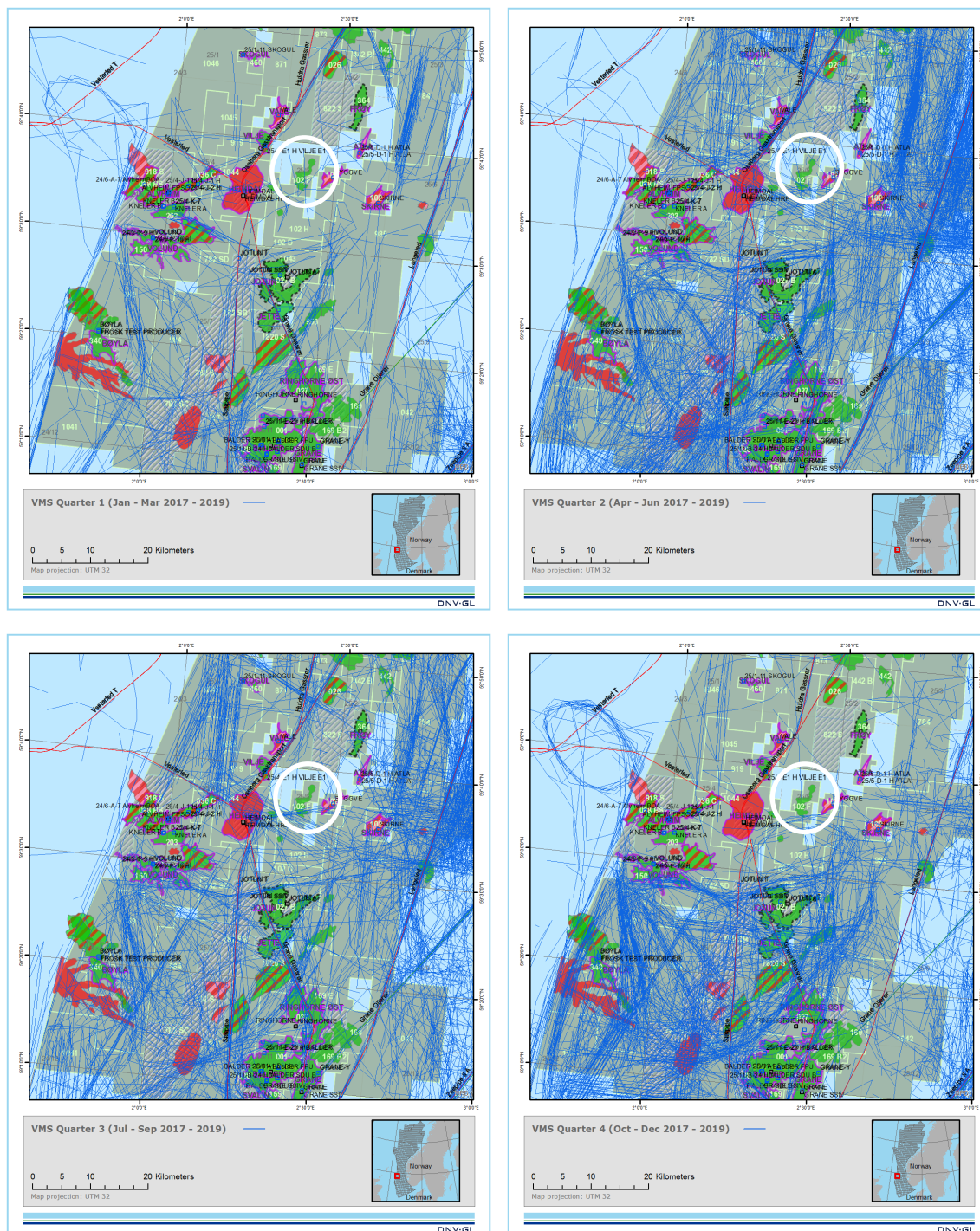
Dette generelle bildet er støttet også av nyere data fra fartøysporingen med 20-40 årlige passeringer per 10x10km rute i aktuelt område (figur 4-7 og 4-8). Dette antyder videre at 2. og 3. kvartal er de viktigste periodene gjennom året.



Figur 4-6. Fiske i området fordelt på redskap for norske og utenlandske fartøyer >15m. Kilde: Fiskeridirektoratet. Området med Trell og Trine markert med rødstiplet sirkel



Figur 4-7. Relativt omfang av fiskeriaktivitet i regionen, basert på fartøybevegelser fra fartøysporing 2017-2019. Datakilde: Fiskeridirektoratet, kart; DNV. Område med Trell og Trine markert med hvit sirkel.

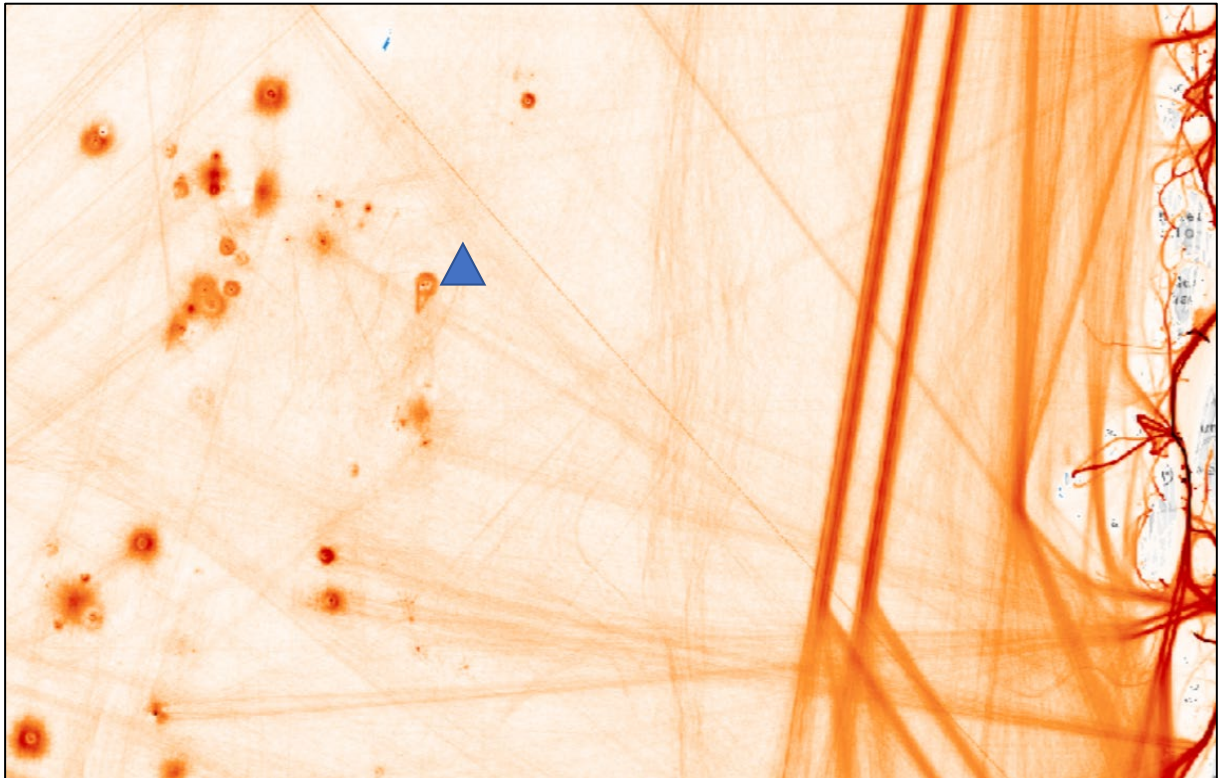


Figur 4-8. Kvartalsvisse fartøybevegelser basert på fartøysporing, 2017-2019. Kilde: Fiskeridirktoratet.

4.5.3 Skipstrafikk

Selv om Nordsjøen er et av verdens mest trafikkerte seilingsområder ligger Trell og Trine i et relativt lite trafikkert område, men hvor det finnes noen mindre trafikkerte leder (figur 4-9). Passerende handelstrafikk utgjør i størrelsesorden et par fartøy per døgn og karakteriseres som vanlige lastefartøy. Disse går i retning fra Oslofjorden/Skagerrak mot Island/Færøyene/nord for Shetland (Safetec, 2006). I tillegg er det trafikk her knyttet til drift av petroleumsfeltene, særskilt Heimdal og Alvheim. Petroleumsaktivitet og skipstrafikk utgjør et konfliktpotensial hovedsakelig knyttet til bruk av de samme havområdene. For feltutbygginger med havbunnsinnretninger gjelder dette i hovedsak ved boring og i

installasjonsfasen med tilhørende trafikk av fartøy som krysser. Figur 4-10 angir trafikk i området av utvalgte skips kategorier, henholdsvis tankskip og offshore forsyningsfartøy.



Figur 4-9. AIS-plott av skipstrafikktettheten i 2016-2017, i og omkring området hvor Trelle og Trine er lokalisert. Trelle og Trines beliggenhet er indikert med blå trekant. Kilde: havbase.no/Kystverket.



Figur 4-10. Tankskip (venstre) og offshore forsyningsfartøyer (høyre). Kilde: havbase.no/Kystverket.

4.5.4 Planer om anlegg for havvind

Det er ingen kjente planer om havvind i det aktuelle området.

5 Miljømessige konsekvenser av planlagt aktivitet

Dette kapitlet gir en vurdering av miljømessige konsekvenser ved utbygging og drift av Trell og Trine.

5.1 Valg av løsninger av viktighet for miljø / BAT-vurderinger

Norsk regelverk legger til grunn prinsippet om å anvende best tilgjengelig teknikk (BAT) ved valg av teknologi/systemer som kan ha betydning på signifikante miljøaspekter. Dette innebærer at antatt beste miljøløsning legges til grunn, og vurderes opp mot relevante alternativer i forhold til kriterier på miljø, teknisk og økonomisk gjennomførbarhet.

Prosjektet har vurdert relevante miljøaspekter og etablert et miljøaspektregister. En viktig leveranse fra denne prosessen er å identifisere teknologivalg/systemer som skal være gjenstand for BAT-vurdering for prosjektet. Disse ble også presentert i forslaget til program for konsekvensutredning, og ble kommentert av flere høringsinstanser.

De tema som er har vært gjenstand for BAT-vurdering i henhold til fastsatt program for konsekvensutredning er:

- Materialvalg i rørledning og utstyr i havbunnsanlegg
- System for styring av havbunnsventiler
- System for havbunnsbasert lekkasjedeteksjon
- Brønnopprensning

BAT-vurderingene er gjennomført med bruk av definerte hovedkriterier innen miljø, teknisk og økonomisk. Underkriterier på miljø inkluderer utslipp til luft og sjø, energibruk, materialbruk, kjemikaliebruk, avfall, fysisk fotavtrykk og uplanlagte utslipp/lekkasjer.

5.1.1 Materialvalg i rørledning

Det er gjennomført BAT-vurderinger for aktuelle materialer i produksjonsrørledningen. Aktuelle materialløsninger vurdert er karbon-mangan stål, rustfritt stål (CRA; *corrosion resistant alloy* (super duplex)), samt to karbonstålløsninger med en indre foring for å hindre korrosjon – enten mekanisk (komposittmateriale) eller metallurgisk (krom/rustfritt stål). Uavhengig av materialvalg i indre rør, har rørledningen en rør-i-rør utforming med et ytre rør i karbonstål.

Produksjon av karbonstål har lavere energibruk og utslipp til luft i produksjon av materialer enn tilsvarende for høylegerte stålqualiteter. Karbonstålrør krever imidlertid bruk av kjemikalier (korrosjonshemmer) i drift, noe som både utgjør et ressursforbruk og et utslipp til sjø. Volumet er estimert til 15-26 m³ per år og 350 m³ over feltets levetid.

Teknisk sett er karbonstålrør vurdert som best, som en velkjent og godt utprøvd løsning. En løsning med mekanisk foring (*liner*) har lavest teknologisk modenhet.

En viktig kommersiell faktor for tiden er knyttet til tilgang på høylegert stål, med forventede kapasitetsproblemer i produksjon og leveranse, og med mulige konsekvenser for prosjektets tidsplan.

Det er betydelige forskjeller i investeringskostnader for de ulike alternativene, hvor rustfritt stål har høyest investeringskostnad. Løsningen med karbonstål krever korrosjonshemmer, med tilhørende driftskostnader. De andre løsningene krever ikke kjemikaliebruk. Tabell 5-1 gir et kostnadsestimat for alternativene. Kjemikaliekostnadene måtte vært opp mot 8-10 ganger høyere før det blir økonomisk å velge en annen løsning enn karbonstål.

Tabell 5-1. Kostnadsanslag for de ulike rørledningsløsningene (MNOK, ikke diskontert), samt vurdering av tekniske og miljømessige forhold (Fargekoder; grønn-best, gul-noe dårligere; oransje-utfordrende).

Vurderingskriterie	Karbonstål	CRA-super duplex	Korrosjons-bestandig (mekanisk) innerlag	Korrosjons-bestandig (CRA) innerlag
Investeringskostnad (CAPEX)	127	497	270	497
Driftskostnader (OPEX)	17	0	0	0
Levetidskostnad (ikke diskontert)	142	497	270	497
Teknisk modenhet				
Teknisk anvendelighet og tilgjengelighet				
Utslipp til sjø				
Utslipp til luft				

Det er også verd å merke at rørledningen videre fra Øst Kamelon til Alvheim FPSO er av karbonstål, som samtlige andre rørledninger tilknyttet Alvheim. Brønnstrømmen ved Øst Kamelon krever derfor korrosjonshemmer. Denne tilsetningen måtte økes for å dekke brønnstrømmen fra Trell og Trine dersom det her ble valgt en løsning med høylegert stål. En eventuell miljøgevinst ved ikke å bruke korrosjonshemmer direkte i brønnstrømmen for Trell og Trine vil således bortfalle. (se også omtale i kapittel 5.4.2).

Basert på BAT-vurderingen er det anbefalt en rør-i-rør løsning med innerrør i karbonstål og med tilsetning av korrosjonshemmer i drift.

5.1.2 Materialvalg havbunnsanlegg/-utstyr

For stigerør og annen infrastruktur tilknyttet produksjonsrørledningen, er det gjort vurderinger av de tilsvarende materialalternativene som for denne. Karbonstål er vurdert best både teknisk og økonomisk, og er tilsvarende løsning som allerede er i bruk på Alvheim. Som følge av kjemikalie- og materialbruk, er denne vurdert som nest beste løsning miljømessig. Karbonstål er totalt sett vurdert som BAT.

For relevant utstyr i havbunnsproduksjonsanlegget er det vurdert bruk av høylegert stål (CRA) og et korrosjonsbestandig innerlag. Høylegert stål er anbefalt både ut fra tekniske og økonomiske kriterier. Alternativet med CRA er vurdert som best miljø-/materialmessig, men vurdert som underordnet i BAT-vurderingen balansert mot tekniske og økonomiske forhold.

5.1.3 System for styring av havbunnsventiler

Det er gjennomført en spesifikk BAT-vurdering for valg av løsning for styring av havbunnsventiler på Trell og Trine. Tre hovedløsninger er vurdert:

- Lukket hydraulisk system
- Åpent hydraulisk system
- Full-elektrisk løsning

Et åpent hydraulisk system er i dag i bruk på Alvheim og samtlige tilknyttede havbunnsfelt. Bruk av tilsvarende system er derfor teknisk og økonomisk fordelaktig ved at det enkelt kan videreføres for Trell og Trine. Hver ventiloperasjon medfører et utslipp av 5-6 liter

hydraulikkvæske. Aktuelt produkt (HW443ND) har en gul Y-2 komponent. Det er en ambisjon om å skifte ut dette produktet på sikt (jf. kap. 5.4.2).

Aker BP har erfaring med lukket hydraulisk system fra Skarv. Her er positive erfaringer med bruk av vannbasert væske i lukket system, men også erfaringer med lekkasjer – som utgjør anslagsvis en tiendedel i forhold til et åpent system. Det er imidlertid ikke tilrettelagt for et lukket hydraulisk system på Alvheim FPSO. En slik løsning her krever derfor både installering av nytt utstyr og større modifikasjoner på eksisterende anlegg. Ledig rør i styringskabelen har ikke tilstrekkelig diameter til å kunne ta en returlinje for hydraulikk, og en styringskabel med større diameter er da nødvendig. Kapasitetsproblemer i dreieskiven på Alvheim FPSO begrenser igjen muligheten for å legge inn et system med større returlinje (vil kreve større diameter av kontrollkabelen). En slik løsning vil derfor kreve ny dreieskive, som ikke er økonomisk gjennomførbart for prosjektet. Det er også sett på muligheten for etablering av returtank for hydraulikk i turretrommet for å unngå selve svivelen. Dette vil imidlertid kreve strømtilførsel, vil medføre ulike tekniske utfordringer – og er forlatt.

Et fullelektrisk system vil medføre omfattende ombygginger på Alvheim FPSO, som ville krevd en lenger periode med nedstengning av produksjonen, da det her ikke er tilrettelagt for en slik løsning. Strømtilførsel gjennom dreieskiven er identifisert som kritisk, med for lite kapasitet. En variant med alternativ strømforsyning (vindturbin) er derfor vurdert, men også forlatt (for kostbar og gir heller ingen reserveløsning ved bortfall). Kraftforbruket er vurdert til ca 0,65kW per ventiltre, som tilsvarer 8-12 tonn CO₂-utslipp pr år. En fullelektrisk løsning har videre tekniske krav til selve havbunnsanlegget, som er basert på standardkomponenter og således vil være kompliserende. Avgjørende faktor er imidlertid at en fullelektrisk løsning for sikkerhetskritiske komponenter ikke er teknisk kvalifisert (til TRL4 innen investeringsbeslutningen skal fattes)³, noe som vil representere en uakseptabel prosjektrisiko.

BAT-vurderingen anbefaler bruk av et åpent hydraulisk system – tilsvarende som er i bruk i Alvheim-området i dag. Ambisjonen på sikt er å kunne erstatte dagens hydraulikkvæske med et mer miljøvennlig produkt.

5.1.4 System for lekkasjedeteksjon

Aker BPs fjernmålingssystem har som mål å sikre at forurensing av betydning oppdages i henhold til krav i regelverk og spesifikke krav i utslippstillatelsene for hvert enkelt felt slik at bekjempelse kan starte så tidlig som mulig. Delelementer av systemet skal være i stand til å kartlegge og klassifisere akutt forurensing som beslutningsstøtte i en oljevernaksjon, og denne informasjonen skal kunne deles med relevante aktører i en oljevernaksjon. Aker BP har følgende minimumskrav til deteksjonssystemer på nye havbunnsutbygginger:

- Det skal i utgangspunktet være to uavhengige sensorteknologier
- Gjennom risikovurderinger kan dette kravet frafalles dersom det er dokumentert tilstrekkelig ytelse og regularitet av ett enkelt system i et område med lav miljørisiko
- Deteksjonssystemet skal kunne detektere lokasjon og omfang av lekkasjen
- Systemet skal kunne skille mellom gass og olje
- Det skal velges sensorteknologi som vil fungere i feltets levetid
- Sensorene skal enkelt kunne skiftes ut dersom levetiden på feltet blir forlenget

En overordnet strategi for lekkasjedeteksjon i Alvheim-området er utarbeidet. Som et trinn i dette arbeidet er det gjennomført en miljørisikobasert analyse (DNV 2021-b) for å avklare typer av lekkasjer som ikke blir fanget opp av overflatebaserte deteksjonssystemer, og potensiale for miljøkonsekvens fra denne type lekkasjer. Avhengig av mulig omfang av

³ Elektrisk drevet choke-ventiler er kvalifisert og vil bli vurdert videre som en mulig del av anbefalt løsning.

konsekvens blir det vurdert behov for spesifikke havbunnsbaserte lekkasjedeteksjonssystemer eller om regulær rørinspeksjon vil ivareta dette behovet. Trell og Trine er også omtalt i analysen. Erfaringsmessig oppstår lekkasjer hyppigst knyttet til koblinger og ventiler, med generelt lavere lekkasjesannsynlighet for rørledninger. Trell og Trine produksjonsrør vil være et rør-i-rør design, en løsning med lite erfaringsdata på lekkasjer, men antatt mer robust sammenlignet med et enkeltrør.

For de enkelte feltene (Bøyla, Kneler, Skogul, osv.) er det generelt funnet at kun svært små lekkasjer (<2 mm) ikke vil bli fanget opp av systemer for deteksjon på havoverflaten. Slike utslipp vil ikke ha målbare miljøvirkninger på sjøfugl og generelt heller ikke målbare virkninger i vannsøylen (fiskeegg og -larver). Det samme gjelder generelt også for lekkasjer på 5 mm. Større utslipp vil bli detektert, noe varierende mellom de ulike feltene. Kun lekkasjer >20 mm hullstørrelse medfører potensiale for vesentlige miljøvirkninger på sjøfugl, og med lav sannsynlighet. Det samme generelle bildet gjelder også for vannsøylen.

Trell og Trine ligger utenfor rekkevidden for oljeradaren på Alvheim FPSO. Større lekkasjer vil imidlertid i stor grad kunne fanges opp av satellitt. Det er besluttet å installere utstyr for lekkasjedeteksjon på brønnrammene på Trell og Trine.

Basert på de generelle resultatene fra miljørisikoanalysen bør et slikt system oppdage lekkasjer mellom 5 og 20 mm. Mindre lekkasjer vil bli tilstrekkelig avdekket gjennom årlig inspeksjon. Lekkasjer over 10 mm vil generelt bli oppdaget via satellittovervåking. Det planlegges med et lokalt havbunnsdeteksjonssystem for Trell og Trine.

Basert på nylige vurderinger for Skogul, Frosk og Trell og Trine er det konkludert med passiv akustiske sensorer som BAT for disse. Videre vurdering av omfang og plassering av sensorer vil bli gjort i detaljert prosjektering, for å finne mest mulig optimal løsning for Trell og Trine. Det vil være dialog med Miljødirektoratet omkring de vurderingene som blir anbefalt, og endelig redegjørelse om løsning for lekkasjedeteksjon vil bli gitt i PUD og vil ligge til grunn for senere søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven.

5.1.5 Brønnopprensning

Opprenskning av nye brønner er nødvendig før brønnen kan settes i normal produksjon. Før oppstart er det tilsatt kompletteringsvæsker som skal stabilisere brønnen. Egenvekt av denne væsken er justert med partikulært materiale som en sikkerhetsbarriere under boring.

Aktivitetsforskriften §69 krever at brønnopprensning av produksjonsbrønner skal planlegges og gjennomføres slik at utslipp til luft og sjø minimeres. Generelt vil en situasjon hvor brønnstrøm (gass, væske og partikler) fra opprensning sendes til en innretning med prosesseringsanlegg gi mindre utslipp til luft og sjø i forhold til en løsning hvor strømmen må brennes over brennerbom fra rigg. I Alvheim-området er det etablert praksis med brønnopprensning til Alvheim FPSO.

På Alvheim reinjiseres normalt over 90% av det produsert vannet. Det er en målsetning å holde reinjeksjonsgraden høyest mulig uten å risikere blokkasje av injeksjonsbrønnene som følge av partikler. Dette er en viktig forutsetning også i forbindelse med brønnopprensning.

Opprenskning av nye brønner på Alvheim medfører økte utslipp, hovedsakelig av to grunner:

- Vannrate overbord vil i denne perioden øke siden man ikke kan reinjisere vann med partikler fra en brønn under opprensning.
- Oljekonsentrasjon i produsertvannet som slippes ut til sjø vil i denne perioden være høyere enn normalt som følge av at partikler/emulgatorer fra komplettering/borevæsker reduserer separasjonseffektiviteten. Disse partiklene er i hovedsak kalkpartikler som stammer fra kompletteringsvæske.

Målsetningen er at den totale påvirkningen på miljøet av den langsiktige aktiviteten minimaliseres. Dette innebærer blant annet å raskest mulig rense opp nye brønner og med best mulig rensegrad, for å gjøre perioden uten reinjeksjon så kort som mulig. På Alvheim FPSO gjøres dette på følgende måte:

- Opprenskning over prosessanlegget fremfor over brennerbom på rigg. Det er miljømessig fordelaktig å kontrollere brønnstrømmene i prosessanlegget i forhold til alternativet med brennerbom, med direkte utslipp til sjø av ikke antent brønnstrøm. Fra prosessanlegget vil all væske rutes til slop tank. Eventuell produsert gass går til fakkel som brennes.
- Det lages en spesifikk plan for hver brønnopprenskningsoperasjon slik at man minimerer utslipp. Som del av planen vil periodevis forurenset vann føres direkte til oljetanker og ikke over bord. Ved normalisering av vannstrømmen (i denne perioden slippes alt produsert vann til sjø), vil det ligge mye partikler i systemet - hovedsakelig kalkpartikler.
- Opprenskningen gjøres i en kortest mulig periode.
- Eventuelle oljefilmer overvåkes og tiltak for å beskytte eventuelle ansamlinger av sjøfugl vurderes i samråd med miljørådgiver.
- Så snart partikkelnivået er tilbake på et akseptabelt nivå starter reinjeksjonen igjen.

Fra en ny brønn vil spor av partikler fra borevæske gradvis «slippe» fra omkringliggende reservoar, samt at bunnfall fra separatorer og rør gradvis vil vaskes ut. Disse partiklene vil kunne ha olje festet til seg, og vil følgelig vanskeliggjøre separasjon og renhetsgrad på produsertvannet. Som følge av partikkelbelastning i produsertvann kan en ikke injisere dette vannet da det kan blokkere injeksjonsbrønnene. Vann med høyt partikkelinnhold vil derfor bli sluppet til sjø, og blir først injisert når risiko for blokkering av injektorbrønner er akseptabel. Fra et miljøperspektiv er sikring av fremtidig injeksjon ansett som viktigst, slik at vi over tid kan re-injisere mest mulig produsert vann.

5.2 Miljøvurderinger verftsplattform

Både prosessering og eksport av brønnstrøm, samt drift av havbunnsanlegget på Trell og Trine, blir ivaretatt av verftsfeltet Alvheim med Alvheim FPSO. De løsninger som finnes her er derfor sentrale for miljøfotavtrykket for Trell og Trine. De to mest sentrale tema er energiproduksjon, herunder muligheten for kraftoverføring fra land, samt håndtering av produsert vann. Disse er omtalt i følgende delkapitler.

I tillegg blir det gjennomført oppgradering av gasskapasiteten for Alvheim, men dette tiltaket er uavhengig av Trell og Trine. Det har imidlertid noe miljømessig betydning, eksempelvis gjennom økt energibehov (ca. 2,6 MW) og noe økte diffuse utslipp (flere lekkasjepunkter; anslagsvis 100 kg/år). Gjennomføringen var gjenstand for BAT-vurderinger.

5.2.1 Kraft fra land til Alvheim FPSO

Det er tidligere gjort teknisk-økonomiske vurderinger av muligheten for å forsyne Alvheim FPSO med kraft fra land (i forbindelse med utbygging av Bøyla (Marilhøne) som havbunnsutbygging til Alvheim). Konklusjonen da var at dette ikke er økonomisk gjennomførbart.

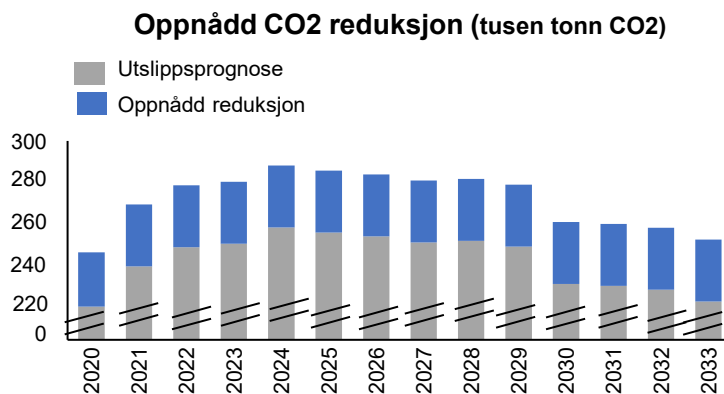
Det er flere tekniske begrensninger ved Alvheim FPSO med hensyn på tilførsel av strøm fra land. Hovedbegrensningene ligger i STP-bøyen (*Submerged Turret Production buoy/nedsenket produksjonsbøye*) og svivelen. STP-bøyen har ingen ledige gjennomføringer for en eventuell strømkabel fra land. Videre er evnen til å overføre elektrisk kraft opp til FPSO'en sterkt begrenset av tilgjengelig kapasitet i slip-ringene i svivelen. Elektrifisering av Alvheim FPSO er så omfattende at innretningen da må til land for et lengre verkstedopphold.

Alvheimlisensen har nylig gjennomført oppdaterte vurderinger, basert på dagens rammebetingelser og antagelser om fremtiden. Feltets levetidsperiode samt fremtidige ressurser som kan produseres utgjør da viktige variable. Uavhengig av levetidsscenario

kommer resultatet negativt ut økonomisk i et forretningsperspektiv. Dette skyldes i hovedsak høye investeringskostnader (vel 3,8 mrd NOK), men også tapte inntekter ved utsatt produksjon, da elektrifisering av Alvheim FPSO krever et lengre verkstedsopphold. I tillegg til de nevnte kostnader er det da tatt hensyn til driftskostnader, strømpris, økte inntekter fra gassalg og reduserte miljøavgifter.

Med et normalt forretningsoppsett blir kostnaden for hvert tonn redusert CO₂-utslipp på mellom 3 300 og 5 600 NOK avhengig av Alvheimfeltets levetid. Dette ligger langt over antatte fremtidige CO₂-kostnader, og løsningen er ikke økonomisk. Det må derfor til en dobling av CO₂-kostnadene før et slikt prosjekt er forretningsmessig gjennomførbart, eventuelt en betydelig økning i produserbare olje- og gassressurser - eller anslagsvis en reduksjon i investeringskostnadene med 80%.

Alvheim har derfor konkludert med at dagens energiløsning er BAT og beholdes, og å fortsette fokuset på energieffektiviseringstiltak. Hittil er det oppnådd utslippsreduksjoner på 31 000 tonn årlig (figur 5-1). Flere tiltak er identifisert for implementering, mens andre er under vurdering (kap. 2-12). Status for tiltakene blir rapportert i feltets årlige miljørapport.



Figur 5-1. CO₂-prognose for Alvheim inkludert unngåtte utslipp gjennom implementerte tiltak i perioden 2017-2020.

5.2.2 Produsert vann håndtering på Alvheim FPSO

Volumet av produsert vann til Alvheim FPSO vil øke i fremtiden (jf. figur 2-7). Det er derfor gjennomført et prosjekt for å øke kapasiteten på produsertvannhåndtering på innretningen. Anbefalt løsning er vurdert som BAT, og kapasiteten ivaretar full reinjeksjon av produsert vann. Hovedløsningen er som tidligere reinjeksjon – og rensing – men med oppdaterte kapasiteter for å ivareta kommende økte vannvolumer.

Systemet vil håndtere vannrater opp til 40 000 m³/døgn og det er 100% injeksjonskapasitet. Hovedtiltakene er som følger:

- Installasjon av nye linere i hydrosyklonene
- Oppgradering av pumpekarakteristikk og motor i boosterpumper
- Øke antall plater i kjølerne
- Bytte ut innmat i vanninjeksjonspumpene for økt strømningsrate
- Bytte ut strømningskontrollventil i vanninjeksjonspumper

En del av tiltakene ble gjennomført i 2021, de resterte blir gjennomført i 2022 og gir full kapasitet i anlegget.

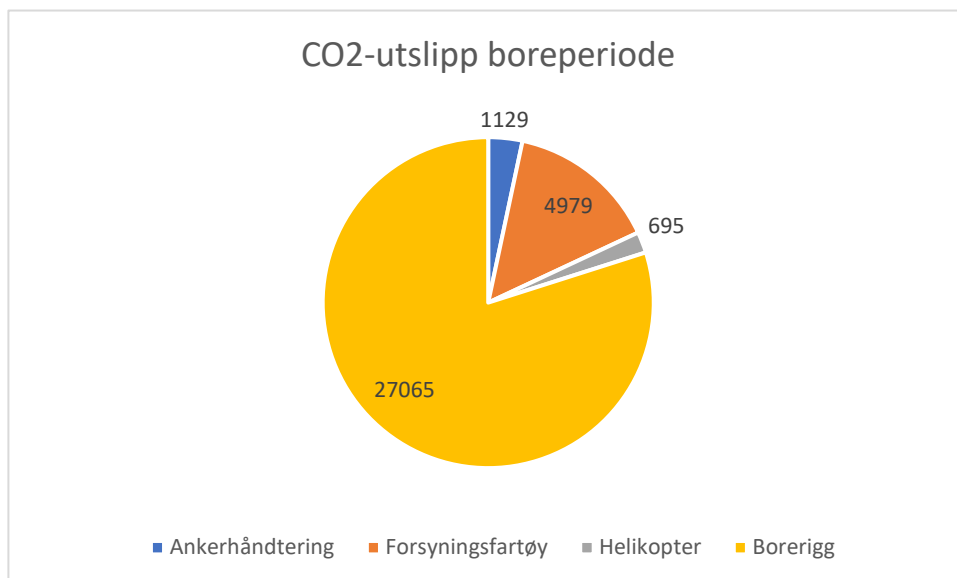
5.3 Utslipp til luft

Utslipp til luft på lokasjonen til Trell og Trine vil være knyttet til anleggsfasen (inkludert boring) og eventuelle perioder med brønnvedlikehold i drift. I drift vil generelt utslipp foregå fra vertsfeltet Alvheim.

5.3.1 Bore- og anleggsfase

I borefasen vil utslipp til luft være knyttet til kraftgenerering på boreriggen og støttefartøy. Boring vil mest sannsynlig bli utført fra en halvt nedsenkbar rigg. Borekampanjen vil medføre utslipp av CO₂ og NO_x, samt mindre mengder SO₂ fra dieselmotorer på boreriggen. En halvt nedsenkbar rigg vil i tillegg ha assistanse av ankerhåndteringsfartøy for utplassering og senere opptak av ankere/ankerlinjer.

Boretiden er estimert til 220 dager. Avhengig av riggstørrelse og energiløsning, vil utslipp til luft være i størrelsesorden 34 000 tonn CO₂. Dette inkluderer også ankerhåndteringsfartøy, forsyningsfartøy og helikoptertransport. Tilsvarende estimat for NO_x er i størrelsesorden 550 tonn, avhengig av fartøys- og riggtype.



Figur 5-1. CO₂-utslipp knyttet til boreperioden for Trell og Trine

Det er ikke avklart hvilken rigg Trell og Trine vil få tilgang på. Aker BP har imidlertid inngått en allianseavtale med Odfjell for bruk av halvt nedsenkbare rigger. Dette betyr at vi har tilgang på prekvalifiserte rigger. Denne type langtidsavtaler setter oss i en situasjon hvor vi har betydelig større inflytelse på gjennomføring av miljøtiltak på en rigg enn dersom riggavtaler gjøres enkeltvis. Riggene har i varierende grad gjennomført tiltak for miljø- og klimatiltak, men dette har betydelig fokus. Ulike tiltak inkluderer fokus på drivstoffreduksjon, installasjon av NO_x-scrubbere, installasjon av batteripakker for hybriddrift, osv. Som et incitament for klimatiltak på riggene deler Aker BP gevinsten fra reduserte miljøavgifter med riggeieren. Selve tiltakene vil imidlertid ha virkning langt utover kontraktsperioden med oss.

I anleggsfasen vil utslipp til luft være knyttet til kraftgenerering på fartøy i forbindelse med installasjonsarbeid, rørlegging og andre marine operasjoner. Dieselmotorene på de involverte fartøyene vil gi utslipp av CO₂, NO_x og SO₂. Omfanget av anleggsarbeid er begrenset; legging av rørledning og kontrollkabel – herunder grøfting og steininstallasjon, samt installering av to brønnrammer. Det er totalt estimert en fartøyaktivitet med totalt 225 fartøydøgn, tabell 5-2. Dette er estimert å medføre utslipp av i underkant av 20 000 tonn CO₂.

Tabell 5-2. Fartøyaktivitet i anleggsperioden og tilhørende CO₂-utslipp.

Aktivitet	Varighet (døgn)	CO₂-utslipp (tonn)
Survey	4	200
Rør og kabellegging	52	5000
Grøfting	34	4300
Steininstallasjon (3 turer)	22	1000
Transport og installasjon av manifolder, deksler mv.	23	2200
Installasjon av havbunnsinnretninger og tilkobling	90	6300
TOTALT	225	19 000

5.3.2 Driftsfase

Energiløsning på Alvheim FPSO og energibehov

Dagens energiløsning er beskrevet i kapittel 2.8. Normalt kraftbehov for Alvheim FPSO er på om lag 29,5 MW som utgjør om lag 67 % av kapasiteten. Årlige utslipp av CO₂ fra energiproduksjon fra Alvheim er ca. 180 000 tonn, og ca. 200 tonn NO_x (tabell 5-3).

Tabell 5-3. Utslipp fra energiproduksjon på FPSO Alvheim i 2020 (Aker BP, 2021).

Utslippspunkt	CO₂ (tonn)	NO_x (tonn)	nmVOC (tonn)	CH₄ (tonn)	SO_x (tonn)
Alvheim	178 802	200	24	68	1,4

Hovedkraftforbrukerne på Alvheim FPSO er til gasskompresjon og vanninjeksjon. Gassprosesseringskapasiteten økes nå fra 3,6 til 4,4 millioner Sm³/d. Dagens vanninjeksjonserate er på 24 000 m³/d og maksimal kapasitet er 35 000 m³/d. Denne økes nå til 40 000 m³/d.

Produksjon fra Trell og Trine vil utnytte eksisterende kapasitet på Alvheim FPSO, men vil i tillegg ha behov for kraft til gasskompresjon for gassløft. Trell og Trine vil også over tid medføre noe økte vannvolumer til Alvheim FPSO, som igjen krever energi for injeksjon. Produksjon fra Trell og Trine vil utgjøre i størrelsesorden 10% av gassproduksjonskapasiteten (til gassinjeksjon) og 20% av vannproduksjonen. Dette er anslått å utgjøre omlag 3,5 MW. Det er ikke behov for å oppgradere energianlegget på Alvheim som følge av Trell og Trine.

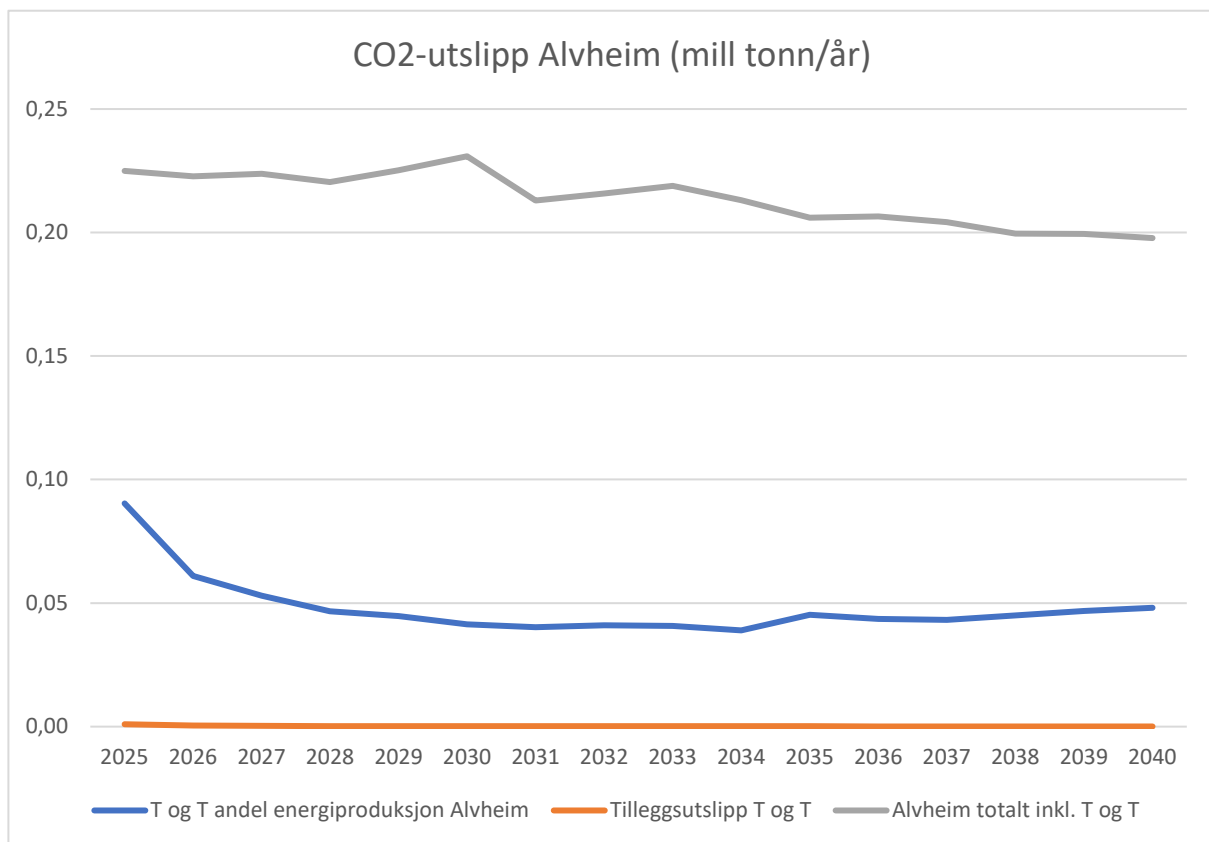
For Alvheim er omtrent 70% av energibruken fast og tillagt gasskompresjon. Resterende 30% er variabel energibruk avhengig av produksjon (fremkommet gjennom energikartleggingen på Alvheim FPSO). Olje fra Trell og Trine vil således i hovedsak påvirke sistnevnte. For å anslå Trell og Trine sin relative andel av utslipp til luft fra energiproduksjon på Alvheim FPSO, er det derfor noe forenklet sett på relativ andel av oljeproduksjon fra de innrapporterte prognosene til RNB2022.

Utslipp til luft fra Trell og Trine

I regulær driftsfase vil utslipp til luft fra prosessering og eksport av hydrokarboner fra Trell og Trine skje fra Alvheim FPSO. Utslippene av CO₂ og NO_x vil i hovedsak stamme fra kraft- og varmegenerering med turbiner. Andre kilder for utslipp til luft fra Alvheim FPSO er fakling, hvor oppstart av brønner er en viktig bidragsyter. Omfanget av fakling, og tilhørende utslipp til luft, vil likevel være begrenset da Alvheim FPSO har et lukket fakkellgassanlegg der det kun fakles av sikkerhetshensyn ved driftsavbrudd.

Årlig andel av oljeproduksjon fra Trell og Trine av totalen for Alvheim FPSO vil variere gjennom produksjonsperioden mellom 18% og 36%. Dette vil representere CO₂-utslipp fra

Alvheim varierende mellom 40 000 og 80 000 tonn årlig. Reelle økte utslipp vil imidlertid være helt marginale (<1000 tonn), figur 5-2.



Figur 5-2. Prognose for CO₂-utslipp fra Alvheim med relativ andel for Trell og Trine

I praksis bidrar ofte innfasing av ny produksjon til eksisterende anlegg til en mer effektiv drift per produserte enhet. CO₂-utslipp per produserte oljeenhet er beregnet for Trell og Trine til mellom 3,9 og 7,0 kg CO₂/fat oljeekvivalent, eventuelt noe høyere i senere driftsår. Tilsvarende for Alvheim varierer i området mellom 14,3 og 37,5 kg CO₂/fat oljeekvivalent, igjen eventuelt noe høyere sent i produksjonsløpet. Gjennomsnitt for norsk sokkel var for sammenligning i 2020 på 8,4 kg CO₂/fat oljeekvivalent (NOROG 2021).

Selve driften av havbunnsanlegget på Trell og Trine vil kun ha et marginalt kraftbehov, til måleinstrumenter osv. Det er ikke planlagt med oppvarming av rør.

Fakling

Fakling kan normalt forekomme i forbindelse med oppstart av nye brønner, samt ved trykkavlastning i forbindelse med planlagte eller uplanlagte driftsstanser. Planlagte driftsstanser vil være hvert fjerde år, i forbindelse med regelmessig vedlikeholdsstans. Uplanlagte lengre driftsstanser er, basert på erfaring, antatt én gang annethvert år. Dette er estimert å kunne medføre årlige CO₂-utslipp fra fakling for Trell og Trine i størrelsesorden 150 – 300 tonn pr. år.

5.3.3 Utslipp av nmVOC og metan

Lagring og lasting av olje samt diffuse utslipp/kaldventilering er kilder til utslipp av CH₄ og nmVOC fra Alvheim FPSO. I 2020 var utslippene henholdsvis på 82 tonn nmVOC og 143 tonn metan fra kaldventilering og diffuse utslipp. Utslipet fra lasting var på 1459 tonn nmVOC. Det vil være et bidrag fra Trell og Trine knyttet til lagring/lasting relativt til oljeandelen.

Det har vært gjennomført flere initiativ for redusert fakling og kaldventilering på Alvheim. I 2020 ble det implementert to tiltak relatert til reduserte antall fakkeltenningsepisoder samt i forbindelse med brønnopprenskninger. I 2021 er det gjennomført tre prosjekter som vil redusere kaldventilert volum, bedre slugkontroll for redusert fakling ved bruk av datakraft samt et prosjekt for å øke fleksibiliteten i gassbehandlingsanlegget og dermed spare energi.

5.4 Regulære utslipp til sjø

I anleggsfasen vil planlagte utslipp i hovedsak være knyttet til boring, og senere klargjøring av rørledningen for oppstart. I driftsfasen vil primær kilde til utslipp være produsertvann, i perioder med irregularitet i injeksjonen på Alvheim, samt mindre volumer oljeholdig drenasjevann. Det vil også være mindre utslipp fra operering av havbunnsventiler.

5.4.1 Bore- og anleggsfase

De to øverste seksjonene av brønnene vil bli boret med sjøvann og vannbasert borevæske. Sedimenter fra øvre topphullet vil slippes ut ved borehullet (anslagsvis 40-50 m³/brønn), mens neste seksjon vil gå til rigg for separasjon av borevæske før utslipp (anslagsvis 300 m³/brønn). Totalt volum til utslipp er estimert til vel 1200 m³.

De tre nedre seksjonene, inkludert sidestegene samt pilothullene for Trell og Trine, vil bli boret med oljebasert borevæske. Utboret kaks vil bli fraktet til land. Dette utgjør omlag vel 300-500 m³/brønn og totalt 1400 m³/kaks til land.

Basert på miljøovervåking og erfaringer fra tidligere boring, er det ikke forventet vesentlige miljøkonsekvenser fra utslipp av kaks med vannbasert vedheng utover nærmeste 50-100 m (Renaud m.fl, 2008; Bakke m.fl., 2012). Effektene vil være relatert til overdekking (nedslamming) av lokal bunnfauna, og er forventet å ville restituere naturlig i løpet av få år. I region II er det generelt lite areal med påvirket bunnfauna som følge av boreutslipp (AkvaplanNIVA 2010; STIM, 2019), betydelig redusert i forhold til målinger på 1990-tallet (Renaud m.fl, 2008). For Alvheim har forholdet vært stabilt lavt siden 2009, for Heimdal gradvis forbedret siden 1997 (STIM, 2019).

Utslipp til sjø i oppstartfasen vil være knyttet til tømning av rørledning og oppstart av brønner. Brønnopprenskning ved oppstart av nye brønner vil bli utført på Alvheim FPSO (omtalt i kapittel 5.1.5), og vil periodevis medføre utslipp til sjø.

Kjemikaliebehandlet vann fra rørledningen vil kunne inneholde korrosjonshemmer, oksygenfjerner, biocid og fargestoff. Før oppstart vil rørledningen bli pigget og det inhiberte vannet slippes direkte til sjø (etter søknad til og tillatelse fra Miljødirektoratet). Totalt volum er anslagsvis 1500 m³ kjemikalieinhibert vann.

Utslippene vil senere bli nærmere beskrevet i søknad om virksomhet til Miljødirektoratet.

5.4.2 Driftsfase

Produsertvann

I driftsfasen er utslipp til sjø i hovedsak relatert til utslipp av produsert vann, som periodevis vil foregå fra Alvheim FPSO. Alvheim FPSO har injeksjon av produsertvann som primær løsning.

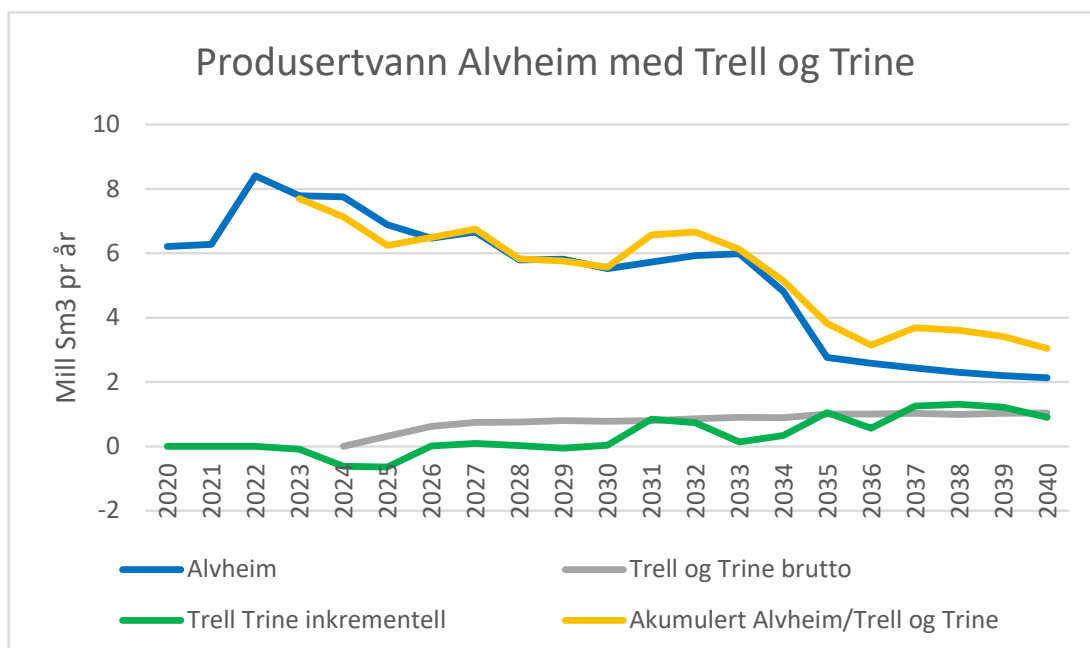
Produsertvann fra Trell og Trine har opprinnelse i samme vannforekomst og er vurdert å ha tilnærmet tilsvarende sammensetning. Det er analysert prøver for vann fra Trell og en har god kunnskap om sammensetning og kjemi. Brønnstrømmen fra Trell og Trine vil blandes med brønnstrømmen fra Øst Kamelon.

En del felt som mottar ekstern brønnstrøm har erfart problemer med separasjon og rensing av produsertvann (DNV GL 2015-b). Dette kan skyldes forskjeller i væskene mellom egne og de eksterne reservoarene, endret trykk- og/eller temperaturforhold og/eller kjemikaliebruk. Alvheim FPSO produserer fra en rekke reservoarer, både egne og eksterne, hvor siste er Skogul og hvor etterhvert også Kneler Øst Gekko (KEG) og Frosk vil tas inn. Det har også for Alvheim vært utfordringer ved innfasing av nye brønner, spesielt ved innfasing av Bøyla i 2015 hvor injeksjonsgraden sank fra 89% i 2014 til 63% i 2015, og hvor oljekonsentrasjonen i utsluppet vann økte fra 12,6 mg/l til 26,1 mg/l. Disse utfordringene ble etterhvert løst. I 2020 og 2021 var andelen av reinjisering 89-90%, og årlig gjennomsnittlig konsentrasjon av olje i utslippet vann 16,8 i 2020 og oppe i 24,8 mg/l i 2021. Sistnevnte skyldes perioder med høy konsentrasjon som følge av sand i 3.parts separator og hydroykloner. Det var også en brønnoppstart i denne perioden. Sandproblematikken er nå løst og det forventes ikke problemer med separasjon på Alvheim utover i forbindelse med brønnoppstart og ved høye bølgebevegelser.

Det er høstet en del erfaring med slike situasjoner og denne kunnskapen vil bli benyttet ved planlegging for og innfasing av Trell og Trine, for å unngå og/eller begrense slike virkninger. Det er blant annet etablert spesifikke prosedyrer for brønnopprensning og oppstart av brønner (se kap 5.1.5). I den videre planprosess vil det være tett dialog med Alvheim-organisasjonen omkring produsert vann.

Det vil bli gjennomført kompatibilitetsstudier på produsert vann fra Trell og Trine for å sikre god separasjon. Vannkapasitet på Alvheim blir oppgradert fra 1200 m³/dag til 1500 m³/dag for å sikre god kapasitet og separasjon. Videre vil anlegget for reinjeksjon oppgraderes med nyere utstyr som man forventer har bedre regularitet. Målsetningen er at alt vann i normal drift skal reinjiseres.

Som angitt i kapittel 2.6 utgjør den akkumulerte inkrementelle vannproduksjonen fra Trell og Trine vel 7 mill Sm³, mens bruttoproduksjonen er ca 13 mill Sm³. Differansen ligger i vann som ikke blir produsert som følge av innfasing av Trell og Trine, dvs. brønner som da stenger ned tidligere enn uten prosjektet. I perioden 2020-2040 vil Alvheim uten Trell og Trine produsere ca. 74 mill Sm³ produsertvann. Nettobidraget fra Trell og Trine er illustrert i Figur 5-3 med grønn linje og gul linje for akumulert vannproduksjon med Trell og Trine. Grå linje er total vannproduksjon fra Trell og Trine dersom vann ikke hensyntar virkningen på andre brønner.



Figur 5-3. Prognose for produsertvann for Alvheim og med bidrag fra Trell og Trine. (RNB 2022)

Det forventes at det meste av produsert vann fra Trell og Trine vil bli injisert. Basert på dagens kunnskap er det ikke forventet akutte miljøvirkninger utover det nærmeste utslippspunktet for produsert vann, for perioder med utslipp. Mulige langtidsvirkninger av slike utslipp er mer usikre og gjenstand for forskning (Bakke m.fl., 2012; 2013; Beyer m.fl., 2020), men forventes ikke basert på dagens kunnskap.

Produksjonskjemikalier

Rørledningen nedstrøms tilkoblingspunkt på Øst Kamelon er av karbonstål og det vil derfor være behov for å injisere korrosjonshemmer uavhengig av materialvalg i produksjonsrørledningen fra Trell og Trine. Dette gjelder også for rørledningen for gassløft. Det er begrenset med CO₂ og ikke H₂S i brønnstrømmen. Volum av korrosjonshemmer som må tilsettes er vurdert som moderat, med konsentrasjon på anslagsvis 20 ppmv. Dosering av korrosjonsinhibitor følger av vannmengden. Korrosjonshemmeren følger vannfasen. Trell og Trine forventes ikke å produsere vann frem til 2030. På grunn av kapasitet på Alvheim FPSO vil oppstarten av Trell og Trine i 2025 fortrenge store vannprodusenter fra andre deler av Alvheimområdet, og således medføre en reduksjon i bruken av korrosjonsinhibitor frem til 2030. Etter 2030 vil det være en mindre økning i bruken av korrosjonsinhibitor relatert til Trell og Trines bidrag til det totale vannvolumet. Kumulativ vannproduksjon fra Trell og Trine over levetiden er forventet til ca. 7 mill m³. Total vannmengde for Alvheimområdet i samme periode er ca. 82 mill m³. Bidraget til bruk av korrosjonsinhibitor på Alvheim relatert til Trell og Trine er dermed vurdert som begrenset.

Vokshemmer vil bli benyttet ved stans og oppstart av produksjonen, med en konsentrasjon på 250 ppmv. Vokshemmeren vil følge oljefasen.

Det er ikke vurdert å være behov for kjemikaliebruk mot hydratdannelse under normal produksjon. MEG vil bli benyttet ved oppstart av produksjon etter lengre produksjonsstans, med et anslagsvis behov på i størrelsesorden 35-40 m³.

Det er generelt lite problemer med avleiringsproblematikk på Alvheim, og avleiringshemmer benyttes kun ved behov. For Trell og Trine er det vurdert å være behov for å tilsette avleiringshemmer i brønner og topside, med en konsentrasjon på 20 ppmv. Avleiringshemmeren vil følge vannfasen.

Behovet for asfaltenhemmer er foreløpig usikkert, men kan være omlag 100 ppmv. Dette vil følge oljefasen.

Utslipp ved styring av havbunnsventiler

Havbunnsbrønner styrt fra Alvheim FPSO benytter et hydraulisk system for styring av ventiler uten returlinje. Alternativer er vurdert for Trell og Trine, herunder gjennomføring av en BAT-vurdering som også omfattet muligheten for delvis elektrisk styring (se kap 5.1.3).

Trell og Trine vil koble seg til eksisterende HPU på Alvheim som forsyner all undervannsinfrastruktur med hydraulikk. Hydraulikkvæske som blir benyttet på Alvheim er Oceanic 443ND i gul Y2 klasse, en gul komponent som utgjør omkring 10%. Det vil være svært komplisert og kostbart å bytte ut eksisterende hydraulikkvæske, da en utskiftning på ett prosjekt vil innvirke også på alt annet utstyr som er installert på feltet. Leverandøren har utviklet et alternativt produkt uten gul underkategori Y2, men produktet er ikke kvalifisert på Alvheim. En kvalifiseringsprosess vil være krevende med tanke på personell og kostnader og er ikke forventet å kunne gjennomføres før tidligst i 2023.

Substitusjon av aktuell hydraulikkvæske inngår som et spesifikt miljømål i Alvheims strategiske områdeplan.

5.5 Fysiske inngrep og støy

Havbunnen i området ved Trell og Trine og langs rørtrassè til Øst Kamelon er generelt dominert av sand. Slikt habitat er normalt ikke vurdert som av spesiell viktig miljøverdi og her finnes ikke dokumenterte naturlige sårbare miljøverdier som kaldt vannskoraller eller andre sårbare habitater på OSPAR-lista (OSPAR, 2008).

Traseen går omlag 1,2 km nord for Heimdal og 2,1 km fra nærmeste tidligere letebrønn. Det er derfor antatt at sedimentene langs traseen er ukontaminerte.

Fysiske effekter fra utbyggingen vil være i form av inngrep i havbunnen knyttet til installasjon av havbunnsrammer og rørlegging/overdekking. Produksjons-, gassløftrørledning og styringskabel vil bli grøftet og tildekket. Der det ikke er mulig å grøfte vil det bli overdekket med stein, anslagsvis 30% av strekningen. I tillegg kan det bli dannet ankergrøper dersom oppankret rigg benyttes for boringen.

Litteraturen angir at rørlegging kan ha en påvirkning innen avstand 5 meter, steininstallasjon ut til 15 meter. Nedgrøfting med vannspyling kan påvirke ut til 50 meter, men med størst påvirkning innen halve avstanden (NOROG 2019). Utslipp av borekaks fra øvre seksjoner vil medføre tildekking med partiklært materiale, hvor tykkelse over 10 mm antar å medføre vesentlige virkninger på lokal bunnfauna. Berørt område er generelt avgrenset til innenfor 100 meter.

Konsekvenser av slike inngrep i denne type miljø vurderes generelt som marginale og temporære. I løpet av få år vil havbunnen utjevnes og normal bunnfauna vil re-etableres. Unntaket er områder dekket med stein, som vil være permanent og også tilrettelegge for etablering av arter som krever fast substrat som grobunn.

Lyd fra pæling (for forankring av havbunnsinnretninger i havbunnen) kan skade hørsel og skremme vekk mobile dyr (Sivle m.fl., 2022). For Trell og Trine vil omfang og varighet av pæling for forankring av havbunnsanleggene til havbunnen, være begrenset. Eventuelle virkninger antas avgrenset til enkeltindivider av sjøpattedyr og fisk, og vil i hovedsak medføre midlertidige adferdsendringer (skremmeeffekt).

5.6 Avfallshåndtering

I anleggsfasen er største mengde avfall utboret kaks med rester av oljebasert borevæske. Dette vil bli fraktet til godkjent anlegg på land for behandling og deponi, anslått til 1400 m³ utboret kaks samt eventuell brukt og ikke gjenvinnbar borevæske. Boreriggen vil ha egen avfallsplan for sin aktivitet.

I driftsfasen vil det ikke være spesifikke avfallsstrømmer tilknyttet Trell og Trine. Alt blir ivaretatt gjennom eksisterende avfallsplaner og -ordninger på Alvheim FPSO.

5.7 Virkninger for kulturminner

Som angitt i kapittel 4.4 er det ikke identifisert kulturminner i form av skipsvrak eller steinalderfunn gjennom havbunnsundersøkelser på feltlokalitet og rørledningsrute. Det er således ikke forventet negative virkninger av prosjektet for kulturminner.

Dersom slike funn blir gjort vil dette umiddelbart varsles til kultutminnemyndighetene for nærmere avklaring.

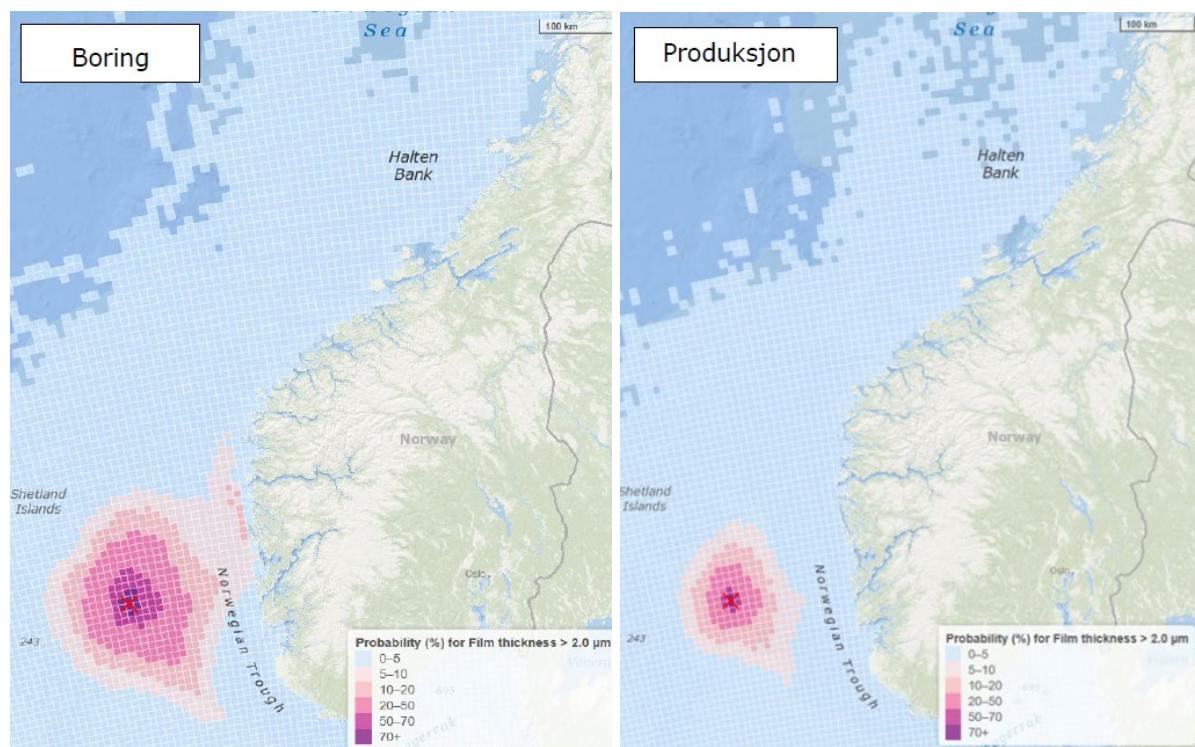
6 Risiko for akutte utslipp, mulige konsekvenser og beredskapstiltak

6.1 Miljørisiko

Større akuttutslipp fra et havbunnsfelt kan forekomme i form av ukontrollert utstrømming fra brønn eller ved brudd/lekkasje på rørledning/tilkoblingspunkter. Sannsynligheten for denne type hendelser er imidlertid svært lav og motvirkes primært gjennom design av robuste løsninger, inspeksjon og vedlikehold. I tilfelle av et større oljeutslipp kan dette medføre betydelige negative konsekvenser på naturressurser og miljøverdier, hvor omfang av konsekvenser avhenger av en rekke faktorer (oljemengde, -kvalitet, værforhold, sesong, forekomst av naturressurser, osv.).

Det er nylig gjennomført en oppdatert miljørettet miljørisikoanalyse for Alvheim-området (Alvheim og tilknyttede felt), som vurderes som representativ for konsekvensutredningen for utbygging og drift av Trelle og Trine (DNV 2021-a)⁴. Analysen angir miljørisiko ved høyaktivitetsperioder og normal produksjon som er innenfor selskapets akseptable kriterier, for henholdsvis både sjøfugl, fisk, og kyst og strand.

Influensområde av en utblåsning fra området under henholdsvis produksjonsboring og drift er modellert og angitt i figur 5-4. En grense for 5 prosent sannsynlighet for treff av olje legges normalt til grunn for konsekvensutredninger. Denne er indikert med svak rosa farge i kartene, og angir mulighet for at olje kan berøre land langs kysten av Vestland fylke, avgrenset til boreperioden. I driftsfasen er det under 5% sannsynlighet for at olje treffer land etter en utblåsning.



Figur 5-1. Sannsynlighet for oljefilmtykkelser over 2 mikrometer i 10x10 km ruter gitt utblåsning fra boring (venstre) og produksjon (høyre).

⁴ En oppdatert analyse som omfatter Trelle og Trine vil bli gjennomført og lagt til grunn for produksjonsboring og drift.

Sjøfugl er generelt den naturressursen som er mest utsatt ved større oljeutslipp. Dette gjelder også ved utblåsning i Alvheim-området. Miljørisikoanalysen har vurdert konsekvenser for en rekke arter. Sannsynlig størst konsekvens er funnet for arten havhest, med tapsandel for bestanden på inntil fem prosent. Sannsynligheten er imidlertid beregnet til over 98 prosent for en «mindre/ubetydelig» miljøskade. For de fleste arter vil tapsandel være under en prosent. Det er noe variasjon i konsekvenspotensial over året, også varierende mellom arter.

Også strandmiljø er sårbart for oljepåvirkning etter et utslipp. Som nevnt er det lav sannsynlighet for at olje vil nå land. Det er beregnet 74 prosent sannsynlighet for ingen (<1 km) påvirkning på strandfauna ved utblåsning fra boreaktiviteten på Alvheimfeltet, og vel to prosent sannsynlighet for å berøre <250 km kystlinje.

Det er også utført modellering over mulige konsekvenser for fiskeegg og -larver. Langvarige utblåsninger fra boreaktivitet gir marginale larvetap for både torsk, sild og tobis med ingen årlig sannsynlighet for larvetap over 1 prosent. Konsekvensen for de modellerte fiskeartene, gitt boreaktivitet på Alvheimfeltet, er i kategorien *Mindre/ Ubetydelig* (DNV 2021-a).

Tilsvarende områdemessige vurderinger av miljørisiko ble tidligere også gjort i grunnlaget for forvaltningsplanen (DNV 2011-a), hvor miljørisiko ved hendelser i Heimdal-området generelt er funnet å være relativt begrenset sammenlignet med områder kystnært og lengre nord i Nordsjøen.

6.2 Beredskap mot akutt forurensning

Oljevernberedskapen for Trell og Trine vil bli dimensjonert basert på miljørisikoanalysen og beredskapsanalysen for feltet forut for boring og drift, og samordnet med det som finnes i området. I området finnes i dag områdeberedskap for Heimdal/Grane, samt feltberedskap på Alvheim. Beredskapsbehov og plan for hvordan operatøren har valgt å organisere beredskapen vil bli redegjort for i søknad til Miljødirektoratet om tillatelse til aktivitet etter forurensningsloven. I tillatelsen vil det normalt bli stilt krav til deteksjon, responstid og kapasitet for oljevernberedskapen.

6.3 Lekkasjedeteksjon og fjernovervåking

Fjernovervåking av akuttutslipp vil bli basert på de løsninger som finnes i regionen i dag, herunder bruk av oljeradar på Alvheim FPSO samt satellittovervåking gjennom NOFO.

System for havbunnsbasert lekkasjedeteksjon er omtalt i kap 5.1.4. Det planlegges med lokalt havbunnsdeteksjonssystem, med bruk av passiv akustiske sensorer.

7 Virkninger for annen havbasert næringsvirksomhet

7.1 Fiskeri

Ved boring av brønnene, vil borerigg med sikkerhetssone utgjøre et midlertidig arealbeslag, avgrenset til boreperioden (~7-8 måneder). For en oppankret halvt nedsenkbar borerigg kan ankerlinjene strekke seg inntil et par km fra riggen, eller båndlegge et areal på 10-12 km² for bunntåling i perioden. Fiskeriaktiviteten i området er begrenset (kapittel 4.5.2), og potensialet for konflikt er således lav.

Installasjon av havbunnsinnretninger og rørledninger er kortvarige og vil ikke medføre vesentlige utfordringer for utøvelse av fiskeri. Slike aktiviteter vil normalt finne sted i sommerhalvåret.

I driftsfasen forventes ingen virkninger på fiskeri fra prosjektet (overtrålbare innretninger og nedgravde rørledninger/kabel).

7.2 Skipstrafikk

Tilsvarende som beskrevet for fiskeri over, vil kollisjonsfare for passerende skipstrafikk være avgrenset til bore- og anleggsperioden. Siden omfanget av passerende trafikk her er begrenset (kapittel 4.5.3) er denne risikoen vurdert som lav.

Forholdet vil bli ivarettatt i beredskapsplanene for aktivitetene i henhold til beste industripraksis.

8 Samfunnsmessige virkninger

Konsekvensutredningen redegjør for beregnede inntekter til Staten gjennom skatter og avgifter, samt nasjonale ringvirkninger ved sysselsetting. Sistnevnte er analysert for prosjektet av Asplan Viak (2022), metodisk i henhold til gjeldende industriretningslinjer NOROG 2022).

8.1 Statlige inntekter

Basert på gitte forutsetninger om oljepris og dollarkurs, er akkumulerte inntekter estimert til 13,4 mrd NOK udiskontert.

Trell og Trine vil bidra med skatter og avgifter til staten, herunder selskapskatt, petroleumsskatt og miljøavgifter gjennom driftsperioden på 16 år. Totalt vil dette utgjøre om lag 4,5 mrd NOK udiskontert.

Staten vil også motta overskudd gjennom Petoro.

8.2 Nasjonale ringvirkninger

Utbyggingen representerer investeringer på omlag 5,4 mrd NOK, som er relativt beskjedent i offshore petroleumssammenheng, men som vil gi vesentlige sysselsettingsvirkninger som følge av kontraktstildelinger og tilhørende ringvirkninger. Norske andeler av verdiskapingen vil variere noe mellom hovedkontraktene og også avhengig av hvem som får kontraktene, men er basert på etterprøvingsstudier for sammenlignbare prosjekter vurdert til 51 prosent, eller 2,7 mrd NOK.

Hovedkomponentene i investeringene er knyttet til prosjektering og studier, boring, havbunnsanlegg, rørledning og kabel, og installasjonsarbeid. En prosentvis næringsfordeling av investeringene er angitt i tabell 8-1.

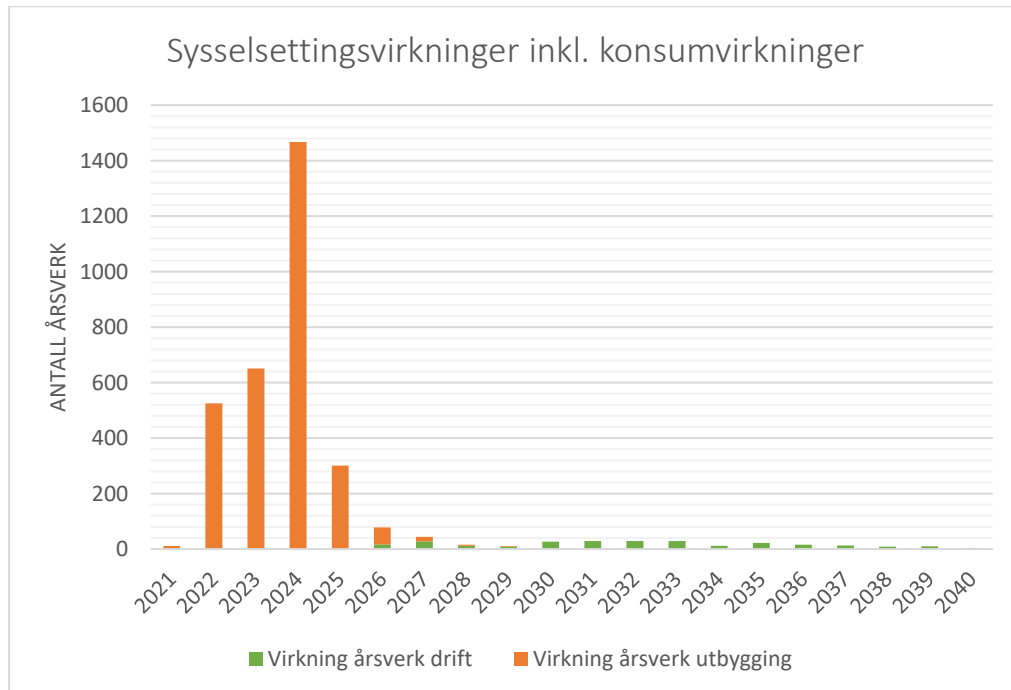
Tabell 8-1. Næringsfordeling for norske andeler av utbyggingskostnadene.

Kostnadskomponent	Andel av norske leveranser
Petroleumsvirksomhet (olje- og gassutvinning)	27,5%
Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning	41%
Verfts- og verkstedindustri	13%
Utenriks sjøfart, supplybåter	4%
Transport, luft og land	2,5%
Faglig rådgivning og tekn. tjenesteyting	12%
SUM	100 %

I driftsfasen er norske andeler vurdert til 89 prosent og ca. 290 mill NOK, i hovedsak knyttet driftsrelaterte tjenester og vedlikehold.

Sysselsettingsvirkningene viser effekten av utbygging på nasjonal sysselsetting, der nullalternativet er trendframskriving uten gjennomføring av tiltaket. Virkningene som presenteres her er bruttovirkninger. Det vil si at den viser forventet etterspørsel etter arbeidskraft som følger av tiltaket, men det er ikke en nettoeffekt for sysselsetting i landet. Alle resultater presentert her oppgir antall sysselsatte. Resultatene omfatter både direkte og indirekte sysselsetting, og konsumvirkninger.

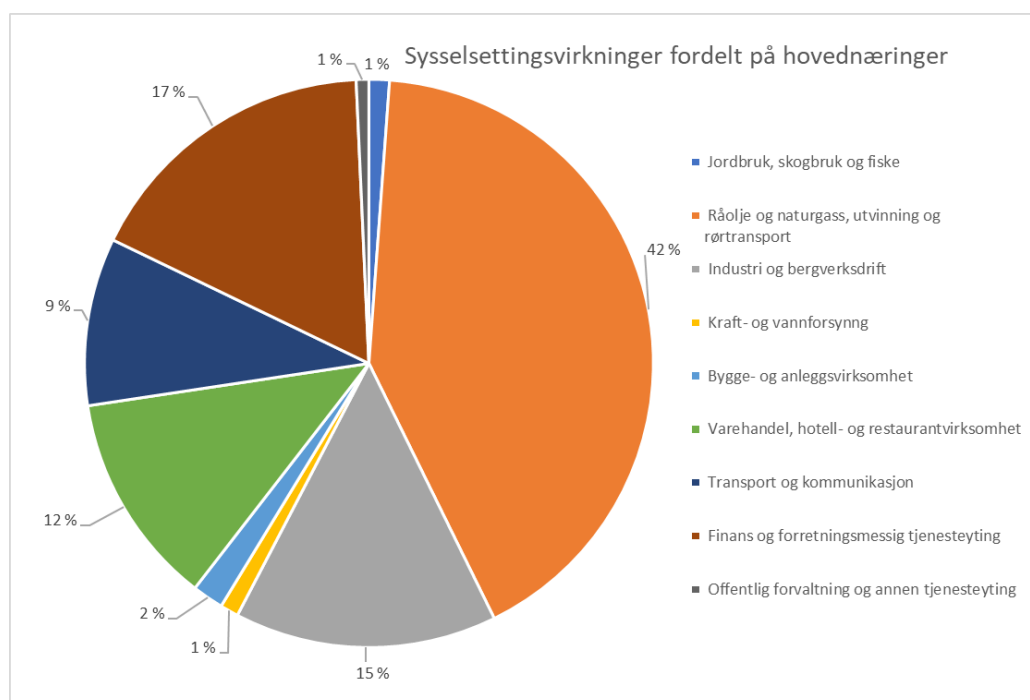
Totalt over perioden 2021 til 2040 er det estimert en total sysselsettingseffekt på rundt 3300 årsverk inklusive konsumvirkninger (Figur 8-1), hvorav av vel 3000 årsverk knyttet til utbyggingsfasen.



Figur 8-1. Estimerte sysselsettingsvirkninger i utbyggings- og driftsfasen, inklusive konsumvirkninger.

Sysselsettingsvirkningene i driftsfasen er beskjedne, og består i hovedsak av indirekte virkninger og konsumvirkninger.

Beregnete sysselsettingsvirkninger i utbyggings- og driftsfasen samlet er fordelt på næringsgrupper i figuren nedenfor, basert på 51 ulike næringsgrupper som inngår i kryssløpsmodellen. Hovedvirkningene kommer innen «oljevirksomhet», «finans og forretningsmessig tjenesteyting» og «industri og bergverksdrift».



Figur 8-2. Næringsfordeling av estimerte sysselsettingsvirkninger i utbyggings- og driftsfasen, inklusive konsumvirkninger

En annen samfunnsmessig virkning av prosjektet er imidlertid at dette bidrar til økonomisk drift av vertsfeltet Alvheim. Alvheim startet produksjonen i 2008, da med en antatt produksjonsperiode på ni år. Produksjonen fra egne reservoarer er nå avtagende. Nye prosjekter som fases inn, prosesseres og eksporteres via vertsinne retningen, bærer således i stor grad videre drift av denne økonomisk sett. Dette gir grunnlag for ytterligere økonomisk egenproduksjon fra Alvheim, i praksis lengre produksjonsperiode enn uten disse nye tilknyttede prosjektene. I form av ringvirkninger bidrar Trell og Trine således til opprettholdelse av sysselsetting tilknyttet drift av Alvheim FPSO, herunder driftsorganisasjon til havs og på land, samt ringvirkninger fra investeringer i drift og vedlikehold. Trell og Trines produksjonsmessige bidrag varierer over tid, men vil være i størrelsesorden 18-36% av produksjonen fra Alvheim.

I overkant av 270 årsverk er sysselsatt med produksjon, drift og feltutvikling innen Alvheim-området, på feltet og på land. I tillegg kommer inndirekte virkninger og konsumvirkninger. Driftsorganisasjonen for Alvheim på land er lokalisert i Stavanger og vil også ivareta støtte til driften av Trell og Trine.

9 Feltavvikling

9.1 Rammebetingelser og disponeringsløsninger

Etter endt produksjon vil brønnene bli permanent plugget og forlatt. Normalt må en borerigg benyttes til dette, med en varighet på i størrelsesorden 20-40 døgn per brønn. Aktiviteten vil være underlagt samtykke fra Petroleumstilsynet og spesifikk tillatelse for virksomhet fra Miljødirektoratet etter søknad.

En avviklingsplan skal legges frem for Olje- og energidepartementet, normalt 2-5 år før produksjonsavslutning (petroleumsloven §5-1). Denne vil beskrive anbefalte disponeringsløsninger og planlagte aktiviteter. Eventuelle virkninger på miljø og andre næringsaktiviteter vil bli klargjort gjennom en spesifikk konsekvensutredning.

Brønnrammer og beskyttelsesstrukturer som installeres skal være fjernbare, og skal bli fjernet fra lokaliteten etter bruk dersom disse ikke skal gjenbrukes på stedet. Dersom de heller ikke kan gjenbrukes på annet sted, vil de være gjenstand for opphogging og materialgjenvinning.

Nedgravde rørledninger og kabler blir normalt akseptert etterlatt rengjort og nedgravd på norsk sokkel, så fremt det kan dokumenteres at sedimentforholdene er stabile, og sett i forhold til fiskerivirksomhet og miljøforhold.

9.2 Miljømessige virkninger

Både aktiviteter knyttet til fjerning og sluttdisponering, og selve sluttdisponeringen, forventes ikke å medføre vesentlige negative miljøvirkninger. Flere bedrifter har tillatelse for, og veletablerte rutiner for håndtering av fjernede innretninger, og Trell og Trine-innretningene er små i offshore-sammenheng.

Erfaringer fra fjerning og sluttdisponering av havbunnsinnretninger fra norsk sokkel tilsier en svært høy grad av materialgjenvinning, og gode rutiner for håndtering av avfallsstrømmer. Havbunnsinnretningene for Trell og Trine vil enten bli gjenbrukt eller gå til materialgjenvinning. Dette vil avklares i avslutningsplanen og disponeringsvedtaket.

Innretninger og utstyr på havbunnen vil generelt bli fjernet etter avslutning, mens nedgravde og overdekkede rør og kabler normalt etterlates etter rengjøring. Dette forventes ikke å medføre vesentlige negative miljøvirkninger på feltet.

9.3 Virkninger for annen næringsvirksomhet

Perioden med borerigg på lokalitetene for permanent plugging av brønnene vil medføre et midlertidig arealbeslag, sammenlignbart med tilsvarende for boreperioden, men sannsynligvis noe kortere.

Havbunnsinnretningene vil bli fjernet fra lokaliteten og rørender overdekket. Rørledning og kabler er nedgravd og vil ikke medføre problemer for annen næringsutøvelse i området.

10 Sammenstilling av konsekvenser, anbefalinger om avbøtende tiltak

10.1 Oppsummering av identifiserte virkninger

Konsekvensutredningen viser at prosjektet kan gjennomføres uten at planlagte aktiviteter vil medføre betydelige negative virkninger for miljø eller næringsvirksomhet i området.

Samtidig vil prosjektet ha positive virkninger for videre drift av Alvheim, herunder utnyttelse av eksisterende kapasitet og infrastruktur som sikrer effektiv økonomisk drift og bidrar til opprettholdelse av dagens sysselsetting.

De viktigste virkningene av prosjektet er oppsummert under, strukturert etter fase:

Anleggsfase:

- Oppankring og tilstedeværelse av borerigg vil medføre et mindre og tidsavgrenset arealbeslag hvor fiske lokalt i området ikke kan foregå. Fiske i aktuelt område er normalt begrenset, og reell virkning for utøvelse av fiske vurderes som liten. Tilsvarende gjelder for passerende skipstrafikk, som ikke ventes vesentlig berørt.
- Boringen vil medføre bruk av fossile drivstoff med tilhørende utslipp til luft. Det er estimert et utslipp på 34 000 tonn CO₂ fra aktiviteten. Ulike energieffektiviseringstiltak vil bli videre vurdert for å forsøke å redusere dette. Installasjon av havbunnsinnretninger, rørledning og kabel vil videre gi utslipp fra fartøyaktiviteten, anslagsvis 19 000 tonn CO₂.
- Utslipp av partikulært material (borekaks) fra de øvre brønnseksjonene vil medføre noe lokal nedslamming av havbunnen. Erfaringsmessig er dette avgrenset til de nærmeste få hundre meter, og vil gradvis utviskes. Etablering av rør og kabel, inkludert nødvendig bruk av steinfyllinger, gir videre et fysisk fotavtrykk på havbunnen. Effektene av dette er av lokal karakter.

Driftsfase:

- Tilstedeværelse av havbunnsanlegg med tilhørende infrastruktur vil ikke medføre vesentlige virkninger for utøvelse av fiskeriaktiviteter og vil ikke påvirke skipstrafikken i området.
- Utslipp til luft knyttet til prosessering av brønnstrøm fra Trell og Trine og videre eksport, vil komme fra driften av Alvheim FPSO. Trell og Trine sin andel av prosessert volum på Alvheim FPSO vil variere mellom 18 og 36 prosent. De reelle tilleggsutslippene knyttet til Trell og Trine er imidlertid helt marginale.
- Netto tilleggsbidrag til volumet av produsert vann fra Trell og Trine til Alvheim FPSO er estimert til vel sju millioner kubikkmeter over levetiden. Det forventes at det meste av produsert vann vil bli injisert.

Avslutning:

- Havbunnsinnretninger vil bli fjernet til land for gjenbruk eller materialgjenvinning. Vesentlige negative virkninger er ikke forventet.
- Nedgravde / overdekkede rør og kabler forventes etterlagt uten at dette vil medføre vesentlige negative virkninger verken på kort eller lang sikt. Dette vil bli nærmere adressert i avslutningsplanen for feltet.

Samfunnsmessige ringvirkninger av prosjektet vil være relatert til sysselsetting, anslått til 3300 årsverk i hovedsak knyttet til utbyggingen og inklusive konsumvirkninger. Statlige inntekter fra skatter og avgifter er estimert til 4,5 mrd Nok udiskontert.

Boring og produksjon av olje fra Trell og Trine medfører en risiko for akuttutslipp. Basert på områdeanalysen er miljørisikoen, hensynstatt økt aktivitet relatert Trell og Trine, vurdert å ville ligge innenfor Aker BP sine akseptkriterier. Aktiviteter på feltet vil videre inngå i beredskapen mot akutt forurensning for Alvheim-området.

10.2 Videre planer for oppfølging av miljørelaterte forhold, inkludert beredskap mot akutt forurensning

Miljørelaterte forhold inngår i den videre planleggingen og gjennomføringen av prosjektet, i henhold til Aker BP sine interne krav og prosedyrer i styringssystemet. Dette vil sikre optimalisering og tilrettelegging, herunder fokus på redusert miljøpåvirkning generelt, energieffektivisering, kjemikalievalg og valg av tekniske løsninger.

Nedenfor er det presentert noen hovedtema som vil følges opp i det videre arbeidet med prosjektet frem til produksjonsoppstart.

Arbeidet med prosjektering av løsning for havbunnsbasert lekkasjedeteksjon vil fortsette etter at konsekvensutredningen er ferdigstilt. Herunder inngår avklaring av omfang og plassering av sensorer for å ivareta det ytelseskravet som er identifisert.

En grunnlagsundersøkelse for miljøkarakterisering av havbunnen – i henhold til retningslinje M-300 – vil bli gjennomført før produksjonsboringen i gangsettes (produksjonsboring er planlagt igangsatt i 2024), sannsynligvis i 2023 når borelokaliteter er endelig avklart. Dette vil danne grunnlaget for videre regulær miljøovervåking i driftsfasen, som en del av Region II.

I planleggingen av produksjonsboring og oppstart vil miljørisiko- og oljevernberedskapsanalysen for Alvheim bli oppdatert til å omfatte Trell og Trine. Oppdaterte analyser vil angi beredskapsbehovet for Trell og Trine i forhold til akutt forurensning. Dette behovet vil ses i forhold til eksisterende beredskapsplan for Alvheim-området, og nødvendige oppdateringer vil bli implementert.

Det vil bli gjennomført oppdatert simulering av Environmental Impact Factor (EIF) for Alvheim som inkluderer vannvolumer og kjemikalier fra Trell og Trine.

Referanser og litteratur

- Acona 2019. Acona 2019. Heimdal - Consequences for fisheries related to jacket removal. Report 820219.
- Aker BP 2017-a. Utslippsrapport for Alvheimfeltet 2016.
- Aker BP 2017-b. Brev med vedlegg fra Aker BP til Olje- og energidepartementet datert 16.05.2017. Utbygging og drift av Storklakken (PL460). Søknad om godkjenning av oppfylt utredningsplikt.
- Aker BP 2018. Årsrapport til Miljødirektoratet: Alvheim 2017.
- Aker BP 2019. Årsrapport til Miljødirektoratet: Alvheim 2018.
- AkvaplanNIVA 2010. Effekter på bunnfauna av petroleumsvirksomhet i Norsjøen. TA-nummer: 2658/2010
- Artsdatabanken (2021, 24. november). Norsk rødliste for arter 2021.
<https://www.artsdatabanken.no/rodlisteforarter/2021>
- Asplan Viak 2022. Utbygging og drift av Trell og Trine. Samfunnsmessige virkninger. Oppdragsnummer 635892-01.
- Bakke, T., J. Klungsøyr og S. Sanni, 2012. Langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten: Resultater fra ti års forskning. Oslo Norway, Norges forskningsråd: 40s.
- Bakke, T., J. Klungsøyr og S. Sanni, 2013. Environmental impacts of produced water and drilling waste discharges from the Norwegian offshore petroleum industry. Marine Environmental Research 92 (2013) 154-169.
- Beyer, J., Goksøyr, A., Hjermann, D.Ø. og Klungsøyr, J., 2020. Environmental effects of offshore produced water discharges: A review focused on the Norwegian continental shelf. Marine Environmental Research 162 (2020) 105155.
- DNV 2011-a. Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak- Konsekvenser av akutte utslipp av olje fra petroleumsvirksomheten på fisk, sjøfugl, sjøpattedyr og strand. DNV Rapportnr.:2011-0326.
- DNV 2011-b. Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak - Konsekvenser for fiskeri og havbruk. DNV Rapport 2011-0297.
- DNV GL 2015-a. Miljøovervåking region II. Hovedrapport. DNV GL rapport 2015-1192, Rev. 01.
- DNV GL 2015-b. Mulig strengere krav til olje i produsert vann. Håndtering av produsert vann - erfaringer fra norsk sokkel. Rapport 2015-4277
- DNV 2021-a. Miljørisiko- og beredskapsanalyse (MRABA) for Alvheimfeltet i Nordsjøen. DNV rapport 2021-0318.
- DNV 2021-b. Environmental risk-based leak detection analysis for the Alvheim field in the North Sea. DNV rapport 2021-0532.
- Eriksen, E., van der Meeren, G.I., Nilsen, B.M., von Quillfeldt, C.H., og H. Johnsen, 2021. Særlig verdifulle og sårbare områder (SVO) i norske havområder – Miljøverdi. En gjennomgang av miljøverdier og grenser i eksisterende SVO og forslag til nye områder. Rapport fra havforskningen 2021-26. ISSN:1893-4536
- Fiskeridirektoratet, Norges fiskarlag og Norges kystfiskarlag, 2010. Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak – Beskrivelse av fiskeriaktivitet. TA-2665.
- Gardline 2013, Seabed Investigation Report. PL544, NCS 25/05j Trell site Survey.

- Gasbjerg, G., Christensen-Dalsgaard, S., Lorentsen, S-H., Systad, G.H. & Anker-Nilssen, T. 2011. Tverrsektoriell vurdering av konsekvenser for sjøfugl. Grunnlagsrapport til en helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak. - NINA Rapport 733. 139 s.
- HI, 2017. Kartlegging av gytefelter i Nordsjøen – Rapport fra KINO-prosjektet. Fisken og havet, 2-2017.
- Johnsen, E., Sørhus, S., de Jong, K., Lie, K.K. og B.E Grøsvik (HI), 2021. Kunnskapsstatus for havsil i norsk sone av Nordsjøen. Rapport fra havforskningen nr. 2021-33.
- Marathon, 2004. FKU utbygging og drift av Alvheim
- Miljødirektoratet, 2015 (2020). Veileder M300. Miljøovervåking av petroleumsaktiviteten til havs.
- Miljøverndepartementet, 2013. Meld. St. 37. 2012 – 2013. Melding til Stortinget. Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Nordsjøen og Skagerrak (forvaltningsplan).
- NOROG 2019. Handbook. Species and habitats of environmental concern. Mapping, Risk Assessment, Mitigation and Monitoring. - In relation to Oil and Gas activities.
- NOROG 2022 (in prep). Veileder for ringvirkningsanalyser.
- Norsk sjøfartsmuseum, 2006. RKU Nordsjøen. Beskrivelse av kulturminnefunn i Nordsjøen; vurdering av sannsynlighet for nye funn, og eventuelle konsekvenser i forbindelse med petroleumsvirksomhet.
- 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). Utgitt av Olje- og energidepartementet og Arbeids- og sosialdepartementet, 2018.
- OLF, 2006. Oppdatering av regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen. Sammenstillingsrapport. Oljeindustriens landsforening. Desember, 2006.
- OSPAR 2008. OSPAR List of Threatened and/or Declining Species and Habitats (Reference Number: 2008-6).
- Ottersen m.fl., 2010. Faglig grunnlag for en forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak: Arealrapport. Geir Ottersen, Egil Postmyr og Magnus Irgens. Havforskningsinstituttet og Direktoratet for naturforvaltning, 2010.
- Renaud, P.E., T. Jensen, I.H. Wasbotten, H.-P. Mannvik & Helge Botnen, 2008. Offshore sediment monitoring on the Norwegian shelf; A regional approach 1996 – 2006. Akvaplan-niva rapport nr 3487 – 03. 42 sider + appendiks.
- Safetec, 2006. RKU Nordsjøen. Beskrivelse av skipstrafikken. Rapport fra Safetec ST-40061-CO-1-Rev01, november 2006.
- Sivle, L.D., Forland, T.N., de Jong, K., Pedersen, G., Zhang, G., Kutti, T, McQueen, K., Wehde, H. og E. Grimsbø, 2022. HAVFORSKNINGSINSTITUTTETS RÅDGIVNING FOR MENNESKESKAPT STØY I HAVET Kunnskapsgrunnlag, vurderinger og råd for 2022
- STIM, 2019. Miljøovervåking av olje- og gassfelt i Region II, 2018.