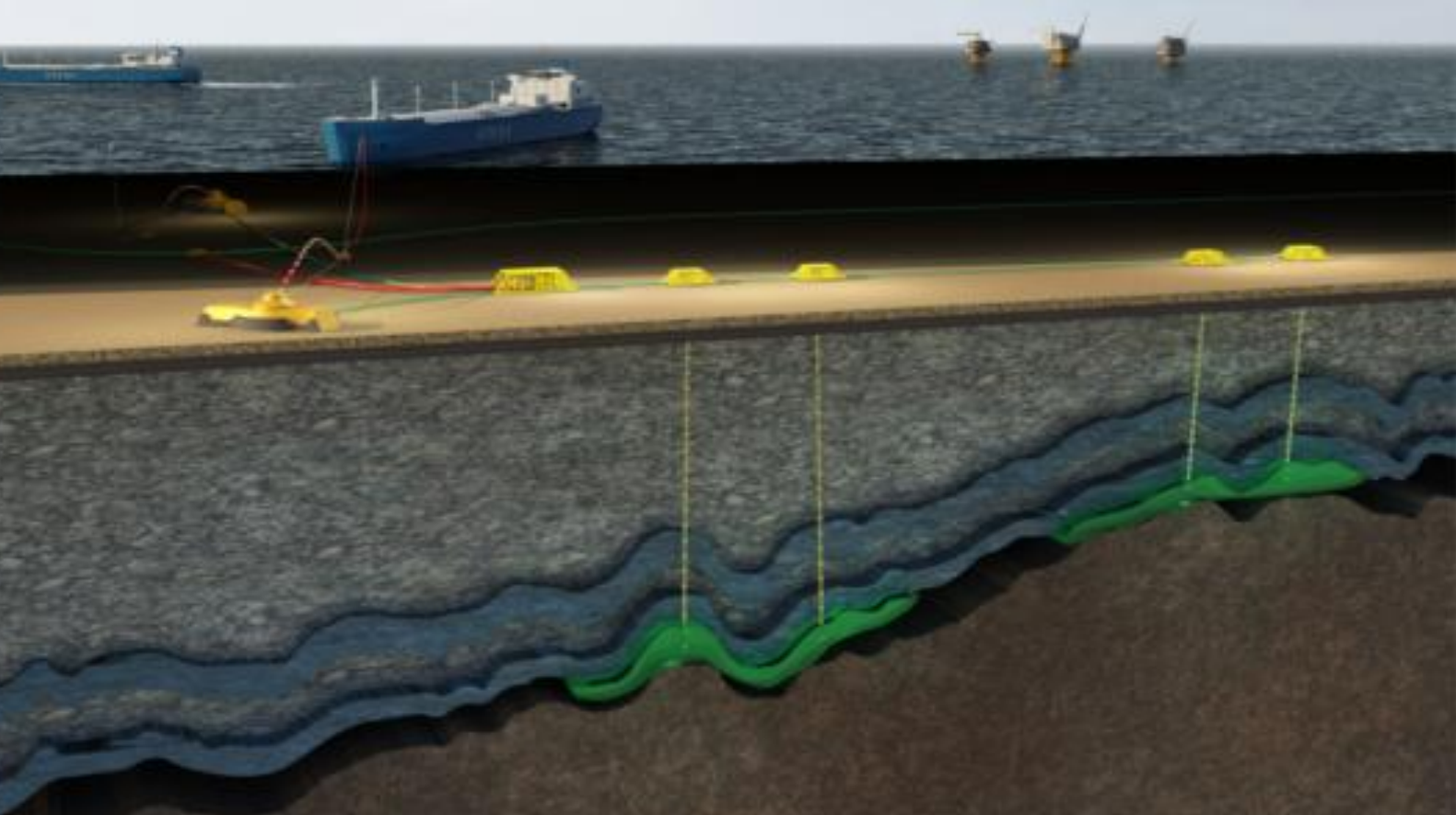




Letetillatelse EXL 011

Forslag til utredningsprogram for
konsekvensutredning for permanent
lagring av CO₂ på Atlas

PARTNER:



ORLEN
UPSTREAM
NORWAY

Forord

I henhold til bestemmelsene i forskrift av 5. desember 2014 nr. 1517 om utnyttelse av undersjøiske reservoarer på kontinentalsokkelen til lagring av CO₂ og om transport av CO₂ på kontinentalsokkelen, legger rettighetshaverne for lisens EXL 011, Aker BP ASA og ORLEN Upstream Norway AS, fram forslag til program for konsekvensutredning (utredningsprogram) for offentlig høring.

Forslaget til utredningsprogram redegjør for foreløpige planer for utbygging, injeksjon og lagring av CO₂ i lisensen. Forslaget gir en beskrivelse av aktuelle utbyggingsløsninger, en vurdering av antatte virkninger for andre næringer og miljø, samt en klargjøring av behovet for dokumentasjon og kunnskapsoppbygging.

Det understrekes at dokumentet reflekterer de opplysninger og vurderinger som foreligger på tidspunkt for høring av forslag til utredningsprogram, som er tidlig i prosjektmodningen. Det vil derfor kunne forekomme senere endringer i prosjektets utforming, men også i vurderingene som følge av dette.

Programforslaget legges nå fram for offentlig høring, med ni ukers høringsfrist.

 Public	Forslag til utredningsprogram for konsekvensutredning for permanent lagring av CO ₂ på Atlas	Side: 3 av 32
--	---	---------------

Sammendrag

Utnyttelse av fossile brennstoff til transport har gjennom den industrielle revolusjonen ført til en omfattende teknologisk utvikling som igjen har medført en enorm utvikling i velstand, matproduksjon og livskvalitet for en økende befolkning. Den samme aktiviteten har medført en økning av CO₂ i atmosfæren, som siden har ledet til klimaendringer med tilhørende virkninger på naturmiljø og samfunn.

Bruk av fossile brensel er nødvendig også i overgangsfasen til utslippsfri teknologi. Karbonfangst fra energiproduksjon og industriprosesser, med tilhørende permanent lagring av CO₂ i undergrunnen, er ansett som en av få tilgjengelige teknikker for å oppnå en betydelig reduksjon i utslipp av CO₂, og er dermed vesentlig for å kunne oppnå klimamålene. Flere lisenser for CO₂-lagring er i de senere årene tildelt på norsk sokkel.

Aker BP ASA ser på karbonfangst og lagring (CCS) som en viktig løsning i overgangen til et fremtidig lavkarbonsamfunn, og har tro på at norsk sokkel har et stort potensial som lagringslokasjon. Som et ledende operatørselskap innen petroleumsvirksomheten på norsk sokkel, er Aker BP ASA godt posisjonert til å utvikle karbonlagring som et forretningsområde på norsk sokkel.

Aker BP ASA og partner ORLEN Upstream Norway AS er tildelt lagringstillatelse EXL 011 (Atlas-lisensen) for permanent lagring av CO₂ i undergrunnen. Lisensområdet er geografisk lokalisert sentralt i Nordsjøen.

Rettighetshaverne planlegger å lagre 150 millioner tonn CO₂ i Atlas-lisensen over en periode på 27 år. De totale investeringene forventes å ligge i størrelsesorden ni til elleve milliarder kroner, avhengig av utbyggingsløsning.

Utviklingskonseptet for Atlas-prosjektet er basert på transport av CO₂ i flytende form fra terminaler i Europa, med påfølgende injeksjon for permanent lagring i et undersjøisk reservoar i Atlas-lisensen. Dette forslaget til program for konsekvensutredning omfatter den nødvendige infrastrukturen for lagring av CO₂ i det undersjøiske reservoaret på norsk kontinentalsokkel, i tråd med gjeldende norsk lovverk.

Lagringsforskriften krever at plan for utbygging og drift for et lagringsanlegg legges frem for myndighetsgodkjenningen. Konsekvensutredning utgjør en del av denne planen. Første steg i prosessen med konsekvensutredning er å legge et forslag til program for konsekvensutredning (programforslag) frem for høring, det vil si foreliggende dokument.

Programforslaget gir en beskrivelse av det planlagte tiltaket, herunder ulike konsepter for utbygging og injeksjon, transport og energiforsyning. Videre gis foreløpige vurderinger av mulige virkninger av tiltaket basert på eksisterende kunnskap, samt oversikt over spesielle forhold som vil belyses gjennom eksterne utredninger.

Som beskrevet i dette programforslaget vil konsekvensutredningen i størst mulig grad baseres på eksisterende kunnskap og tilgjengelig informasjon og data om natur- og miljøforhold samt næringsaktiviteter i området. Den vil beskrive vesentlige virkninger av tiltaket for klima og miljø, naturressurser og samfunn, både for anleggsfasen, driftsfasen og avviklingsfasen samt avbøtende tiltak. Klima- og miljøregnskap, BAT-vurderinger, samt strategier og planer for reservoarovervåking, lekkasjedeteksjon og respons vil bli kort beskrevet.

Innholdsfortegnelse

Forord.....	2
Sammendrag.....	3
Forkortelser	6
1 Innledning.....	7
1.1 Begrunnelse for tiltaket.....	7
1.2 Lovgrunnlag	8
1.2.1 Plan og konsekvensutredningsprosess	8
1.2.2 Formålet med konsekvensutredningsprosessen og høring av forslag.....	9
1.2.3 Konsekvensutredningsprosessen, medvirkning og tidsplaner.....	9
1.3 Tilgrensende planer og konsekvensutredninger	10
1.4 Myndighetsprosesser og tillatelser	10
2 Planer for utbygging, anlegg og drift	11
2.1 Rettighetshavere og lisensvilkår	11
2.2 Geologisk struktur	11
2.2.1 Injeksjonskapasitet.....	12
2.3 Beskrivelse av konseptet.....	12
2.4 Alternative utbyggingsløsninger	13
2.4.1 Injeksjonsanlegg	13
2.4.2 Alternative transportløsninger.....	14
2.4.3 Energiforsyning	14
2.5 Anleggsfase inkludert boring	15
2.6 Driftsfase.....	15
2.7 Overvåkning av lagringslokasjonen	16
2.8 Avslutningsfase	17
2.9 Tidsplan for gjennomføring.....	17
2.10 Investeringer og driftskostnader	17
2.11 Helse, miljø og sikkerhet	17
3 Områdebeskrivelse.....	18
3.1 Fysiske forhold og bunnforhold	18
3.2 Beskrivelse av naturressurser	19
3.2.1 Sårbar bunnfauna.....	19
3.2.2 Sjøfugl og sjøpattedyr	19
3.2.3 Fisk og plankton	20
3.3 Særlig verdifulle og sårbare områder	21
3.4 Kulturminner.....	21
3.5 Annen næringsvirksomhet.....	21
3.5.1 Fiskerier	21
3.5.2 Skipsfart.....	23

3.5.3	Militær aktivitet	23
3.5.4	Vindkraft.....	24
3.5.5	Havbruk.....	24
3.5.6	Petroleumsvirksomhet.....	24
4	Miljøkonsekvenser.....	25
4.1	Utslipp til luft.....	25
4.2	Utslipp til sjø.....	25
4.3	Fysiske inngrep.....	26
4.4	Uhellsutslipp.....	26
4.5	BAT-vurderinger.....	26
4.6	Avfall.....	27
4.7	Materialbruk og sirkulær økonomi	27
5	Konsekvenser for andre næringer	28
5.1	Virkninger i anleggsfasen	28
5.2	Virkninger i driftsfasen.....	28
5.3	Virkninger ved avslutning av virksomheten.....	28
6	Samfunnsmessige konsekvenser	29
7	Forslag til utredningsaktiviteter	30
7.1	Spesielle forhold som ønskes belyst gjennom eksterne utredninger.....	30
7.2	Forslag til innholdsfortegnelse til konsekvensutredningen	31
8	Referanser og støttelitteratur	32

Forkortelser

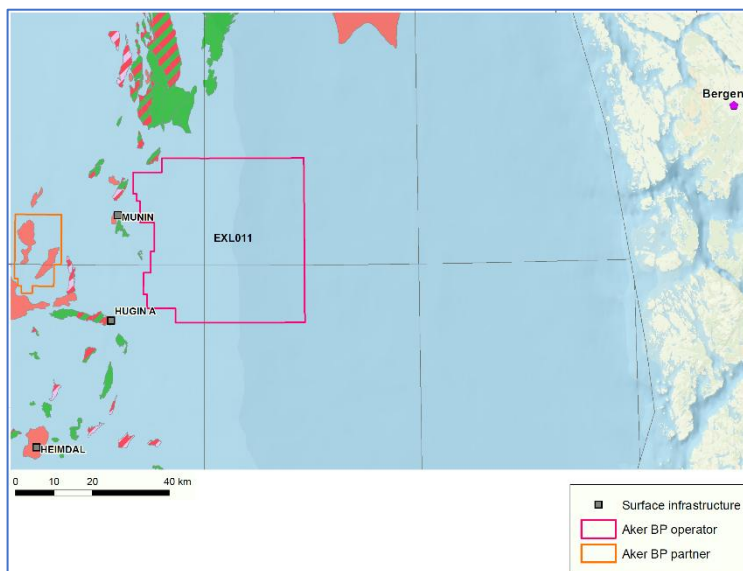
Forkortelse	Betydning
Aker BP	Aker BP ASA
BAT	Beste tilgjengelige teknikker (Best available techniques)
CCS	Karbonfangst og lagring (Carbon capture and storage)
CRA	Integrert tverrfaglig risikovurdering (Containment Risk Assessment)
ED	Energidepartementet
EU	Den europeiske union
HMS	Helse, miljø og sikkerhet
NNSN	Norwegian National Seismological Network
NO _x	Samlebetegnelse for Nitrogenoksider, herunder NO, NO ₂ og N ₂ O ₃
OSPAR	Oslo Paris konvensjon
PUD	Plan for utbygging og drift
PAD	Plan for anlegg og drift
SAL	Oppankret lossesystem (Single Anchor loading)
STL	Neddykket lossesystem (Submerged turret loading)
SVO	Særlig verdifulle og sårbare områder

1 Innledning

På vegne av rettighetshaverne Aker BP ASA og ORLEN Upstream Norway AS, legger Aker BP ASA (heretter omtalt som Aker BP) frem forslag til program for konsekvensutredning for utbygging og drift av et anlegg for permanent lagring av CO₂ i et undersjøisk reservoar i lisens EXL 011. Lisensen (heretter omtalt som Atlas-lisensen¹) er lokalisert sentralt i Nordsjøen og omfatter et reservoar som Oljedirektoratet (nå Sokkeldirektoratet) tidligere har kartlagt som egnet for CO₂-lagring på norsk kontinentalsokkel (Oljedirektoratet, 2011).

Lisensen er lokalisert om lag 100 km vest for Bergen (Figur 1-1), på kanten av Norskerenna. Dybden varierer fra rundt 90 m på plataet ned til om lag 300 m helt øst i lisensen.

Utbyggingsprosjektet, kalt Atlas-prosjektet, omfatter både utbygging og drift av lagrings-lokaliteten, samt transport av flytende CO₂ fra nordeuropeiske havner. Dette forslaget til program for konsekvensutredning omfatter den nødvendige infrastrukturen for lagring av CO₂ i det undersjøiske reservoaret på norsk kontinentalsokkel, i tråd med gjeldende norsk lovverk. I tillegg vil transport av CO₂ gis en kort omtale. Anlegg for karbonfangst og utskipningsterminalene vil være underlagt egne planprosesser etter de aktuelle lands lovverk.



Figur 1-1. Beliggenhet av EXL 011, Atlas-lisensen.

1.1 Begrunnelse for tiltaket

Utnyttelse av fossile brennstoff har siden den industrielle revolusjonen lagt grunnlaget for en omfattende teknologisk utvikling, som igjen har medført en enorm utvikling i velstand, matproduksjon og livskvalitet for en raskt økende befolkning. Den samme aktiviteten har imidlertid medført en økning av CO₂ i atmosfæren, som siden har ledet til klimaendringer med konsekvenser for både naturmiljø og samfunn. Gjennom Parisavtalen har de fleste land i verden forpliktet seg til å begrense den globale oppvarmingen til under 2 grader, men har som mål å redusere oppvarmingen til 1.5 grader. Dette har medført omfattende forpliktelser fra medlemslandene til reduksjoner i CO₂-utslipp.

Karbonfangst fra energiproduksjon og industriprosesser med tilhørende permanent lagring av CO₂ i undergrunnen er ansett som en av få tilgjengelige teknikker for å oppnå en betydelig reduksjon i utslipp av CO₂.

Karbonfangst utgjør også en sentral del av norsk politikk for å nå nasjonale klimamålsetninger, som uttrykt bl.a. gjennom regjeringens energimelding (med tilleggsmelding); Meld. St. 36 (2020–2021) *Energi til arbeid*. Myndighetene har etablert et eget sektorlovverk for slik virksomhet. Videre er det innført en nasjonal konsesjonsordning for leting og utbygging av lagringssteder for CO₂. Ett prosjekt er utbygd (Northern Lights) og flere er under planlegging og utvikling.

¹ <https://akerbp.com/en/carbon-capture-and-storage-ccs/>, <https://akerbp.com/en/project-atlas/>

Aker BP ser på karbonfangst og lagring (CCS) som en viktig løsning i overgangen til et fremtidig lavkarbonsamfunn, og har tro på at norsk sokkel har et stort potensial som lagringslokasjon. Som et ledende operatørselskap innen petroleumsvirksomheten på norsk sokkel, er Aker BP godt posisjonert til å utvikle karbonlagring som et forretningsområde på norsk sokkel.

Norges samlede utslipp av klimagasser er synkende, og var i 2025 på 44 millioner tonn (Kilde Miljødirektoratet). Med en planlagt årlig injeksjonskapasitet på 6 millioner tonn CO₂ vil Atlas kunne bidra med permanent lagring tilsvarende rundt 14 % av Norges klimagassutslipp for 2025.

Aker BP har utviklet en [dekarboniseringsplan](#) hvorav modning av karbonlagring er en av kjerneoppgavene (Aker BP, 2025). Dette er i tråd med Norges klimamål.

1.2 Lovgrunnlag

Etablering av en løsning for permanent lagring av CO₂ i undergrunnen til havs krever at det utarbeides en Plan for utbygging og drift (PUD) for myndighetsgodkjenning, i henhold til "*Forskrift om utnyttelse av undersjøiske reservoarer på kontinentalsokkelen til lagring av CO₂ og om transport av CO₂ på kontinentalsokkelen*" (lagringsforskriften), hjemlet i «Lov om vitenskapelig utforskning og undersøkelse etter og utnyttelse av andre undersjøiske naturforekomster enn petroleumforekomster».

Konsekvensutredning utgjør en integrert del av PUD, jf. forskriftens §4.8. Denne skal være basert på et fastsatt utredningsprogram (forskriftens §4.7).

Planlagte utslipp og virkninger av anleggsaktiviteter vil hovedsakelig være av lokal karakter. Eventuelle lekkasjer fra reservoar i undergrunnen eller fra utstyr og infrastruktur vil også ha et begrenset, lokalt influensområde. Det forventes derfor ikke at utbyggingen vil medføre vesentlige grenseoverskridende miljøvirkninger (lagringsforskriften §4-10, jf. §4-7 første ledd).

Konsekvensutredning etter sektorlovverket sikrer samtidig at krav til konsekvensutredning og utredning av relevante tema etter annet lovverk blir ivaretatt. Relevante lovverk omfatter:

- "*Lov om vern mot forurensninger og om avfall*» (forurensningsloven) §13 omfatter konsekvensanalyse eksempelvis for virksomhet som kan medføre store forurensninger på nytt sted. Etter gjennomført konsekvensutredning og godkjent plan vil det bli utarbeidet egne søknader om tillatelse etter forurensningsloven for de aktuelle aktivitetene.
- «*Forskrift om begrensning av forurensning*» (forurensningsforskriften), §35-5 stiller krav til at søknad om tillatelse til injisering og lagring av CO₂ skal inneholde konsekvensutredning for tiltaket.
- «*Lov om forvaltning av naturens mangfold*» (naturmangfoldloven) inneholder enkelte bestemmelser som også gjelder på kontinentalsokkelen, så langt de passer. Loven har bestemmelser om kunnskapsgrunnlag og bruk av føre-var-prinsippet som grunnlag for beslutninger, og inneholder sentrale prinsipper som er relevante ved utarbeidelse av konsekvensutredninger.
- «*Lov om kulturminner*» (kulturminneloven) har bestemmelser om plikt til undersøkelser samt krav til varsling dersom funn av kulturminner blir gjort (eksempelvis skipsvrak, §14). Undersøkelsesplikten, jf. lovens §9, avklares med kulturminnemyndighetene.

Havne- og farvannsloven gjelder for aktiviteter i kystsonen og som berører viktige skipsleder. Foreløpige planer for Atlas innebærer ikke installasjonsarbeid innen lovens virkeområde.

1.2.1 Plan og konsekvensutredningsprosess

Som omtalt i kapittel 1.2 skal rettighetshaver til et undersjøisk reservoar (lagringslokalitet) for injeksjon og lagring av CO₂ legge frem en PUD for myndighetenes godkjenning før utbygging

kan gjennomføres. Tilsvarende skal det utarbeides en plan for anlegg og drift (PAD) for etablering og drift av innretninger, med mindre disse omfattes av PUD.

PUD og PAD for lagring og transport av CO₂ reguleres av «*Forskrift om utnyttelse av undersjøiske reservoarer på kontinentalsokkelen til lagring av CO₂ og om transport av CO₂ på kontinentalsokkelen*» (Lagringsforskriften) fastsatt ved kongelig resolusjon 5. desember 2014. Konsekvensutredning utgjør en del av PUD og skal være godkjent av myndighetene før PUD fremlegges.

1.2.2 Formålet med konsekvensutredningsprosessen og høring av forslag

Konsekvensutredningsprosessen, inkludert forslag til utredningsprogram og selve konsekvensutredningen, skal sikre at forhold knyttet til miljø og samfunn, herunder enkeltindivider, naturmiljø, naturressurser, kulturmiljø, kulturminner, næringer og andre samfunnsøkonomiske forhold av betydning lokalt, regionalt og nasjonalt blir belyst i planarbeidet på lik linje med tekniske, økonomiske, operasjonelle, sikkerhetsmessige og arbeidsmiljømessige forhold. Konsekvensutredningsprosessen er en integrert del av planprosessen, og skal belyse spørsmål som er relevante både for de interne beslutningsprosessene hos tiltakshaverne og den eksterne godkjenningprosessen.

Forslaget til program for konsekvensutredning presenterer rettighetshavernes planer, samt tema og planlagt omfang av konsekvensutredningen. Formålet med utredningsprogrammet er å gi myndighetene og andre høringsinstanser informasjon og varsel om hva som er planlagt utbygd, hvor og hvordan. Gjennom sine uttalelser til programmet kan høringsinstansene påvirke hvilke forhold som skal utredes i konsekvensutredningen, og dermed også hva som skal ligge til grunn for de fremtidige beslutningene.

1.2.3 Konsekvensutredningsprosessen, medvirkning og tidsplaner

Utredningsarbeidet vil gjennomføres i tråd med beskrivelsene i lagringsforskriften §4-7. Hovedaktivitetene som er omfattet av konsekvensutredningsprosessen er redegjort for nedenfor.

Et forslag til program for konsekvensutredning (dette dokument) utarbeides av operatøren og sendes på offentlig høring til berørte parter, myndigheter og interessegrupper, samtidig som det gjøres tilgjengelig på operatørens nettsider. Rettighetshaverne evaluerer mottatte innspill og hvordan disse kan ivaretas i konsekvensutredningen, og oversender sin vurdering til Energidepartementet (ED). På bakgrunn av forslaget til program for konsekvensutredning, høringsinnspill og rettighetshavernes evaluering, vil ED fastsette endelig program for konsekvensutredning for utbygging av Atlas.

På grunnlag av det fastsatte utredningsprogrammet vil rettighetshaverne utarbeide konsekvensutredningen som del II av PUD. Konsekvensutredningen sendes på offentlig høring til berørte parter, myndigheter og interessegrupper, og meddeles via Norsk Lysningsblad. Den blir samtidig tilgjengeliggjort på operatørens nettsider. Høringsinnspill sendes til operatøren med kopi til ED. Basert på mottatte innspill og rettighetshavernes evaluering vil ED vurdere behovet for eventuelle tillegg utredninger.

En foreløpig tidsplan for gjennomføring av konsekvensutredningsprosessen frem til innlevering av PUD er gitt i Tabell 1-1.

Tabell 1-1. Foreløpig tidsplan for konsekvensutredningsprosessen for Atlas.

Aktivitet	Tidsplan
Forslag til utredningsprogram sendes på høring (9 ukers høringsfrist)	3.kvartal 2026
Rettighetshaverne evaluerer mottatte kommentarer	1. kvartal 2027
Utredningsprogrammet fastsettes av OED	1 kvartal 2027
Konsekvensutredningen utarbeides	2026 og tidlig 2027
Konsekvensutredningen sendes på høring (inntil 12 ukers høringsfrist)	2. kvartal 2027
Evaluering av mottatte kommentarer	4. kvartal 2027
Innlevering av PUD med konsekvensutredning	1. kvartal 2028

1.3 Tilgrensende planer og konsekvensutredninger

Nordsjøen har omfattende petroleumsvirksomhet, og det er gjennomført et stort antall utredninger som belyser konsekvensene av olje- og gassvirksomheten i området. Denne konsekvensutredningen vil i stor grad basere seg på eksisterende informasjon om naturressurser og miljøkonsekvenser, og støtte seg på den omfattende dokumentasjonen som er framlagt i forbindelse med Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene fra 2024 (Klima- og miljødepartementet, 2024).

Konsekvensutredningen for Atlas-prosjektet vil også vise til konsekvensutredningen for Northern Lights (Equinor, 2018), utarbeidet av Equinor i 2019, som den første lisensen tildelt særskilt for CO₂-lagring i Norge (dvs. ikke tilknyttet petroleumsvirksomhet). Det vil i tillegg vises til andre relevante konsekvensutredninger der dette er hensiktsmessig.

1.4 Myndighetsprosesser og tillatelser

For å gjennomføre utbyggingsplanen vil det måtte innhentes flere tillatelser fra norske myndigheter. Hvilke tillatelser som må innhentes i de ulike fasene vil bli avklart i den videre prosessen og gjennom behandlingen av konsekvensutredningen. Konsekvensutredningen vil identifisere de mest sentrale søknader og tillatelser som er nødvendig for godkjenning av prosjektet.

2 Planer for utbygging, anlegg og drift

2.1 Rettighetshavere og lisensvilkår

Atlas-lisensen ble tildelt rettighetshaverne i 2024. Aker BP (operatør) og ORLEN Upstream Norway AS (Orlen) er rettighetshavere, med eierandeler på hhv. 80% og 20%. Lisensen gir enerett til leting etter undersjøiske reservoarer med sikte på vurdering av potensialet for utnyttelse av et undersjøisk reservoar til lagring av CO₂ innenfor området som omfattes av tillatelsen.

Lisensen omfatter blokk 30/12 hvor det tidvis foregår aktivt fiske etter tobis. Fisket etter tobis er regulert, og hvor det er tillatt med fiske etter tobis innenfor dette området kan variere. Det vil være borebegrensninger i de områder der det faktisk fiskes etter tobis i perioden fra 1. april til 30. juni.² Videre spesifiserer konsesjonsdokumentet at skal det brukes løsninger som i minst mulig grad endrer bunnforholdene i tobisfeltene i forbindelse med mulige utbygginger i området.

2.2 Geologisk struktur

Hovedstrukturen for lagring av CO₂ (heretter kalt Atlas-strukturen) er en stratigrafisk felle som ligger nord for Utsirahøyden og strekker seg over Bjørgvinryggen og Stordbassenget. Her skal CO₂ lagres i sedimentære bergarter av paleogen alder i Hermod-formasjonen, som i Atlas-området er en vannførende sandsteinsformasjon. Hermod-reservoaret tolkes som et turbidittisk viftesystem som kiler ut mot Stordbassenget, med svært gode reservoaregenskaper og god kommunikasjon mellom reservoarsonene, bekreftet av brønndata fra nærliggende letebrønner. Dette gjør Atlas-området gunstig for geologisk lagring av CO₂.

Som angitt i Søkeldirektoratets CO₂-atlas (Oljedirektoratet, 2011), vil fysiske og kjemiske forhold sikre at CO₂ forblir lagret i det væskefylte Hermod-reservoaret. Total lagringskapasitet er anslått til 150 millioner tonn CO₂.

Prinsipp for CO₂ lagring i Atlas-strukturen

CO₂ skal injiseres i væskeform til et vannfylt reservoar under havbunnen og med forhold som sikrer at CO₂ forblir i superkritisk tilstand. En rekke faktorer bidrar til at CO₂-en vil forbli i reservoaret som f.eks.:

- CO₂ er vannløselig, og blir dermed oppløst i formasjonsvann
- Sammen med vannet vil CO₂ bli fanget av tette overliggende lag
- Kapillære krefter vil avstenge CO₂ i bergmineralenes porestruktur
- CO₂ er lettere (lavere tetthet) enn vann i superkritisk tilstand
- CO₂ bindes kjemisk til mineraler i reservoaret

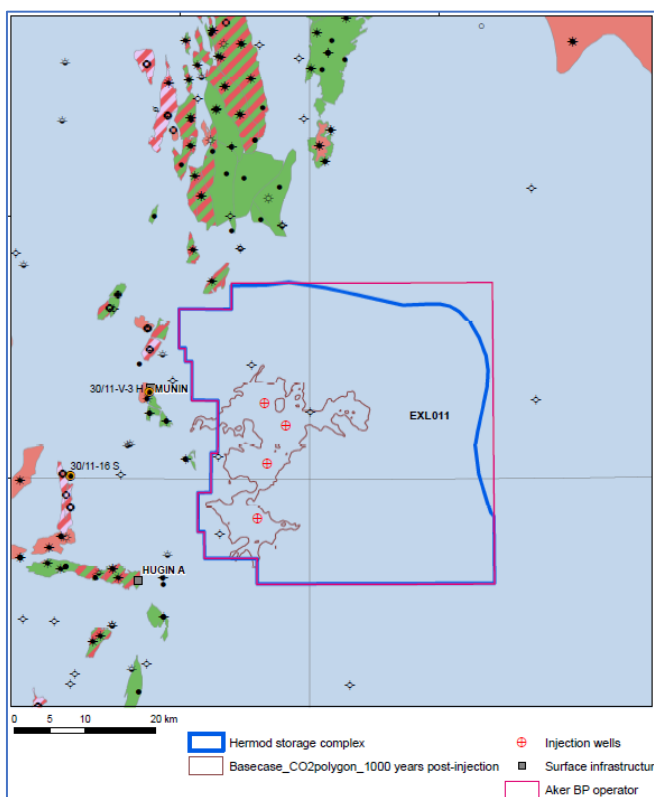
Søkeldirektoratets CO₂-atlas (Oljedirektoratet, 2011) gir en nærmere beskrivelse av mekanismer for permanent lagring av CO₂ i undergrunnen.

² Informasjon om hvilke blokker dette gjelder for bestemte år fås ved henvendelse til Fiskeridirektoratet.

Fire letebrønner innenfor lisensområdet viser svært god porøsitet og permeabilitet, med gjennomsnittlig netto sandsteinstykkelse fra 30 til 50 meter. Tilstedeværelsen av en stratigrafisk felle er bekreftet gjennom brønnpenetrasjoner i nord, øst og sør, hvor Hermod formasjonen er fraværende. Det er ingen indikasjoner på hydrokarboner innenfor lisensområdet. Det planlegges for fire vertikale CO₂-brønner med injeksjon i Hermodformasjonen på en gjennomsnittlig dybde på 2100 m under havnivå (se foreløpig plassering av brønner i Figur 2-1).

De marine skiferformasjonene Lark og Horda fungerer som hovedforsegling. De utgjør en dokumentert forsegling for det nærliggende gassfeltet Frigg og har en tykkelse fra 500 til 700 meter på tvers av lisensområdet.

For å redusere risikoen for at injisert CO₂ når frem til pluggede letebrønner i området legges det særlig vekt på hensiktsmessig plassering av injeksjonsbrønnene. Det gjennomføres derfor omfattende 3D-simuleringer av reservoaret for å sikre at CO₂ lagres i de planlagte sonene med minst mulig risiko for at CO₂ beveger seg mot eksisterende brønner. I driftsperioden vil dette følges opp med overvåkning av fordelingen av injisert CO₂ i reservoaret, i tråd med den foreløpige overvåkningsstrategien (se kapittel 2.7).



Figur 2-1. Illustrasjon av Atlas-lisensen (EXL 011) og Hermod storage complex (blått omriss) samt illustrasjon av hvor CO₂-en vil befinne seg 1000 år etter injeksjon (brunt omriss). De planlagte injeksjonsbrønnene samt tidligere borede letebrønner er også angitt i figuren.

2.2.1 Injeksjonskapasitet

Basert på angitt samlet lagringskapasitet planlegger prosjektet å bore fire injeksjonsbrønner, hver med en årlig injeksjonskapasitet på en og en halv million tonn CO₂. Totalt planlegges det å injisere seks millioner tonn CO₂ per år i hele prosjektets levetid på 27 år.

2.3 Beskrivelse av konseptet

Utviklingskonseptet for Atlas-prosjektet er basert på transport av CO₂ i flytende form fra terminaler i Europa, med påfølgende injeksjon av flytende CO₂ for permanent lagring i et undersjøisk reservoar i Atlas-lisensen.

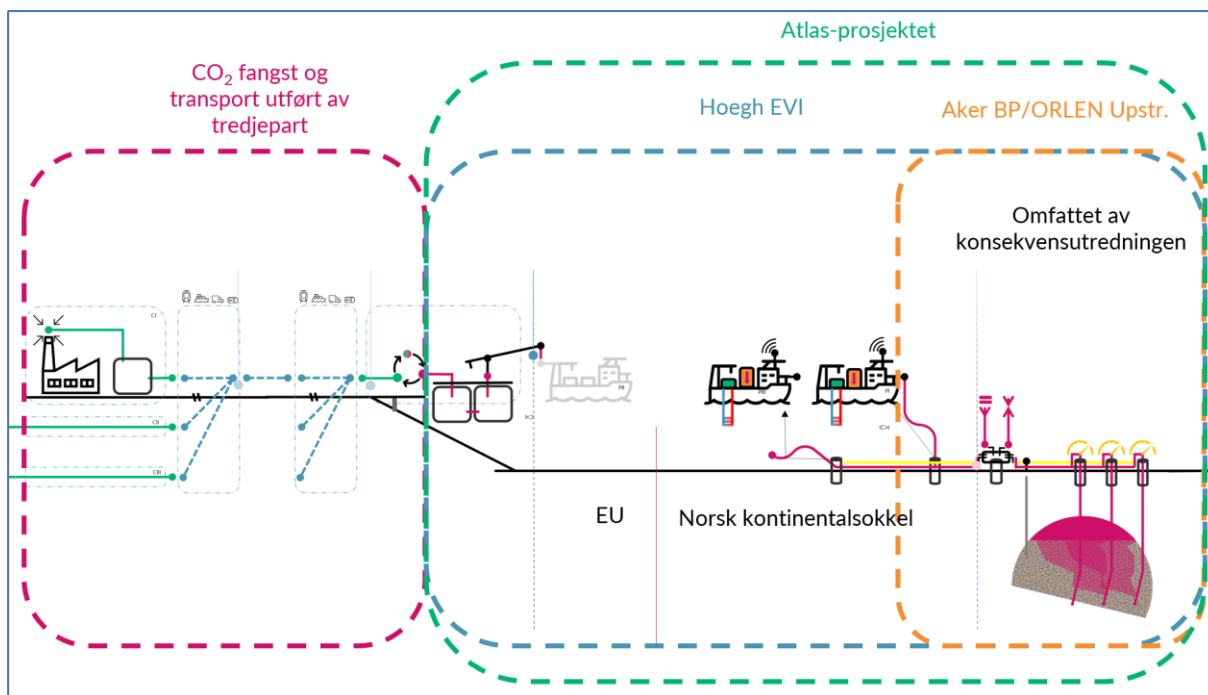
Aker BP og Höegh EVI³ har inngått et strategisk samarbeid om utvikling av en helhetlig løsning for mottak, transport og permanent lagring av CO₂ fra nordeuropeisk industri. Avtalen kombinerer selskapenes respektive styrker, kompetanse og teknologier, og utgjør et sterkt bidrag til verdikjeden for CCS (Carbon Capture and Storage). Innenfor samarbeidet har Aker BP ansvar for injeksjon⁴ og permanent lagring av CO₂ i undergrunnen. Höegh EVI har ansvaret for mottak av flytende CO₂ samt det maritime aspektet av prosjektet, og utvikler egnede fartøy for transport av flytende CO₂. Fartøyene vil være utstyrt med nødvendige prosesssystemer,

³ CO₂ transport, service og logistikk partner

⁴ Selve injeksjonen vil utføres av Höegh EVI på vegne av Aker BP.

herunder et såkalt *conditioning skid*, hvor flytende CO₂ kondisjoneres til korrekt trykk og temperatur før injeksjon.

Grenseflater mellom de ulike aktørene og trinnene i verdikjeden er illustrert i Figur 2-2. Foreliggende forslag til program for konsekvensutredning omfatter aktivitetene innenfor lisensen.



Figur 2-2. Grenseoppgang mellom de ulike delene i den totale CCS-verdikjeden for Atlas. Deler av verdikjeden som er omfattet av konsekvensutredningen med injeksjon og permanent lagring i undergrunnen er innrammet av stiplede linjer i gul-orange

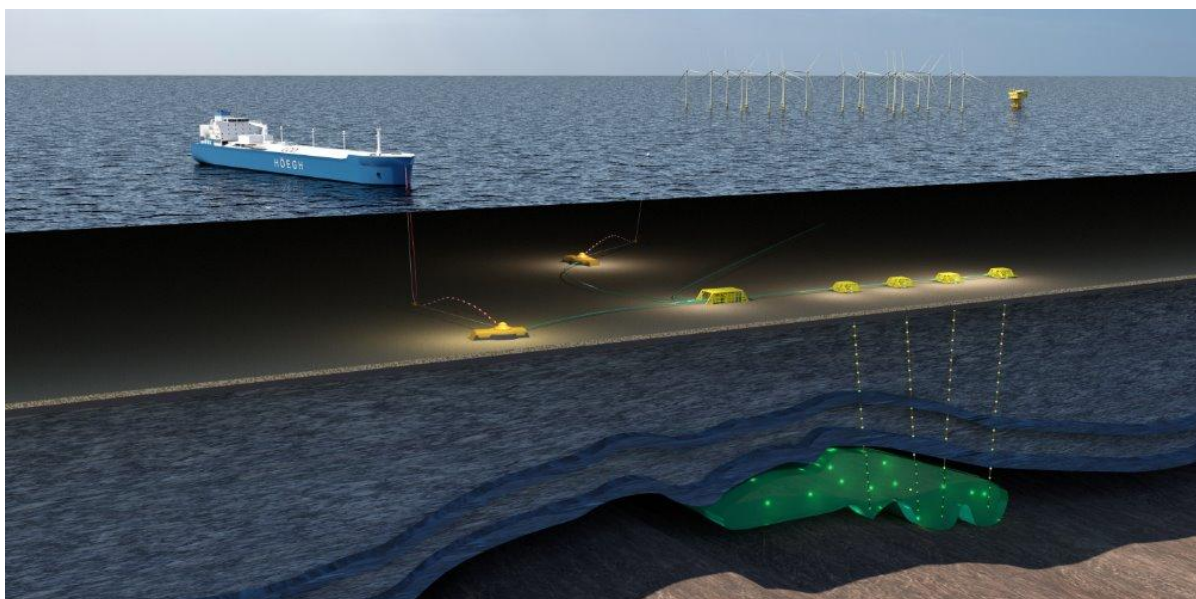
2.4 Alternative utbyggingsløsninger

2.4.1 Injeksjonsanlegg

Det er vurdert flere alternative utbyggingsløsninger for anlegget, med ulike utforminger, løsninger for energiforsyning og injeksjonskapasitet. Enkelte av disse er ikke funnet å imøtekomme prosjektets behov når det gjelder kapasitet, tidsplaner eller økonomisk gjennomførbarhet. Blant annet ble et pilotprosjekt med enn brønn (Alternativ 1) valgt bort da den ikke anses å gi tilstrekkelig økonomisk grunnlag. For de gjenværende alternativer (se listen nedenfor) er ambisjonen å kunne injisere 6 millioner tonn CO₂ per år.

1. Løsning med én injeksjonsbrønn med injeksjonskapasitet 1,5 millioner ton per år
2. Havbunnsanlegg med kontinuerlig direkte injeksjon fra flere vekslende transportfartøy
3. Direkte injeksjon med rørledning fra land eller fra en europeisk rørledning
4. Injeksjon fra en fast eller flytende innretning
5. Rørledning fra en eksisterende oljeplattform. Transport med fartøy til plattformen.

For hver av utbyggingsalternativene 2,3 og 4, foreligger det flere underliggende opsjoner. Foreløpige vurderinger peker på en referanseløsning med fartøy for injeksjon og fire havbunnsinjeksjonsbrønner (alternativ 2, se Figur 2-3). Havbunnssystemet vil bli designet slik at kan knyttes opp til en eventuell europeisk rørledning eller andre rørledninger dersom dette blir aktuelt på et senere tidspunkt. En alternativ løsning som også utredes videre er rørtransport fra land og havbunnsinjeksjonsbrønner (alt 3). Det planlegges å fatte endelig beslutning om anbefalt utbyggingsløsning andre kvartal 2027.



Figur 2-3. Illustrasjon av referanseløsningen med injeksjon fra et fast fartøy til fire havbunnsbrønner.

I konsekvensutredningen vil det bli nærmere redegjort for prosessen knyttet til vurdering av alternative utbyggingskonsepter, herunder vurderingskriterier, samt presentasjon av anbefalt løsning.

De fleste utbyggingskonseptene legger til grunn ubemannede operasjoner til havs, med styring av operasjonene fra et sentralt kontrollrom i Stavanger eller fra kontrollrommet på Hugin A i Yggdrasil-området. Det vil være behov for maritimt personell knyttet til alle fartøysløsninger.

Arbeid pågår også med å vurdere utforming og type havbunnsbasert infrastruktur for de aktuelle konseptene, herunder rørledninger og kontrollkabler. Videre gjennomføres studier av aktuelle løsninger for losseenheten, som skal kobles til injeksjonsfartøy/transportfartøy, inklusive oppankrings- og posisjoneringssystemer. To hovedkonsepter blir vurdert; frittstående oppankret system og neddykket system. Sistnevnte vil kobles til via transportfartøyet dreieskive, lignende som for et flytende produksjonsskip innen petroleumsvirksomheten.

2.4.2 Alternative transportløsninger

Prosjektet forutsetter at CO₂ fra kundene vil være tilgjengelig ved ulike terminaler i Nord-Europa. Videre transport av CO₂ fra terminalene planlegges utført med fartøy enten til terminal i Norge for videre transport med rørledning til injeksjonslokasjonen, eller direkte til injeksjonslokasjonen.

2.4.3 Energiforsyning

Injeksjon av CO₂ krever energi. For fire brønner, med totalt 6 millioner tonn per år i injeksjonsvolum, er det årlige energibehovet for kondisjonering og injeksjon av CO₂ estimert til om lag 46 000 MWh, med et maksimalt kraftbehov på rundt 6,1 MW. I tillegg vil det være behov for en mindre mengde kraft (11 kW) for styring av ventiler, overvåkning av brønnparametre og lekkasjedeteksjon.

Løsning for energiforsyning vil dels avhenge av utbyggingskonsept som omtalt over. En aktuell løsning er energien for injeksjon av CO₂ leveres av injeksjonsfartøylene. I dette tilfellet vil energien genereres fra LNG eller alternative fremtidige drivstoff som hydrogen eller ammoniakk. Kraft gjennom egen strømkabel fra en nærliggende installasjon, fra land eller fra et fremtidig vindkraftanlegg er også blant mulighetene som blir vurdert. Kraft fra land vil være gjenstand for en egen myndighetsprosess med tilhørende konsesjonssøknad og utredning.

I referanseløsningen leveres kraften som er nødvendig for kondisjonering av CO₂ før injeksjon og for selve injeksjonen fra fartøyet, mens nødvendig kraft til operasjon av ventiler, overvåkning av brønner og lekkasjedeteksjon vil leveres fra en innretning i Yggdrasil-området.

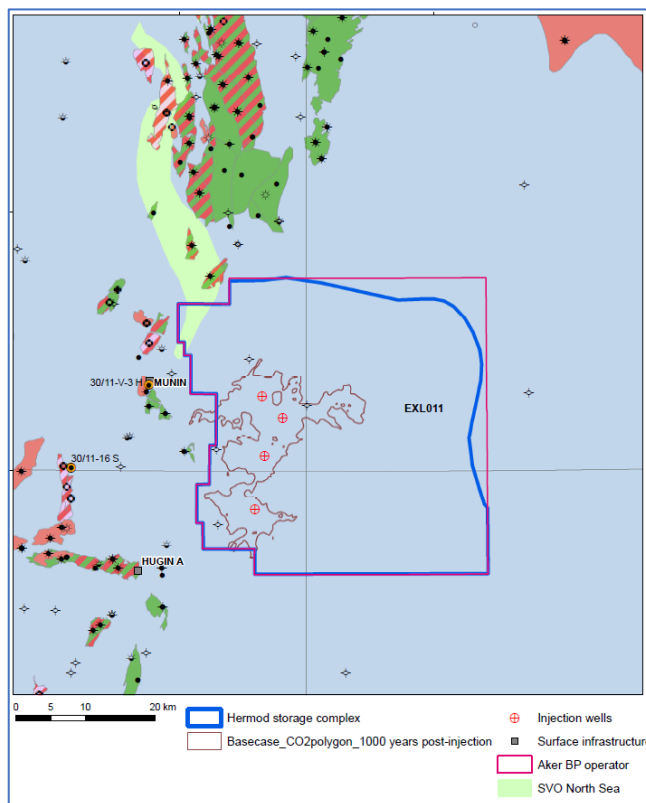
2.5 Anleggsfase inkludert boring

Injeksjonsbrønnene vil bli boret med en halvt nedsenkbar borerigg.

Brønnene plasseres på fire ulike lokasjoner for optimal injeksjon. Standard havbunnsbaserte brønner er referanseløsning. Foreløpig lokasjon av brønnene i forhold til Atlas-strukturen og SVO Tobisfelt (se kapittel 3.3) er illustrert i Figur 2-4. Avstand fra tobisfeltet til den nærmeste injeksjonsbrønnen er rundt 12,5 km, mens lengste avstand er 24 km.

Boretid per brønn er estimert til 25 dager. Hver brønn planlegges med fire seksjoner boret med vannbasert borevæske ned til et totalt dyp på rundt 2 300 m.

Type og omfang av installasjonsaktiviteter avhenger av endelig konsept samt løsning for transport og energiforsyning. Konsekvens-utredningen vil redegjøre nærmere for omfang av installasjonsaktivitetene og områder som planlegges utbygd.



Figur 2-4. Illustrasjon av SVO Tobisfelt (lysegrønt område), Atlas-lisensen (EXL 011) og Hermod storage complex (blått omriss) samt illustrasjon av hvor CO₂-en vil befinne seg 1000 år etter injeksjon (brunt omriss). De planlagte injeksjonsbrønnene samt tidligere borede letebrønner er også angitt i figuren.

2.6 Driftsfase

Detaljene i drift- og vedlikeholdsmodellen er ikke besluttet, men de overordnede føringene er lagt i en generell driftsstrategi. Denne er bygd på Aker BP sin nylig etablerte overordnede driftsstrategi for alle opererte felt. Sentrale prinsipper vil være:

- Ubemannet feltløsning
- Autonome operasjoner
- Kontrollrom ved Aker BP sitt operasjonssenter i Stavanger
- Portefølje av digitale verktøy for å støtte datadrevne beslutninger
- Utnytte Aker BP sine sentrale tjenester innen:
 - forsyning og logistikk
 - inspeksjon, vedlikehold og reparasjon
 - ytelsesbaserte drift- og vedlikeholdskontrakter
 - brønnvedlikehold

Driften vil foregå i tett samarbeid med Höegh EVI.

2.7 Overvåkning av lagringslokasjonen

En risikobasert overvåkningsplan med tilhørende respons- og avbøtende tiltak vil utarbeides i god tid før oppstart av CO₂-lagring. Hovedformålet med planen er å forhindre og redusere risikoen for lekkasjer, samt å sikre at regelverket for injeksjon og lagring av CO₂ i undergrunnslag overholdes i alle prosjektfaser frem til overlevering til myndighetene. Planen vil forberedes som en del av PUD dokumentasjon og vil videre forbedres fram mot søknaden om tillatelse til injeksjon av CO₂.

Overvåkingsplanen skal adressere risikoene som har blitt identifisert og analysert i risikovurderingen for inneslutning. Etter hvert som prosjektet utvikles og injeksjonserfaring oppnås, vil planen oppdateres i takt med endringer i CRA (se faktaboks), når ny teknologi blir tilgjengelig, og i samsvar med regelverkskravet om oppdatering hvert femte år. Planen deles inn i primær (planlagt) og sekundær (utløst) overvåking.

Primær overvåking inkluderer både aktiv og passiv seismisk overvåking, brønnovervåking og miljøovervåking:

- Aktiv seismisk overvåking: Dette innebærer en serie 3D-seismiske undersøkelser for 4D-seismikk.
- Passiv seismisk overvåking: Et passivt overvåkingsnettverk vil utformes for å gi nøyaktige målinger av plassering og størrelse på naturlig og potensiell induert seismisk aktivitet. Nettverket vil kombinere eksisterende og operative teknologier på norsk sokkel, som det norske seismologiske nettverket (NNSN) og HolsNøy Array (HNAR). I tillegg kan eksisterende fiberoptikk via telekommunikasjonskabler på havbunnen potensielt innlemmes.
- Brønnovervåking: Overvåkingen vil omfatte både trykk- og temperaturmålinger i injeksjonsbrønnene. Dette gjøres dels ved kontinuerlig overvåking med trykk- og temperaturmålere i brønnhode og nede i brønnen, og dels gjennom planlagte fall- eller trinnvise tester av reservoartrykk under drift.
- Miljøovervåking: Det vil etableres en referanse med hensyn til anomalier rundt driftslokasjonene før injeksjonsstart, som utsiving av gass eller formasjonsvann fra sjøbunnen, eller varige forekomster av gassmigrasjon opp gjennom vannsøylen.

Sekundær eller utløst overvåking: Dersom det oppstår betydelige uregelmessigheter, kan en responsstrategi og sekundær overvåking utløses. Hvilke teknologier som benyttes, vil avhenge av hvilke avvik som påvises under den primære overvåkingen.

Vurdering av lekkasjerisiko

Ved lagring av CO₂ i undergrunnen er det en forutsetning at injisert CO₂ forblir i lagringskomplekset. Det skal ikke forekomme lekkasjer, dvs. migrasjon av CO₂ ut fra lagringskomplekset og til ytre miljø. For å sikre dette, gjennomfører prosjektet en integrert tverrfaglig risikovurdering (Containment Risk Assessment (CRA)) i hver fase av prosjektet, for å identifisere mulige migrasjonsveier og analysere effektiviteten til de geologiske barrierene. Risikovurderingen baserer seg på kunnskap om undergrunnen, omgivelsene, samt eksisterende og planlagte brønner. Vurderingen utføres ved hjelp av sløyfedigram (bow-tie) metodologi.

Hovedformålet med risikoanalysen er å evaluere, analysere og dokumentere sikkerheten ved geologisk lagring av CO₂ i lisensen, samt å bekrefte at det ikke er signifikant risiko for lekkasje, helseskade eller miljøskade. Risikovurderingen vil gi helhetlig oversikt over alle potensielle lekkasjeveier, barrierene som er på plass, mulige avbøtende tiltak og sannsynligheten for utslipp av CO₂ til sjø, med tilhørende konsekvenser for hver lekkasjevei. Risikoanalysen vil gi inngangsdata til miljørisikoanalysen for utslipp av CO₂ til ytre miljø (se kapittel 7.1), samt danne grunnlaget for planen for overvåking av lagringslokasjonen og tilhørende responsplan (kapittel 0).

2.8 Avslutningsfase

Lagringsforskriften §7-1 krever fremlagt en avslutningsplan før tillatelsen utløper eller lagringsaktiviteten planlegges å opphøre. Denne planen vil ha en egen konsekvensutredning. Relevante forhold tilknyttet anbefalt utbyggingskonsept vil bli nærmere omtalt i konsekvensutredningen for utbyggingsplanen, og mer detaljert utredet i konsekvensutredningen for avslutningsplanen.

2.9 Tidsplan for gjennomføring

Prosjektet blir gjennomført med mål om å ta investeringsbeslutning i andre kvartal 2028, med påfølgende innlevering av utbyggingsplan for prosjektet mot slutten av 2028. Etter myndighetsgodkjenning vil prosjektet bli gjennomført, herunder fabrikasjon av innretninger og infrastruktur, installasjon og oppkobling til havs.

Oppstart av injeksjon er planlagt til tredje kvartal 2031. Dette vil tilpasses andre deler av verdikjeden, med fangst og transport, samt inngåtte avtaler og forpliktelser overfor kunder.

Konsekvensutredningen vil redegjøre nærmere for tidsplanen for gjennomføringen.

2.10 Investeringer og driftskostnader

Prosjektets investeringsomfang vil i stor grad avhenge av hvilket utbyggingskonsept som velges, samt valg av løsning for energiforsyning og transport. Brønnskostnadene vil være nokså like uavhengig av utbyggingsløsning. På tvers av konseptene antas de totale investeringene å ligge i størrelsesorden ni til elleve milliarder norske kroner.

Driftskostnader vil tilsvarende avhenge av utbyggingskonsept og energiløsning, samt tariffer for eventuell rørtransport.

Utslipp til luft vil være gjenstand for kvoteplikt og miljøavgifter. Dette vil bli nærmere redegjort for i konsekvensutredningen.

2.11 Helse, miljø og sikkerhet

Aker BP ønsker å være en ansvarlig samfunnsaktør og en god arbeidsgiver. Vi mener at lokalsamfunnene vi jobber i bør dra nytte av at vi er til stede, og vi ønsker å skape meningsfulle og bærekraftige effekter gjennom investeringene våre.

Med solid bakgrunn i petroleumsnæringen er Aker BP posisjonert til å spille en viktig rolle i arbeidet med å finne kostnadseffektive og fremtidsrettede løsninger for å imøtekomme klimamålsetningene. Lisensen vi har til å operere på norsk sokkel er avhengig av sikre operasjoner utført under de høyeste helse-, miljø og sikkerhetsstandardene (HMS). HMS er alltid førsteprioritet, og HMS-rammeverket vårt beskriver standarder og forventninger som skal sikre at Aker BP er en trygg arbeidsplass.

Atlas-prosjektet har etablert en HMS-plan som definerer hvordan prosjektet skal jobbe for å ivareta HMS i alle ledd av aktiviteten. Planen skal bidra til enhetlig HMS-styring av prosjektet, bidra til regelverksoppnåelse og tilrettelegge for at prosjektet gjennomføres i tråd med interne og eksterne forventninger og krav. Planen oppdateres i hver fase av prosjektet.

Prosjektet gjennomføres i henhold til Aker BP sin selskapsstrategi og styringssystem for prosjektgjennomføring. Aker BPs styringssystem stiller krav til tidlig identifikasjon av relevante sikkerhetsmessige og miljørelatert aspekter i hele prosjektets livsløp, slik at viktige forhold tidlig blir identifisert og avklart. Dette danner blant annet grunnlag for videre vurdering og implementering av beste tilgjengelige teknikker (BAT) for utbyggingsløsninger (Kapittel 4.5).

3 Områdebeskrivelse

Nordsjøen er et rikt og produktivt havområde. Det skiller seg fra Norskehavet og Barentshavet ved at det i mye større grad er påvirket av menneskelig aktivitet. Stortingsmelding 21 (Det kongelige klima- og miljødepartement, 2024) med underliggende rapporter gir en grundig beskrivelse av miljøforholdene i havområdet.

Atlas-prosjektet kan medføre fysiske forstyrrelser for miljøverdier i nærområdet gjennom utbyggingsfasen, ved lokale forstyrrelser under boreoperasjoner og installasjon av innretninger og infrastruktur, og under drift ved eventuelle uhellsutslipp av CO₂ og lekkasjer av formasjonsvann. I det etterfølgende beskrives miljøverdier i området, samt annen næringsaktivitet og kulturminner som kan påvirkes av planlagt aktivitet. Konsekvensutredningen vil inkludere en mer omfattende beskrivelse av naturressursene i området.

3.1 Fysiske forhold og bunnforhold

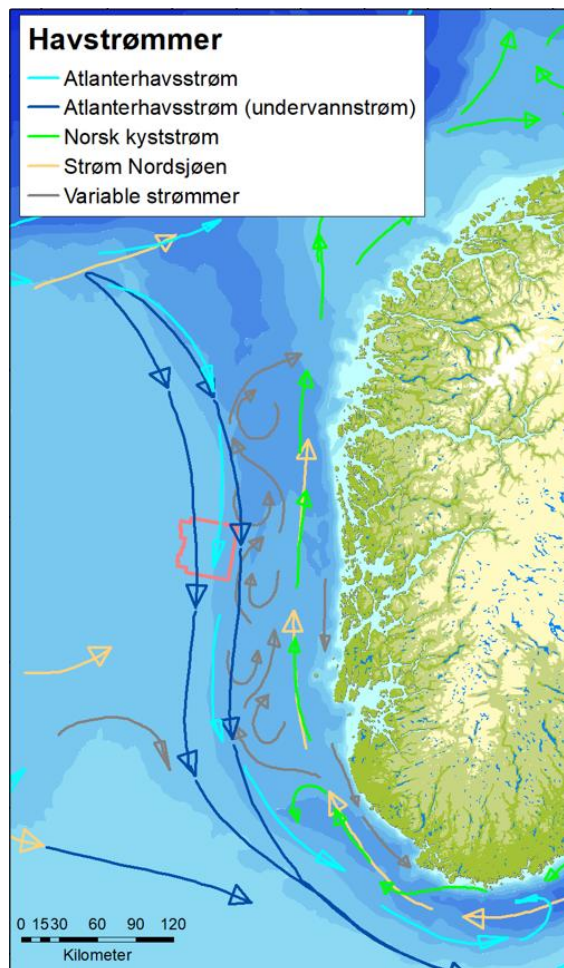
Nordsjøen er et relativt grunt hav sammenlignet med Norskehavet og Barentshavet. Om lag to tredjedeler av Nordsjøen har vanndybde mindre enn 100 meter. Norskerenna nær norskekysten er dypest med dybder på over 700 m.

De dominerende havstrømmene i Nordsjøen og Skagerrak er vist i Figur 3.1. De dypere nordlige delene er påvirket av atlantiske vannmasser med høy saltholdighet, mens de grunne områdene i sør i større grad er påvirket av ferskvannsavrenningen fra kontinentet. Langs kysten dominerer den nordgående kyststrømmen med vannmasser fra Østersjøen.

Om vinteren er vertikalblandingen stor i de fleste deler av Nordsjøen og medfører liten forskjell i vannmassenes egenskaper mellom øvre og nedre lag. Om sommeren resulterer oppvarmingen i det øvre vannlaget til et temperatursprang ved 20 til 40 meters dyp.

Overflatestrømmene i Nordsjøen er i stor grad påvirket av vinden. Dominerende vindretning er fra nord til nordvest om sommeren, og fra sørvest om vinteren. Gjennomsnittlig vindhastighet er 5 m/s om sommeren og 10 m/s om vinteren, og det er estimert at havstrømhastigheten er 3% av vindens hastighet. Strømhastighet i aktuell del av Nordsjøen varierer derfor mye gjennom året (Havforskningsinstituttet, 2006).

Sedimentforholdene i Nordsjøen gjenspeiler bunntopografien og strømmønsteret, der de grunnere partiene som oftest har grove sedimenter (sandbunn) mens de dypere områdene har sedimenter bestående av silt og leire. Basert på eksisterende kunnskap forventes sjøbunnen i området å bestå av sand og slamholdig sand (Barentswatch, 2025).



Figur 3-1. Overflatestrømmer i Nordsjøen. Atlas - lisensen er illustrert med rød figur. Datakilde: Havforskningsinstituttet

3.2 Beskrivelse av naturressurser

3.2.1 Sårbar bunnfauna

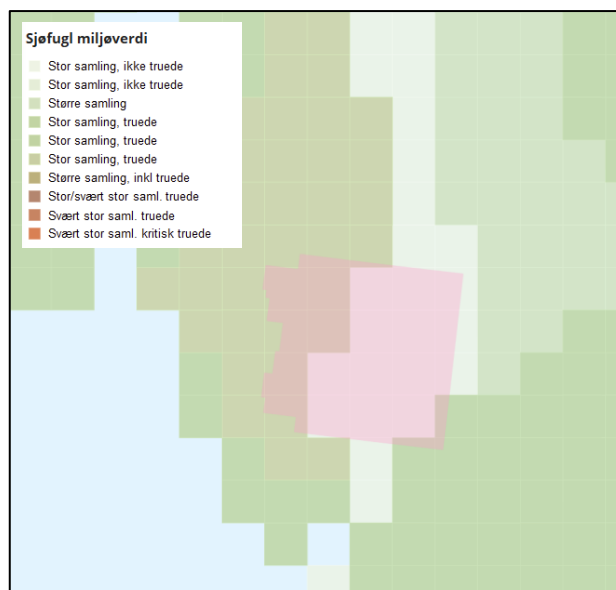
Atlas-lisensen er lokalisert i et område uten kjente forekomster av korall, sjøfjær eller større mengder svamp. Det er derfor heller ikke forventet å finne sårbar bunnfauna på Atlas-lisensen. Relevante deler av området vil bli kartlagt for sårbare arter og naturtyper i forkant av videre aktivitet i området.

3.2.2 Sjøfugl og sjøpattedyr

Nordsjøen er viktig overvintringsområde for en rekke sjøfuglarter, også dem som hekker lenger nord i sommerhalvåret. Det er langt færre hekkende sjøfugl i Nordsjøen og Skagerrak enn i Norskehavet og Barentshavet, men i trekkperioder er det meget viktige rasteområder for både høst- og vårtrekk på havet og ved kysten. Kystområdene er spesielt viktige for mange trekkfugler og overvintrende arter (arktiske vadere, lommer og andefugler). Den samlede sjøfuglbestanden i Nordsjøen er kraftig redusert siden 1970. Tilstanden er spesielt dårlig for arter som hekker langs kysten av Nordsjøen og Skagerrak, og redusert næringstilgang kombinert med klimaendringer er identifisert som grunnen til mange av de negative endringene i bestandene (Klima- og miljødepartementet, 2024).

Av sjøpattedyr dominerer nise i Nordsjøen, mens andre hvalarter som spekkhogger, kvitnosdelfiner og vågehval ses også innenfor sjøområdet (Klima- og miljødepartementet, 2024). For kystsel er kysten av Rogaland og Vestland viktige leveområder, men enkelte individer kan også finnes på næringssøk innenfor lisensområdet.

Viktigheten av et område for ulike naturressurser er vurdert ved hjelp av miljøverdier definert i Arealverktøyet utviklet av Faglig forum i samarbeid med Barentswatch (BarentsWatch, 2025). Vurderingsgrunnlaget for sjøfugler er basert på livshistorisk viktige områder og perioder, andel av nasjonal bestand i området og rødlistestatus. Havsule, samt de rødlistede artene lomvi⁵ og havhest⁶, er de eneste sjøfuglbestandene som har miljøverdi innenfor lisensen (Figur 3-2). Det vil kunne forekomme større ansamlinger av lomvi på åpent hav i perioden april - juli, havhest store deler av året, og havsule i perioden desember - mars. Lisensområdet overlapper ikke med områder registrert med miljøverdi for sjøpattedyr.



Figur 3-2. Miljøverdi for sjøfugl. Atlas-lisensen er angitt i rosa skravering. Kilde: barentswatch.no.

⁵ Lomvi er registrert som kritisk truet på den Norske Rødlista for arter 2021 (Artsdatabanken, 2025).

⁶ Havhest er registrert som sterkt truet på den Norske Rødlista for arter 2021 (Artsdatabanken, 2025)

3.2.3 Fisk og plankton

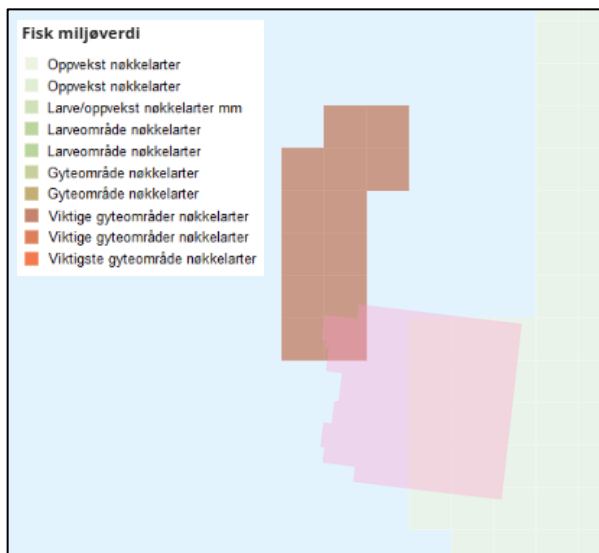
Atlas-lisensen ligger delvis eller helt innenfor gyteområde for blant annet nordsjøtors, lysing, sei, tobis, hvitting, øyepål, nordsjøhyse og makrell. Gyteområdene til disse artene er ikke begrenset til lisensområdet, men strekker seg over store deler av Nordsjøen.

Vurderingsgrunnlaget for miljøverdi for fisk er basert på unikhhet, livshistorisk viktige områder og perioder, tetthet og viktighet for produktivitet. Et gyte- og leveområde for tobis (se kapittel 3.3) registrert med viktig miljøverdi, strekker seg delvis inn i lisensområdet, se Figur 3-3. Miljøverdi for fisk. Lisensen er angitt i rosa skravering. Kilde: barentswatch.no.. Figuren viser også at den østligste delen av lisensen overlapper med oppvekstområdet for vårgytende sild.

Primærproduksjonen (produksjon av plankton) i Nordsjøen har endret seg over tid som en følge av endringer i abiotiske faktorer. Konsentrasjon av næringssalter fra menneskeskapte utslipp har avtatt de siste tiårene, som har bidratt til lavere primærproduksjon. Samtidig har

temperaturen i havet økt. På slutten av 1980-tallet var det en markert oppvarming av havet over flere år som førte til et skifte fra en dominans av hoppekrepsen raudåte (*Calanus finmarchicus*) til den mer sørlige arten *Calanus helgolandicus*, samt en nedgang av arter i slektene *Paracalanus* og *Pseudocalanus*. Disse endringene har medført konsekvenser for andre arter lengre opp i næringskjeden og påvirket økosystemegenskaper i Nordsjøen (Klima- og miljødepartementet, 2024).

Tradisjonelt sett har ikke planktonbestander blitt ansett som veldig sensitive for lokal forurensning på grunn av deres brede og varierte distribusjon, korte generasjonstid og raske tilflyt fra upåvirkede områder.



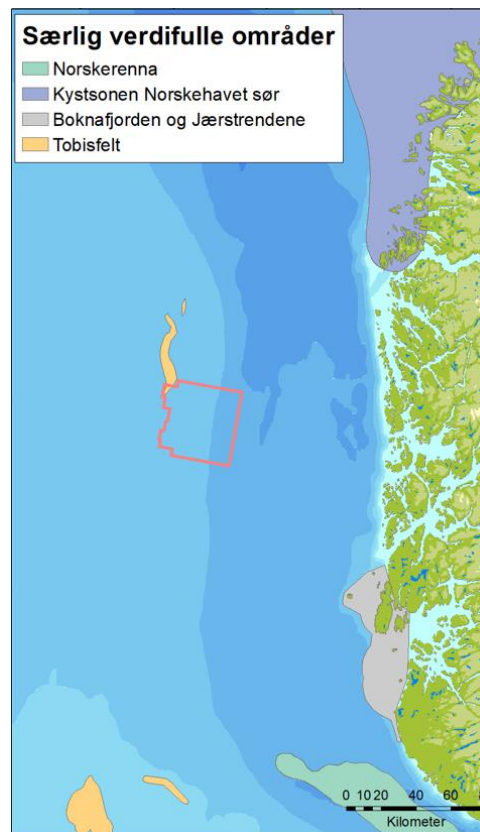
Figur 3-3. Miljøverdi for fisk. Lisensen er angitt i rosa skravering. Kilde: barentswatch.no.

3.3 Særlig verdifulle og sårbare områder

Særlig verdifulle og sårbare områder (SVO) er områder som har vesentlig betydning for det biologiske mangfoldet og den biologiske produksjonen i havområdet, også utenfor områdene selv, samt er vurdert som særlig sårbare eller viktige for enkelte eller flere arter/habitater. Eksempler på miljøverdier i SVO-områder er viktige leve- eller gyteområder for fisk, viktige leveområder for sjøfugl, eller korallforekomster. Et områdes status som SVO gir ikke direkte virkninger i form av begrensninger for næringsaktivitet, men signaliserer viktigheten av å vise særlig aktsomhet.

I det faglige grunnlaget for forvaltningsplanen for de norske havområdene ble tolv områder i Nordsjøen og Skagerrak (Klima- og miljødepartementet, 2024) identifisert som særlig verdifulle og sårbare områder. Av disse ligger åtte områder langs kysten og fire områder i åpent hav i Nordsjøen. I tillegg er kystsonen identifisert som et generelt verdifullt område.

Atlas-lisensen overlapper med deler av SVO Tobisfelt (Vikingbanken), som er et viktig gyte- og leveområde for tobis ([havsil](#), *Ammodytes marinus*) (Figur 3-4). Som illustrert i Figur 2-4 overlapper ikke området hvor CO₂ vil lagres med SVO-området.



Figur 3-4. Lokalisering av Atlas-lisensen i forhold til nærliggende SVO-områder.

3.4 Kulturminner

Det er fire kjente vrak innenfor lisensområdet (se Figur 3-9). Disse vil hensyntas ved planleggingen av utbyggingen. Som del av det videre arbeidet med sjøbunnskartlegging i relevante områder, vil også eventuelle andre marine kulturminner bli kartlagt. Behovet for marinarkeologiske undersøkelser vil bli avklart i dialog med Stavanger Maritime Museum.⁷

3.5 Annen næringsvirksomhet

Det er relativt begrenset næringsvirksomhet i området rundt Atlas. Dette omtales kort nedenfor.

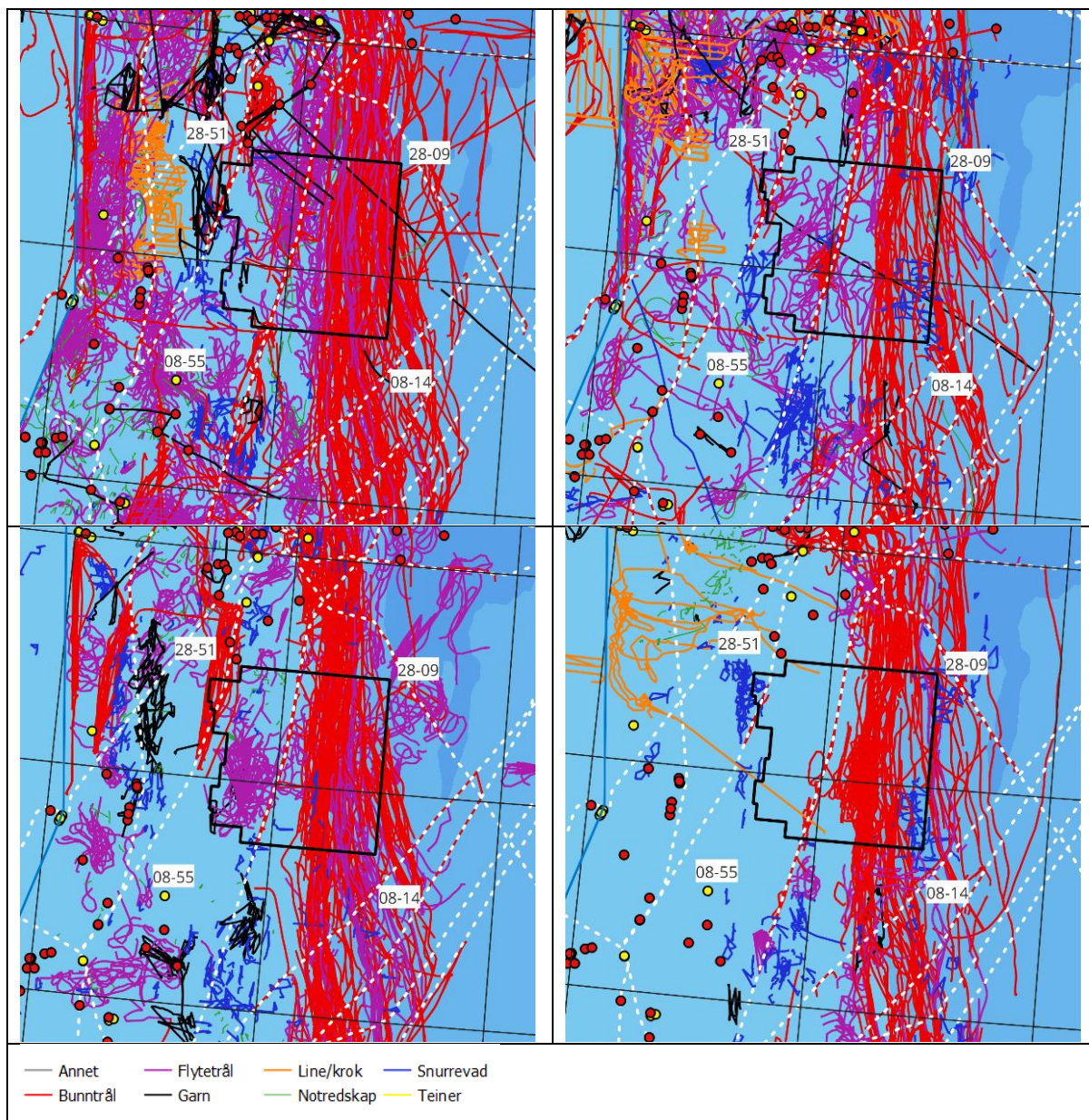
3.5.1 Fiskerier

Det foregår et omfattende norsk fiske i sommerhalvåret innenfor området som dekkes av Atlas-lisensen. I de vestlige delene av lisensen, herunder det planlagte utbyggingsområdet, dominerer pelagiske fisket etter arter som sild og makrell. Dette fisket foregår med ringnot og flytetral, og omfanget og lokaliseringen av disse fiskeriene har store variasjoner fra år til år. I de østlige delene av lisensen, som ikke berøres av den planlagte utbyggingen, tas de største fangstene med flytetral og bunntrål hvor det viktigste område for fiske med bunntrål er langs vestskråningen av Norskerenna.

Der ikke registrert noen fangst av tobis i den nordvestlige delen av lisensen de siste 20 årene. Det skyldes i hovedsak at området har vært stengt for tobisfiske pga. den svake bestandssituasjonen i området.

⁷Kulturminnemyndighetene vil varsles i henhold til kulturminneloven §14 ved eventuelle funn.

Det er innhentet satellittsporingsdata for 2024 og 2025 for området omkring Atlas-lisensen. Spøringsresultatene viser at det ikke har foregått noen norsk fiskeriaktivitet innenfor utbyggingsområdet i første og fjerde kvartal de to siste årene. All aktivitet er knyttet til sommerhalvåret. Resultatene for andre og tredje kvartal i 2024 og 2025 vises i Figur 3-5.



Figur 3-5. Norsk fiskeriaktivitet fordelt på redskapsgrupper i havområdet omkring lisensen. Øverst andre kvartal (venstre) og tredje kvartal 2024 (høyre). Nederst andre kvartal (venstre) og tredje kvartal 2025 (høyre). Havbunnsinnretninger er vist med røde prikker, overflateinnretninger med gule prikker. Rørledninger er stiplet. Data fra Fiskeridirektoratet.

For utenlandsk fiskeriaktivitet er det ikke tilgjengelig like oppdaterte sporingsdata som for det norske fisket. Det er heller ikke tilgjengelige data for fordeling av aktivitet på redskapstyper. Det siste tilgjengelige datasettet presenterer aktiviteten i 2022, dette vurderes som representativt for utenlandsk aktivitet i området, se Figur 3-6.

Som illustrert i figuren er det utenlandske fisket i og omkring det planlagte utbyggingsområdet begrenset. De mest utbredte redskapene er bunnrål, flytetral og not.

I forbindelse med utarbeidelse av konsekvensutredningen vil det innhentes flere år med fangststatistikk for å få et bedre bilde av fiskeriaktiviteten i området. Fartøysporingsdata for flere år vil også bli analysert og benyttet for å gi et bedre bilde av total aktivitet og variasjon over tid.

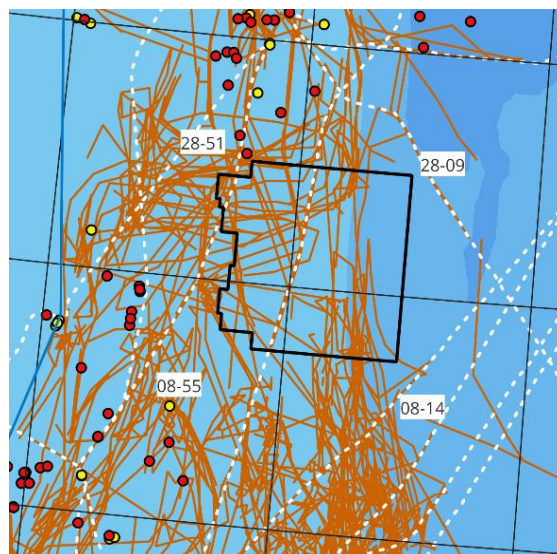
3.5.2 Skipsfart

Atlas-lisensen ligger i et område med relativt begrenset skipstrafikk (Figur 3-7). Det går imidlertid en del trafikk i nord-sør retning i østre halvdel del av lisensen. Trafikktettheten er størst langs kysten. De planlagte aktivitetene på lisensen vil øke trafikktettheten noe.

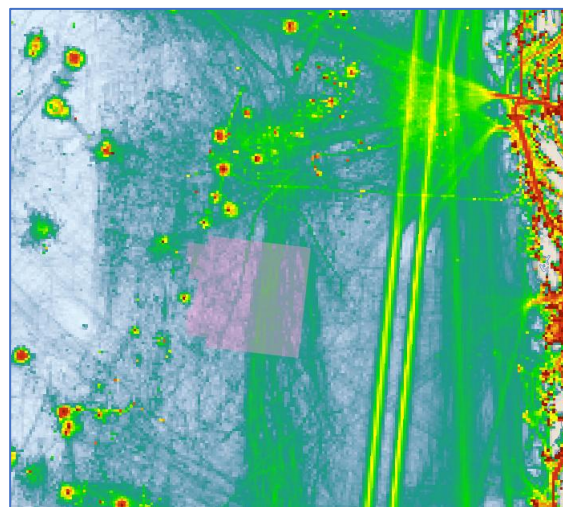
Konsekvensutredningen vil ta for seg hvor mye trafikken vil øke og hvilken effekt dette vil ha på området.

3.5.3 Militær aktivitet

Det er ingen overlap mellom de militære øvingsfeltene i Nordsjøen og Atlas-lisensen.



Figur 3-6. Utenlandsk fiskeriaktivitet i 2022 i havområdet omkring lisensen. Tilsvarende data for senere år foreligger ikke. Havbunnsinnretninger er vist med røde prikker, overflateinnretninger med gule prikker. Rørledninger er stiplet. Data fra Fiskeridirektoratet



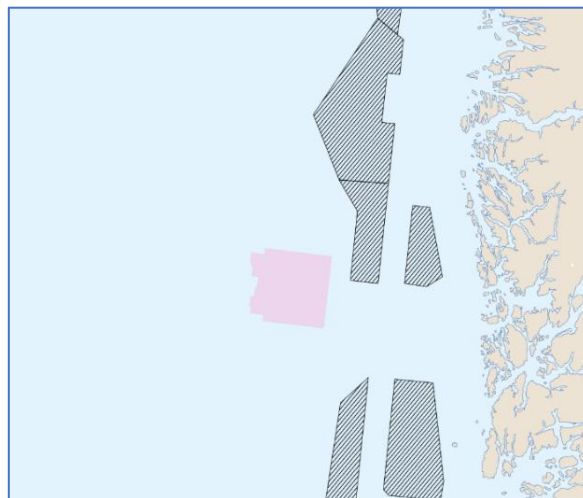
Figur 3-7 Skipstrafikk i regionen. Atlaslisensen er skravert i rosa. Kilde: Barentswatch/Edmonet.

3.5.4 Vindkraft

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har foreslått 20 områder for fremtidig utbygging av havvind, hvor flere av disse er lokalisert sentralt i Nordsjøen. Det nærmeste utredningsområdet (Vestavind E) er lokalisert drøyt 10 km øst for Atlas-lisensen (Figur 3-8).

3.5.5 Havbruk

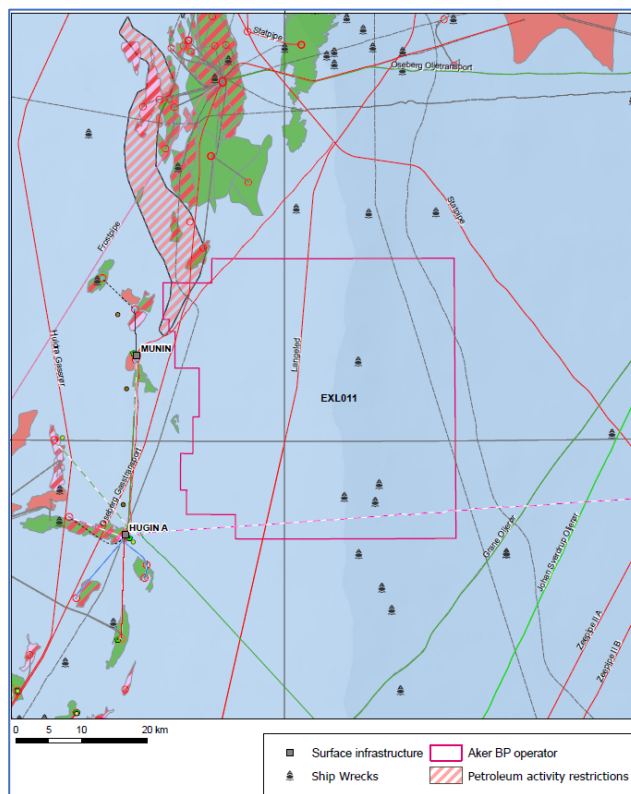
Nærings- og fiskeridepartementet har utredet tre områder for mulig havbasert oppdrett. Ett av disse områdene ligger utenfor Rogalandskysten, i betydelig avstand (ca 125 km) fra Atlas-lisensen. Det er derfor ikke forventet konflikt mellom de to aktivitetene.



Figur 3-8. Områder vedtatt og under utredning for utbygging av havvind. Atlas-lisensen er vist i rosa, mens utredningsområdene er gråskravert. Datakilde: Barentswatch.

3.5.6 Petroleumsvirksomhet

Atlas-lisensen ligger i en region med høy petroleumsaktivitet, hvor de nærmeste feltene er Hugin, Munin og Fulla i Yggdrasil-området, vest for lisensen, og Oseberg Sør, nord for lisensen (se Figur 3-9). Som illustrert i figuren er det en rekke rørledninger og kabler i området. En av disse, Langeled, passerer tvers gjennom lisensen samt at strømkabelen fra land til Hugin A krysser nedre del av lisensen. Som vist i Figur 2-1 er det tidligere boret fire brønner innenfor lisensområdet.



Figur 3-9. Petroleumsaktiviteter, maritim infrastruktur og gamle skipsvrak. Datakilde Sjøkeldirektoratet

4 Miljøkonsekvenser

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

4.1 Utslipp til luft

Utslipp til luft vil forekomme i hele prosjektets livsløp fra anleggsfasen til avslutning av aktiviteten. Dette vil i liten grad redusere klimagevinsten fra lagringsaktiviteten. Dette vil utdypes nærmere i konsekvensutredningen.

I borefasen og anleggsfasen vil utslipp til luft være knyttet til kraftgenerering på boreriggen, fra støttefartøy og installasjonsfartøy, samt fra helikoptertrafikk. Dette vil medføre utslipp av CO₂ og NO_x, samt mindre mengder SO₂.

I driftsfasen vil utslippene i hovedsak være relatert til kraften som trengs for å injisere CO₂ i reservoaret. Dette vil, avhengig av energibærer, medføre direkte eller indirekte utslipp til luft. I tillegg vil det, avhengig av hvilken utbyggingsløsning som velges, kunne forekomme operasjonelle utslipp av CO₂.

I avslutningsfasen vil eventuelle utslipp til luft være knyttet til kraftgenerering på boreriggen, fra støttefartøy og installasjonsfartøy, samt fra helikoptertrafikk.

Det vil bli utarbeidet og presentert et klimaregnskap for prosjektet.

Mer informasjon om utslipp til luft og hvilke utslippsreducerende tiltak som planlegges gjennomført vil bli gitt i konsekvensutredningen. Tilhørende konsekvenser vil bli beskrevet, og utslippene vil ses i sammenheng med virkningen av tiltaket.

4.2 Utslipp til sjø

Utslipp til sjø vil forekomme i prosjektets livsløp fra anleggsfasen til avslutning av aktiviteten. Det forventes at miljøpåvirkningen fra de planlagte utslippene vil være liten i alle fasene av prosjektet.

I anleggsfasen vil det forekomme utslipp av kjemikalier og borekaks i forbindelse med boring av injeksjonsbrønnene. Det planlegges i utgangspunktet for utslipp av sementkjemikalier og vannbaserte bore- og kompletteringsvæsker basert på kjemikalier i grønn og gul miljøkategori, det vil si kjemikalier med en akseptabel miljøpåvirkning. Avhengig av utbyggingsløsning vil det også kunne forekomme begrensede utslipp av kjemikalier i forbindelse med klargjøring av infrastrukturen på havbunnen. Det vil også være normale driftsutslipp av drenasjevann fra boreriggen, samt kjølevann og lensevann fra fartøysaktivitet.

I driftsfasen vil det være forbruk av kjemikalier i forbindelse med drift av injeksjonsenheten og injeksjonssystemet på havbunnen. Det planlegges for bruk av monoetylenglykol eller metanol for barrieretesting, mens ferskvann vil benyttes for brønnstimulering og brønnvedlikehold. Kjemikalierne og vannet vil injiseres i brønnene og vil ikke slippes til sjø⁸.

Prosjektet har en ambisjon om å bruke elektrisk styrte havbunnsventiler så langt det lar seg gjøre, men det kan ikke utelukkes at enkelte ventiler vil benytte hydraulikkvæske med mulig utslipp til sjø. Teknologivalg i forbindelse med styring av havbunnsventiler vil dokumenteres i en vurdering av beste tilgjengelige teknikk (BAT-vurdering, se kapittel 4.5).

Avhengig av hvilken utbyggingsløsning som velges, vil det kunne forekomme begrensede operasjonelle utslipp av CO₂ til sjø. Valgt løsning i forbindelse med operasjonelle utslipp av CO₂ til sjø vil dokumenteres i BAT-vurderinger. Det vil også gjennomføres en BAT-vurdering

⁸ Vedlikehold av brønnene forventes i hovedsak å omfatte oppløsning av salt i nærbrønnsområdet i reservoaret.

for valg av system for lekkasjedeteksjon. Denne vil inkludere en kartlegging av hvor eventuelle lekkasjer kan oppstå.

I avslutningsfasen vil utslipp til sjø være begrenset til utslipp i forbindelse med permanent plugging av brønner, fjerning av infrastruktur, og normale driftsutslipp fra borerigg og fartøy involvert i aktiviteten.

Mer informasjon om kjemikalietyper og utslipp til sjø, samt antatte konsekvenser og avbøtende tiltak, vil bli gitt i konsekvensutredningen.

4.3 Fysiske inngrep

Fysiske inngrep i havbunnen vil være knyttet til installering av havbunnsinfrastruktur, oppankring av den boreriggen og utslipp av borekaks til havbunnen. De mest omfattende fysiske inngrepene er normalt knyttet til rørlegging, herunder eventuell grøfting og tilbakefylling, samt etablering av steinfyllinger. Dette kan medføre påvirkning på havbunns habitater og utøvelse av fiskeri.

Planlagt boreaktivitet vil foregå i god avstand (> 12 km) fra SVO for tobis, utslipp av borekaks fra boring av injeksjonsbrønnene vil derfor ikke påvirke havbunnen i habitatet. Endelig valg av utbyggingsløsning, inkludert energiløsning og mulig kraftkabel, vil påvirke omfanget av fysiske inngrep. Det planlegges ikke for anleggsvirksomhet i lisensområdet som overlapper med SVO for tobis.

Det er generelt god kunnskap om omfang av påvirkning av havbunnen fra installasjons- og boreaktiviteter, som eksempelvis beskrevet i Offshore Norges håndbok for utsatte arter og habitater (Offshore Norge, 2024). For et område som i hovedsak består av sand, vil påvirket område fra installasjon, grøfting og steininstallasjon, typisk ha en direkte påvirkning innenfor noen få titalls meter.

Områder med sandbunn vil normalt restitueres naturlig over noe tid, avhengig av kornfordeling og også bunnstrøm i området (Dernie et al., 2003).

Som beskrevet i kapittel 3.2.1 er det ikke forventet forekomst av sårbar bunnfauna i området. Dersom sårbare arter eller kulturminner på sjøbunnen blir oppdaget i forbindelse med sjøbunnskartlegging, vil disse bli dokumentert og hensyntatt. Ved eventuelle funn av marine kulturminner (fartøy eller steinalderbosetninger) vil relevant myndighet bli kontaktet.

Omfanget av fysiske inngrep fra valgt utbyggingsløsning inkludert beskyttelsesstrategi for havbunnsstrukturer, løsning for kraftforsyning, utslipp av borekaks og avbøtende tiltak vil bli beskrevet og utredet i konsekvensutredningen

4.4 Uhellsutslipp

Det vil gjennomføres en miljørisikoanalyse for å belyse konsekvensene av eventuelle lekkasjer av CO₂ til sjø (se kapittel 7.1). I tillegg vil konsekvensene av eventuelle lekkasjer av formasjonsvann til sjø belyses.

Det er ikke påvist hydrokarboner i formasjonene det skal bores igjennom. Det er dermed neglisjerbar risiko for uhellsutslipp av hydrokarboner til sjø.

4.5 BAT-vurderinger

Prosjektet vil velge tekniske, operasjonelle og organisatoriske løsninger som etter en samlet vurdering gir de beste resultater, jf. forurensingsloven § 2 nr. 3 og rammeforskriften § 11 andre ledd. Slike BAT-vurderinger for teknikker som berører vesentlige miljøaspekter, er grunnlaget ved valg av tekniske løsninger og design.

Allerede identifiserte BAT-vurderinger inkluderer, men er ikke begrenset til:

- Valg av kontrollsystem
- Valg av rørledningsmateriale
- Lekkasje-deteksjon
- Metode for testing av sikkerhetsventilen til injeksjonsbrønnene

BAT-vurderinger blir gjort i henhold til Offshore Norges retningslinje 147 (Offshore Norge, 2022). Foreløpige eller endelige resultater vil presenteres i konsekvensutredningen sammen med oversikt over vurderinger som er identifisert, men som vil gjennomføres i senere faser av prosjektet.

4.6 Avfall

I anleggsfasen vil drift av fartøy og borerigg medføre noe generering av avfall, mens mengde avfall fra CO₂-lagringsaktiviteten vil være begrenset. Eventuelle avfallsstrømmer vil ivaretas gjennom avfallsplanene for aktivitetene. Mengden avfall fra avslutning av virksomheten vil være avhengig av både utbyggingskonsept og disponeringsløsning.

Avfall vil bli håndtert i henhold til forskriftene og Offshore Norges retningslinjer som beste praksis i petroleumsbransjen (Offshore Norge, 2025). Dette vil redegjøres nærmere for i KU.

4.7 Materialbruk og sirkulær økonomi

Materialbehovet for prosjektet vil i stor grad bestemmes av valgt utbyggingsløsning. I tillegg vil kravspesifikasjonen til renheten av CO₂ som skal injiseres påvirke materialvalget.

Atlas-prosjektet vil gjennomføres iht. [Aker BPs policy for sirkulær økonomi](#).

5 Konsekvenser for andre næringer

Prosjektet kan medføre konsekvenser for andre havbaserte næringer i området (se kapittel 3.5). Disse konsekvensene er primært knyttet til arealbruk og derfor mest relevant for fiskerier og annen fartøysaktivitet. Foreløpige vurderinger er redegjort for nedenfor.

Konsekvensutredningen vil gi nærmere vurderinger av virkninger av anbefalt utbyggingsløsning for fiskerier og annen fartøysaktivitet i området. Det forventes ikke grenseoverskridende virkninger av prosjektet.

5.1 Virkninger i anleggsfasen

Borerigg, med tilhørende sikkerhetssone (500 meter ut fra riggens ytterpunkter), og fartøysaktivitet i forbindelse med installasjon av nødvendige havbunnsstrukturer, vil medføre tidsbegrensede arealbegrensninger for fiskerier og annen fartøysaktivitet i området. Aker BP vil sikre nødvendig varsling i forbindelse med aktiviteten. Ulempene ved arealbegrensningene anses å være begrensede.

5.2 Virkninger i driftsfasen

I driftsfasen vil virkningene i stor grad være knyttet til arealbeslag forbundet med permanent(e) sikkerhetssoner rundt lossesystemer eller faste installasjoner.

5.3 Virkninger ved avslutning av virksomheten

Permanent plugging og etterlatelse av brønner krever bruk av borerigg med tilhørende sikkerhetssone. I tillegg vil fartøyer som er involvert i avslutning av virksomhet og fjerning av innretning(er) medføre arealbeslag. Disse aktivitetene vil være av midlertidig karakter, og vil bli varslet som omtalt for anleggs- og driftsperiodene. Operasjonelle ulemper av tilstedeværelse vurderes som begrensede.

Etter fjerning av innretning(er) vil området bli etterlatt uten overflateinnretninger og eventuell etterlatt infrastruktur på havbunnen vil være overfiskbart med bunnredskaper. Mer detaljerte vurderinger av sluttdisponering vil bli gjort i avslutningsplanen.

6 Samfunnsmessige konsekvenser

Prosjektets investeringer i utbygging og drift av karbonlagringsanlegget gir grunnlag for samfunnsmessige ringvirkninger i form av sysselsettingsvirkninger. Slike virkninger vil bli analysert på nasjonalt nivå og bransjefordelt. Dette vil være basert på antagelser om norske leveranseandeler innen hovedkontrakter, herunder fabrikasjon og installering av anlegg som boring av brønner.

Prosjektet vil videre medføre skatter til staten i henhold til skattelovens bestemmelser. Det vil bli estimert årlige inntekter til staten gjennom skatter og avgifter.

7 Forslag til utredningsaktiviteter

Konsekvensutredningen vil bli utarbeidet i samsvar med Lagringsforskriften og i henhold til utredningsprogrammet fastsatt av ED⁹. Den vil gi en teknisk og økonomisk beskrivelse av anbefalt utbyggingsløsning, samt en sammenfatning av innkomne høringsuttalelser til forslaget til utredningsprogram. Det vil redegjøres for hvilke tillatelser, godkjenninger og/eller samtykker det skal søkes om i henhold til norsk lovgivning.

Konsekvensutredningen vil i størst mulig grad baseres på eksisterende kunnskap og tilgjengelig informasjon og data om natur- og miljøforhold samt næringsaktiviteter i området (se kapittel 3). Den vil beskrive vesentlige virkninger av tiltaket for klima og miljø, naturressurser og samfunn, både for anleggsfasen, driftsfasen og avviklingsfasen (se kapittel 4 og 5), samt avbøtende tiltak. Klima- og miljøregnskap, BAT-vurderinger, samt strategier og planer for reservoarovervåking, lekkasjedeteksjon og respons vil bli kort beskrevet.

7.1 Spesielle forhold som ønskes belyst gjennom eksterne utredninger

En foreløpig vurdering av mulige virkninger av utbygging og drift av lagringsanlegget er gitt i kapittel 4 og 5. Disse kapitlene beskriver også hvilke fagutredninger og -vurderinger som vil gjennomføres internt i Aker BP i løpet av prosjektet og som underlag til konsekvensutredningen. I tillegg vil enkelte temaer belyses ved eksterne fagutredninger. Disse presenteres kort i det etterfølgende.

Miljørisikoanalyse

Det vil gjennomføres en miljørisikoanalyse for utslipp av CO₂ til ytmiljø i henhold til en metodikk utarbeidet av EU (Anon., udatert). Denne metodikken er benyttet i flere prosjekter for karbonlagring på norsk sokkel.

Den interne vurderingen av risiko for lekkasje til sjø (se faktaboks i kapittel 0), vil inkludere identifikasjon av relevante lekkasjescenarier med tilhørende vurdering av sannsynligheten for at en hendelse oppstår, samt tilhørende konsekvenser. Denne informasjonen vil benyttes som input til miljørisikoanalysen. Resultatene fra denne analysen vil danne grunnlag for vurdering av avbøtende tiltak, og vil presenteres i konsekvensutredningen.

Risiko for lekkasje av formasjonsvann fra aktiviteten og mulige miljøeffekter vil også vurderes.

Konsekvenser for fiskeri og andre næringer

Ny aktivitet i et område vil ha konsekvenser for andre næringer og brukere av området. Atlas-lisensen er lokalisert i et område som i deler av året er viktig for norsk og utenlandsk fiske. Aker BP vil innhente mer kunnskap om fiskeriaktivitetene, samt om andre næringer og aktiviteter i området. Basert på studiet vil en kunne identifisere og gjennomføre eventuelle avbøtende tiltak.

Utredning av samfunnsmessige virkninger av tiltaket

Som beskrevet i kapittel 6 vil det gjennomføres en analyse av de samfunnsmessige virkningene av tiltaket. Dette vil inkludere vurderinger av ringvirkningene av prosjektets klimaeffekt.

⁹ Olje og Energidepartementets (nå Energidepartementet) veiledning til PUD og PAD vil benyttes der det er hensiktsmessig.

7.2 Forslag til innholdsfortegnelse til konsekvensutredningen

Nedenfor er det presentert et forslag til hovedkapitlene i konsekvensutredningen.

- Forord
- Sammendrag
- Innledning
- Planer for utbygging, anlegg og drift
- Sammenfatning av innkomne høringsuttalelser til utredningsprogrammet
- Områdebeskrivelse
- Miljøkonsekvenser og avbøtende tiltak
- Konsekvenser for andre næringer til havs
- Samfunnsmessige konsekvenser
- Oppsummering av konsekvenser og avbøtende tiltak
- Plan for videre oppfølging, herunder overvåkingsplan
- Referanser og litteratur

8 Referanser og støttelitteratur

Aker BP, 2025. Aker BP's decarbonisation plan, 2025.

Aker BP, 2025. Aker BP's policy for sirkulær økonomi, 2025

Anon, udatert. ECO2. Best Practice Guidance for Environmental Risk Assessment for offshore CO₂ geological storage. WP14; lead beneficiary no 16 (DNVGL). ECO2 project number: 265847, Deliverable Number D14.1.

Anon, udatert. ECO2 Sub-seabed CO₂ storage. Impact on Marine Ecosystems. Best Practice Guidance for Environmental Risk Assessment for offshore CO₂ geological storage; WP14; lead beneficiary no 16 (DNVGL). Deliverable Number D14.1:

Artsdatabanken, 2025. Norsk rødliste for arter 021.

Barentswatch 2025. Arealverktøy:

<https://kart.barentswatch.no/arealverktoy?epslanguage=no>.

Equinor, 2018: Northern Lights - Mottak og permanent lagring av CO₂, Forslag til utredningsprogram for konsekvensutredning

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

Havforskningsinstituttet, 2006. Grunnlagsrapport RKU Nordsjøen; Miljø og naturressursbeskrivelse for Nordsjøen. Geir Huse, Jarle Klungsøyr, Einar Svendsen, Jon Alvsvåg og Reidar Toresen.

Klima- og miljødepartementet, 2020. Meld. St. 20 (2019-2020). Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene. Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, Norskehavet, og Nordsjøen og Skagerrak.

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

Offshore Norge, 2022. Guidelines #147. Best available techniques assessment.

Offshore Norge, 2024. Handbook. Species and habitats of environmental concern. Mapping, Risk Assessment, Mitigation and Monitoring. - In relation to Oil and Gas activities.

Offshore Norge, 2025. anbefalte retningslinjer for avfallsstyring i offshorevirksomheten.

Oljedirektoratet (Halland et al.), 2011. CO₂ storage atlas. Norwegian North Sea.

Olje og Energidepartementet, 2021. Meld. St. 36 (2020–2021) Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiressurser,

OSPAR 2008. Ospar list of threatened and /or declining species and habitats. Ospar Commision. <https://www.ospar.org/documents?v=32794>.

World Resources Institute, udatert. The Greenhouse Gas Protocol.