



OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Rapport



Kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet

23. november 2012





OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Rapport

Kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet

23. november 2012

INNHold

DEL I – Sammendrag og bakgrunn

DEL II – Grunnlag for vurderinger av petroleumsvirksomhet

DEL III – Ressurser og aktivitetsbilder

DEL IV – Virkninger av petroleumsvirksomhet ved ordinær drift

DEL V – Virkninger av petroleumsvirksomhet ved store akuttutslipp

DEL VI – Redusert negativ påvirkning

Sammendrag	9	1
Bakgrunn for kunnskapsinnhenting	17	2
Eksisterende kunnskapsgrunnlag	21	3
Status og fremtidsutsikter uten petroleumsvirksomhet	25	4
Erfaringer fra petroleumsvirksomhet fra andre regioner	43	5
Mulig petroleumsvirksomhet i utredningsområdet	47	6
Samfunnsmessige konsekvenser av petroleumsvirksomhet	55	7
Miljøkonsekvenser av regulære utslipp til sjø	77	8
Virkninger ved store akuttutslipp	83	9
Redusert negativ påvirkning fra petroleumsvirksomhet	111	10



Forord

Petroleumsvirksomheten er Norges største næring målt i verdiskaping, statlige inntekter og eksportverdi. Petroleumsnæringen sysselsetter snevert definert om lag 43 000 personer. Over 200 000 arbeidsplasser kan direkte eller indirekte knyttes til etterspørselen fra petroleumsnæringen.

Norsk petroleumsvirksomhet vil bidra til betydelig verdiskaping til det norske samfunnet i generasjoner framover. Sommeren 2011 presenterte regjeringen Meld. St. 28 (2010 - 2011) En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten. Der presenteres blant annet hovedmålet i petroleumspolitikken, som er å legge til rette for lønnsom produksjon av olje og gass i et langsiktig perspektiv. For å nå målet om langsiktig forvaltning og verdiskaping fra petroleumsressursene, må aktivitetsnivået opprettholdes på et jevnt nivå. Dette legges det best til rette for gjennom en parallell offensiv satsing på tre områder:

1. Økt utvinning fra eksisterende felt og utbygging av drivverdige funn
2. Fortsette en aktiv utforskning av åpnet areal, både i modne og umodne områder
3. Gjennomføre åpningsprosessene for Jan Mayen og Barentshavet sørøst, som kan gi grunnlag for ny økonomiske aktivitet i Nord-Norge.

Regjeringen tok stilling til spørsmålet om petroleumsaktivitet i det nordøstlige Norskehavet i inneværende stortingsperiode ved framleggelsen av den oppdaterte forvaltningsplanen for Barentshavet - Lofoten våren 2011. Regjeringen besluttet da at Olje- og energidepartementet skulle gjennomføre en kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet, særlig rettet mot nærings- og samfunnsmessige virkninger.

I kunnskapsinnhenting er det gjennomført et omfattende utredningsarbeid. Et sentralt poeng har vært å innhente lokalkunnskap gjennom dialog og samarbeid med lokale aktører og interessenter. Det foreligger nå 20 fagstudier der en rekke fagmiljøer har belyst ulike sider ved petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet. Arbeidet oppsummeres i denne sammenfatningsrapporten. Studiene bekrefter og styrker eksisterende kunnskap, og vi har nå et godt bilde av hva petroleumsaktivitet i dette området kan innebære.

Jeg sender på kunnskapsinnhenting ut på høring og gir berørte interessenter mulighet til å komme med innspill til det faglige arbeidet som er gjennomført, for således å sikre god faglig kvalitet. Sammenfatningsrapporten og de ulike fagstudiene er tilgjengelige på Olje- og energidepartementets nettsider.

Det bes om at eventuelle kommentarer til kunnskapsinnhenting sendes Olje- og energidepartementet innen 28. februar 2013.

Ola Borten Moe
Olje- og energiminister

Sammendrag

Hva er bakgrunnen for kunnskapsinnhenting?

I kunnskapsinnhenting om petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet vurderes virkninger av mulig petroleumsvirksomhet i uåpnede havområder utenfor norskekysten, fra Namsos i syd til Tromsø i nord. Lofoten, Vesterålen og Senja-regionen (LoVeSe) er viet særskilt oppmerksomhet.

Stortinget sluttet seg til regjeringens forslag om rammer for petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet. Det betyr at i inneværende stortingsperiode vil det ikke være petroleumsvirksomhet eller bli utlyst nye blokker i åpne deler av Nordland VI. Det vil heller ikke gjennomføres konsekvensutredning etter petroleumsløven i Nordland VII og Troms II eller i uåpnede deler av Nordland IV, V og VI i inneværende stortingsperiode.

Det ble videre besluttet at Olje- og energidepartementet skal gjennomføre en kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet. Området for kunnskapsinnhenting omfatter uåpnede deler av Nordland IV, V og VI samt hele Nordland VII og Troms II og tiliggende områder på land. I forbindelse med kunnskapsinnhenting for de uåpnede områdene, vil en vurdere behovet for en oppdatering av kunnskapsgrunnlaget også for åpnet areal.

Resultatene fra kunnskapsinnhenting skal kunne brukes i en eventuell konsekvensutredning om petroleumsvirksomhet. Temaene for kunnskapsinnhenting inkluderer blant annet samfunns- og næringsmessige virkninger og ringvirkninger, herunder virkninger for reiseliv og fiskerinæringen. Temaene er fastsatt i samspill med regionale og lokale myndigheter, sektormyndigheter og fagmiljøer.

Kunnskapsinnhenting er en åpen prosess som har pågått siden sommeren 2011. Det er lagt vekt på samspill med aktører i nærområdene til det

nordøstlige Norskehavet. For å gi en mer fullstendig beskrivelse av muligheter og utfordringer for regionen, er også åpnet del av Nordland VI belyst i arbeidet. Departementet har i arbeidet hatt jevnlig kontakt og samarbeid med regionrådene i Sør-Troms, Vesterålen, Lofoten og Salten (og Ofoten). Åpne innspillmøter om programmet for kunnskapsinnhenting ble avholdt i Harstad, Stokmarknes, Svolvær og Bodø i august 2011 og tilsvarende i Oslo i september 2011. Øvrige sektordepartementer og underliggende direktorater har også vært trukket inn i arbeidet.

Programmet for kunnskapsinnhenting ble fastsatt i desember 2011. Arbeidet med faglige grunnlagsrapporter som denne sammenstillingsrapporten er basert på har pågått siden. Sammenstillingsrapporten legges nå fram i tråd med det planlagte tidsløpet. Under følger en oppsummering av resultatene fra kunnskapsinnhenting.

Utviklingstrekk i området

Befolkningsutviklingen i analyseområdet har de siste 20 årene vært negativ og kan gjøre det utfordrende å opprettholde levende lokalsamfunn over tid. Med unntak av Midt-Troms (med Tromsø) og Salten (med Bodø) har hele analyseområdet opplevd befolkningsnedgang. Størst er nedgangen i Lofoten, Vesterålen og Senja. I samme periode som Norges befolkning har vokst med 15 pst., har LoVeSe hatt en nedgang i befolkningen på seks pst.

Andelen eldre øker raskere enn i resten av Norge, mens andelen innbyggere i aldersgruppen 20-40 år i LoVeSe har sunket med over 20 pst. de siste 20 årene. Det er generelt lav arbeidsledighet i analyseområdet, men andelen uføre er høyere enn landsgjennomsnittet. LoVeSe har noe høyere ledighet og andel uføre enn resten av analyseområdet.

Fiskeri og reiseliv er viktige næringer

I LoVeSe har fiskerinæringen stor betydning for sysselsettingen og verdiskaping. Om lag 1800 personer er fiskere med fiske som hovedyrke.

Fiskeriene i analyseområdet høster av store fiskebestander som er i god forfatning. Spesielt første og tredje kvartal er intensive fiskeriperioder i havområdene utenfor LoVeSe. Skrei-fisket (lofotfisket etter gytemoden torsk) står i en særstilling, både med aktivitet og landingsvolum. I 2011 utgjorde dette fisket om lag 70 pst. av volumet fra kystflåten. Likevel er antall fiskere blitt nesten halvert i løpet av de siste 20 årene, og gjennomsnittsalderen blant fiskere har gått opp i samtlige kommuner. Fiskeriene er sammen med fiskemottakene på land bærebjelken i mange kystsamfunn.

Reiselivsnæringen er også viktig både i LoVeSe og i resten av analyseområdet. Lofoten er bygd opp som et reiselivsdestinasjon gjennom aktiv satsing over mange år. Målt i antall overnattinger har reiselivsnæringen i analyseområdet økt med over 20 pst. den siste tiårsperioden. Lofoten, Salten og Helgeland har flest overnattinger. Veksten i antall overnattinger er konsentrert til Lofoten og Salten, mens de øvrige regionene har holdt et stabilt nivå. Antallet ansatte i overnattings- og serveringsbedrifter i reiselivsnæringen har fra 2000 til 2011 økt i Lofoten og Helgeland, mens antall ansatte for de øvrige regionene har gått tilbake.

Hva kan man forvente av petroleumsvirksomhet i området?

Våren 2010 la Oljedirektoratet frem oppdaterte ressursanslag for Nordland VI, VII og Troms II. Det er 95 pst. sannsynlighet for at utvinnbare ressurser er mer enn 76 mill. Sm³ oljeekvivalenter (o.e.), som tilsvarer to Goliat-felt. Det er videre fem prosent sannsynlighet for at de utvinnbare ressursene er på mer enn 371 mill. Sm³ o.e. (ti Goliat-felt). Disse ressurstallene er brukt til å etablere to aktivitetsbilder, ett med høy aktivitet

og ett med lav aktivitet. Aktivitetsbildene danner grunnlag for deler av kunnskapsinnhenting. Salgsverdien av olje og gass er på 1 520 mrd. kroner i høyt aktivitetsbilde og 180 mrd. kroner i lavt aktivitetsbilde. Lete-, investerings- og driftskostnadene er henholdsvis 310 mrd. kroner og 110 mrd. kroner for høyt og lavt aktivitetsbilde. Kostnadstallene gir en indikasjon på hvor stort omfanget (aktivitetsnivået) av petroleumsvirksomhet i analyseområdet kan bli. Aktivitetsnivået er igjen et viktig utgangspunkt for å vurdere ringvirkninger av petroleumsvirksomhet. Nettoverdien av petroleumssressursene i det høye aktivitetsbildet er anslått til 1 200 mrd. kroner som tilsvarer om lag 240 000 kroner per nordmann, og 70 mrd. kroner for lavt aktivitetsbilde.

Havområdene i det nordøstlige Norskehavet vurderes ikke som særskilt krevende med tanke på mulig petroleumsvirksomhet. Havstrømmene i deler av området kan være sterke, men værforholdene er som i åpne deler av Norskehavet. Havdypet på sokkelen går ned til 400 meter. Det er ikke forventet særskilt høyt trykk eller høye temperaturer i reservoarene. Dette skyldes den geologiske historien, der heving av sokkelområdet og erosjon har ført til en betydelig reduksjon i trykk og temperatur.

Oljedirektoratet har i kunnskapsinnhenting gjennomgått faktorer for valg av utbyggingsløsninger samt vurdert uprøvde utbyggingskonsepter som har vært lansert, bl.a. tunnelloesninger. Oljedirektoratets vurdering er at denne typen konsepter introduserer nye risikoelementer og at konvensjonelle løsninger legger grunnlag for betydelig høyere verdiskaping. Det er spesifikke forhold ved eventuelle funn som vil avgjøre hva som er optimalt for hver enkelt utbygging.

Hvilke ringvirkninger vil petroleumsvirksomhet skape?

Erfaringer fra petroleumsvirksomhet i andre regioner danner bakgrunn for å vurdere hva som kan forventes av effekter på land ved petroleumssaktivitet i det nordøstlige Norskehavet. Erfaringer fra Midt-Norge, Helgeland, Harstad og Hammerfest har vist at petroleumsvirksomhet kan gi betydelige ringvirkninger gjennom verdiskaping og sysselsetting i alle faser (leting, utbygging og drift) og at dette gjelder for både felt til havs og landanlegg.

Regionale ringvirkninger av petroleumsvirksomhet i analyseområdet innebærer en gjennomsnittlig årlig sysselsettingseffekt for regionen på om lag 1 100 sysselsatte ved høyt aktivitetsbilde og om lag 400 sysselsatte ved lavt aktivitetsbilde. De nasjonale sysselsettingskonsekvensene er estimert til henholdsvis 2 300 og 800 sysselsatte i gjennomsnitt. De nasjonale ringvirkningene er størst i utbyggingsfasen, mens de regionale ringvirkningene er størst i driftsfasen. Verdiskapingen på land i analyseområdet som følge av petroleumsvirksomhet er estimert til 55 mrd. kroner i høyt aktivitetsbilde og 26 mrd. kroner i lavt aktivitetsbilde.

Gassutvinning kan gi muligheter for etablering av lønnsom gassbasert industri på land, men erfaringen fra andre deler av landet tilsier at dette vil være krevende å få etablert.

Petroleumsvirksomhet krever forsynings-tjenester og tilhørende logistikk- og service-tilbud. Transportinfrastruktur for frakt av varer og personell inn og ut av området er viktig, dette omfatter veier, skipsleder, helikopterbasen og flyplasser. Det samme gjelder infrastruktur for avfallshåndtering og beredskap. Eksisterende infrastruktur i analyseområdet varierer. Kunnskapsinnhenting viser at det er fullt mulig å dekke de behovene som kan oppstå som følge av petroleumsvirksomhet i analyseområdet.

Kraftbehov som følge av petroleumsvirksomhet, kan i varierende grad dekkes i analyseområdet avhengig av om det er kraftunderskudd, -overskudd eller -balanse ved tilknytningspunktet.

Området har totalt sett kraftoverskudd, men spesielle tiltak kan måtte gjennomføres for å dekke kraftbehov fra petroleumsvirksomhet og samtidig sikre tilstrekkelig energiforsynings-sikkerhet.

Hvordan vil petroleums- virksomhet påvirke fiskeri og reiseliv?

Det er i kunnskapsinnhentingene gjort et omfattende arbeid for å styrke kunnskapen om fisket. Fra rapporter, statistikk og møter med fiskerne er det samlet utdypende kunnskap, spesielt om de kystnære fiskeriene som benytter mindre fartøy. Halvparten av de aktive fiskerne som er bosatt i analyseområdet arbeider på mindre båter. Denne delen av fiskeflåten bruker mest garn, line og juksa – redskaper med begrenset mobilitet, og som ofte settes på faste og lokale områder. Det er en utbredt oppfatning blant fiskere at tilgjengelig areal for fiske er svært begrenset. For havfiskeflåten er situasjonen annerledes, da disse fartøyene er mer mobile og i større grad kan tilpasse sitt fiske ved å gå til andre fiskefelt.

Petroleumsvirksomhet vil ha ulik påvirkning på de forskjellige fiskerier og fartøygrupper. Det er stor variasjon i fiskeriaktiviteten gjennom året, både i intensitet og redskapsbruk. I utforskningsfasen kan innsamling av seismiske data skape arealmessige utfordringer. Innsamlinger i området de siste årene viser at det er mulig å samle inn seismikk når det skjer i samarbeid med fiskerivirksomheten. Leteboring og eventuell utbygging og drift av plattformer, havbunnsinnretninger og rørledninger, benytter et begrenset areal. Utfordringene ved å finne løsninger som sikrer god sameksistens vil variere mellom de ulike områdene. Kjennskap til, og samarbeid med, de berørte fiskerier vil være viktig for å finne løsninger der begge næringer kan utøve sin virksomhet.

For fiskeriene vil helårig petroleumsvirksomhet også føre med seg positive virkninger, blant annet med bedre redningsberedskap, helikopter-tilgjengelighet, bedre mobildekning rundt plattformer og mer presise værvarsler til havs.

Kunnskapsinnhentingene belyser hvordan reiselivet blir påvirket av petroleumsvirksomhet. Virkningene for ferie- og fritidsreisende er vanskelig å tallfeste. Synlighet av petroleumsinnretninger på land eller til havs trekkes fram som en utfordring. Virkninger for yrkestrafikken, inkludert kurs- og konferansemarkedet, er mer entydig positive fordi petroleumsvirksomhet vil føre til økt aktivitet. Oppsummert er negative virkninger for Lofoten, som den viktigste reiselivsdestinasjonen, potensielt små ved høyt aktivitetsbilde og tilnærmet null ved lavt aktivitetsbilde.

Akutt oljeforurensning kan påvirke fiskerier og reiseliv negativt. Fiskeriene kan påføres direkte tap ved å båndlegge arealer og begrense fisket, tilsøle redskap og/eller skade ressursgrunnlaget. Indirekte effekter kan forekomme ved redusert etterspørsel og lavere priser på fisk som følge av omdømmeeffekt, noe som også kan påvirke fiskemottakene på land og havbruksnæringen. Negativ påvirkning av fiskeriene vil ha begrenset varighet. Også reiseliv kan påvirkes, særlig ferisegmentet. Dette segmentet kan oppleve en nedgang på 30-40 pst. i sesongen etter et uhell, men erfaringene fra andre hendelser tilsier at effektene ikke er varige.

Oljeselskapene er erstatningsansvarlig for forurensningsskade. Dette er regulert i petroleumsloven som slår fast at ansvaret gjelder uavhengig om oljeselskapene har opptrådt uaktsomt eller har skyld i hendelsen.

Hva er konsekvensene av regulære utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet?

I kunnskapsinnhentingene er konsekvenser av regulære utslipp til sjø fra mulig petroleumsvirksomhet i analyseområdet vurdert. Dette er forhåndsgodkjente utslipp, i hovedsak utboret steinmasse med rester av kjemikalier fra boring, og formasjonsvann med naturlige og tilsatte komponenter (produsert vann) fra oljeproduksjon. Resultatene viser at bunndyr som lever på eller i havbunnen vil være utsatt for borekaks gjennom lokal nedslamming av havbunnen.

Modelleringen av utslipp av produsert vann viser at påvirket område med mulighet for skade er meget begrenset. Kunnskapen om effekter av produsert vann og borekaks i høyproduktive områder er begrenset, men basert på dagens kunnskap om effekter av produsert vann generelt, er det lite trolig at estimerte utslipp vil gi effekt på bestander i analyseområdet.

Hva er miljørisikoen ved et akuttutslipp?

Som et grunnlag for analysene i kunnskapsinnhenting er det etablert utslippsscenarioer og gjennomført oljedriftsmodelleringer. Utslippssposisjoner er fordelt over analyseområdet og er primært lagt til områder hvor petroleumsgeologien er mest interessant. I tillegg er det valgt utslippssposisjoner i områder med antatt stor miljøfølsomhet. Oljedriftsmodelleringen benytter en oppdatert spredningsmodell og nye strømdata med større oppløselighet enn tidligere (4x4 km mot 20x20 km tidligere). Dette gir bedre kunnskap om områder som kan påvirkes av et oljeutslipp (influensområder). Disse områdene synes generelt å være noe større sammenlignet med tidligere arbeider.

I dagligtale skilles det i liten grad mellom risiko, sannsynlighet og konsekvens. I kunnskapsinnhenting er miljørisiko en funksjon av sannsynligheten for et akuttutslipp og den miljøkonsekvens som kan oppstå gitt at utslipp skjer.

Vurderingene av miljørisiko for aktivitetsbildene i analyseområdet viser gjennomgående lav miljørisiko fordi sannsynlighet for en betydelig eller alvorlig miljøskade er lav. Dette på tross av at konsekvensvurderingene isolert sett viser et betydelig potensial for store miljøkonsekvenser. I dette ligger en begrenset sannsynlighet for oljeutblåsning samt en lav sannsynlighet for en oljeutblåsning som overlapper med de mest utsatte perioder og områder/miljøverdier.

Det er gjennomført konsekvensvurderinger der en legger til grunn at det skjer et akuttutslipp. Resultatene viser forskjell i konsekvenspotensial mellom ulike geografiske plasseringer og

betydelig sesongmessig variasjon. Analysene er basert på konservative forutsetninger. Utslipp er eksplisitt modellert som oljeutslipp, selv om det er forventet å finne gass som har begrenset miljøpåvirkning. Det er i analysen ikke tatt hensyn til avbøtende tiltak som oljevern, tidsbegrensninger for leteboring og resultatene er presentert for den måned og art (fugl, marine pattedyr, fisk, standmiljø) med størst konsekvenspotensial. Sjøfugl er mest utsatt. Dette henger sammen med at sjøfugl generelt er sårbare for oljepåvirkning og at det er mye sjøfugl i analyseområdet. Fra samtlige posisjoner er det analysert et potensial for alvorlig miljøskade på sjøfugl. Dette er uttrykt ved at det vil ta mer enn ti år å komme tilbake til samme tilstand som før hendelsen. Et utslipp ved Røst i Lofoten eller utenfor Vesterålen/Troms gir de høyeste konsekvenspotensialene for sjøfugl. Her vil de verst tenkelige utslippsbetingelser gi en restitusjonstid på mer enn 10 år. Forventet skadepotensial for andre områder varierer mellom betydelig miljøskade (tre til ti års restitusjonstid) og moderat miljøskade (ett til tre års restitusjonstid).

Det er også vurdert konsekvenspotensial for marine pattedyr (hval, selarter, mv.) og strandmiljø. Forventede konsekvenser for kystsel er gjennomgående moderate (ett til tre års restitusjonstid), men med mulighet for mer alvorlige konsekvenser for utvalgte arter i enkelte områder og måneder. For strandmiljø er forventede konsekvenser små, generelt med restitusjon i løpet av ett år.

For fisk er konsekvenspotensialet generelt lavt og målbare konsekvenser er avgrenset til gitte perioder på året. For de verste utslippsbetingelsene som er analysert, er forventet restitusjonstid kort og ikke lengre enn fra ett til tre år. Muligheten for negativ påvirkning av fisk vurderes således som mindre enn for fugl, marine pattedyr og strandmiljø.

De mest alvorlige konsekvenspotensialene som er identifisert, varierer betydelig gjennom året. Dette gjør det mulig å redusere negativ påvirkning ved å styre aktivitet, for eksempel gjennom boretidsbegrensninger eller særskilt planlegging av risikofylte aktiviteter.

Konsekvensvurderingene tar ikke hensyn til at det er begrenset sannsynlighet for at et akuttutslipp inntreffer. Sannsynligheten for at en hendelse skal inntreffe er vurdert for ulike faser av aktivitet (leteboring, utbygging og drift). Kombinasjonen av sannsynlighet for en oljeutblåsning og forventet konsekvens omtales som miljørisiko.

Sannsynligheten for en gitt miljøkonsekvens i analyseområdet kan uttrykkes ved en returperiode (antall år mellom to oljeutblåsninger som gir en gitt konsekvens). Konsekvensanalysen viser mulighet for alvorlig miljøskade (restitusjonstid mer enn 10 år) for sjøfugl og kystsel. Returperioden for denne kategorien i Nordland VII og Troms II (utenfor Vesterålen og Sør-Troms) er 4 400 år i letefasen, 3 000 år i utbyggingsfasen og 2 700 år i driftsfasen (omfatter alle aktiviteter i høyt aktivitetsbilde). Tilsvarende returperioder for aktivitet i Nordland VI (utenfor Lofoten) er 7 500 år, 7 700 år og 6 400 år, mens de for Nordland IV og V er henholdsvis 6 300 år, 5 200 år og 7 500 år. Selv om analysene viser at alvorlige konsekvenser på naturmiljø kan forekomme, har dette en lav sannsynlighet og miljørisikoen forbundet med petroleumsvirksomhet som forutsatt i aktivitetsbildene vurderes som lav.

Akuttutslipp av olje kan komme fra både skipsfart og petroleumsvirksomhet. Det er derfor relevant å sammenligne miljørisiko. Resultatene viser at miljørisikonivået som følge av høyt aktivitetsbilde for petroleumsvirksomheten (leteboring, utbygging og driftsfase) generelt sett er lavere enn tilsvarende risikonivå for skipstrafikk i området.

Oljevernberedskap

Beredskap mot akutt forurensing (oljevern) er belyst i kunnskapsinnhentingene. De beredskapsløsningene som er vurdert for analyseområdet tilsvarende strategiene som benyttes andre steder på norsk sokkel. Disse løsningene kan både redusere oljemengden på havoverflaten og mengden som når land betydelig. Dette vil redusere negative konsekvenser av et akuttutslipp.

Analysene i kunnskapsinnhentingene viser at oljevern kan ha en oppsamlingseffekt på 20-35 pst. om vinteren og 40-55 pst. om sommeren. Det er da lagt til grunn konvensjonell oljevernberedskap med bruk av havgående fartøy med lenser og oljeopptagere. I enkelte områder og perioder kan løsninger med kjemiske dispergeringsmidler (løser opp olje) være aktuelt. Dette gjelder spesielt i områder med mye sjøfugl, hvor dispergeringsmidler kan redusere negative konsekvenser betydelig.

Kyst- og strandaksjoner i området er vurdert ut fra de løsningene som er planlagt for Goliatfeltet utenfor Finnmark. Denne typen aksjoner øker oppsamlingen, men området representerer store utfordringer.

Kunnskapsinnhentingene omfatter eksempelstudier som viser hvordan oljevernberedskap kan redusere konsekvenspotensialet. Oljevern tiltak kan redusere muligheten for alvorlig miljøkonsekvens (over 10 års restitusjonstid) betraktelig i vår- og sommersesongen. Det er også betydelig reduksjon innen andre konsekvenskategorier. Samtidig viser analysen at det denne type tiltak begrenser, men ikke eliminerer miljøkonsekvenser.

Andre risikoreduserende tiltak

Tiltak og mekanismer som hindrer at hendelser skjer, eller som kan bidra til å begrense omfanget og varigheten av en hendelse, både tekniske og organisatoriske, er viktige. For eksempel er det etter Macondo-ulykken i Mexicogulften utviklet teknologi som vil kunne stanse en utblåsning langt raskere enn i dag. Dette er ikke tillagt vekt i de analysene som er gjennomført.

Kunnskapsinnhentingene viser at petroleumsvirksomhet kan gi negativ miljøpåvirkning, spesielt knyttet til store akuttutslipp. Dette gjelder også for eksisterende norsk petroleumsvirksomhet. Utviklingen av et risikobasert HMS¹-regelverk tar hensyn til dette ved at myndighetenes krav tilpasses den aktiviteten som skal gjennomføres. Det er dessuten etablert politikk å styre aktivitet

1 Helse, miljø og sikkerhet

for å redusere potensiell negativ påvirkning. Det legges restriksjoner på innsamling av seismikk som kan påvirke gytevandring og -perioder.

Dette vil redusere potensiell konflikt mellom innsamling av seismikk og sesongfiskerier som pågår i gyteperioder. Videre legges det restriksjoner på leteboring i oljeførende lag hvis et akuttutslipp kan påvirke sentrale gyteperioder eller sjøfugl i perioder der den er særlig sårbar (hekking og skifte av fjærdrakt). Det kan videre være aktuelt å stille krav om styrket beredskap. Denne typen tiltak kan redusere negativ påvirkning i vesentlig grad.



Bakgrunn for kunnskapsinnhenting

2.1 Bakgrunn

Stortinget har sluttet seg til regjeringens forslag om rammer for petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet, jf. Innst. 433 S (2010-2011). Dette betyr blant annet at det i denne stortingsperioden ikke vil være petroleumsvirksomhet eller bli utlyst nye blokker i åpne deler av Nordland VI. Videre at det i denne stortingsperioden ikke gjennomføres konsekvensutredning etter petroleumsløven i Nordland VII og Troms II eller i åpne deler av Nordland IV, V og VI.

I åpne deler av Nordland IV og V har Oljedirektoratet i 2012 gjennomført seismikkundersøkelser og andre geologiske datainnsamlinger. Dette er gjort for å styrke kunnskapen om petroleumssressursene i området. Oljedirektoratet har også sammenstilt og lagt ut for salg datapakker med relevant seismikk fra Nordland VI, VII og Troms II. Hensikten med seismikksalget har vært å gjøre flere fagmiljøer i stand til å vurdere potensialet for olje og gass i analyseområdet.

Datapakker er per november 2012 solgt til 12 selskaper.

I tilknytning til behandlingen av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, ble det videre besluttet at Olje- og energidepartementet skulle gjennomføre en kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet i åpne deler av Nordland IV, V, VI, VII og Troms II. I forbindelse med kunnskapsinnhenting for de åpne områdene, skulle en også vurdere behovet for en oppdatering av kunnskapsgrunnlaget for åpnet areal i Nordland VI. Kunnskapen som samles inn, skal kunne brukes i en eventuell konsekvensutredning om petroleumsvirksomhet. Temaene for kunnskapsinnhenting skulle blant annet inkludere samfunns- og næringsmessige virkninger og ringvirkninger, herunder virkninger for reiseliv og fiskerinæringen. Temaene skulle fastsettes i samspill med regionale og lokale myndigheter, sektormyndigheter og fagmiljøer.

2.2 Prosess

Kunnskapsinnhenting er lagt opp som en åpen prosess med stor grad av samspill med aktører i nærområdene til det nordøstlige Norskehavet. I samarbeid med regionrådene i Sør-Troms, Vesterålen, Lofoten og Salten (og Ofoten), inviterte departementet til åpne innspillsmøter om programmet for kunnskapsinnhenting i Harstad, Stokmarknes, Svolvær og Bodø i august 2011. Et tilsvarende innspillsmøte ble avholdt i Oslo i september 2011.

Det ble i programfasen gitt en redegjørelse for prosessen til direktoratsgruppen Faglig forum for forvaltningsplanene for Norskehavet og for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten. Departementet har, både i programfasen og direkte inn i arbeidet med grunnlagsstudiene, hatt dialog og bistand fra relevante fagetater, herunder Direktoratet for Naturforvaltning, Fiskeridirektoratet, Havforskningsinstituttet, Klima- og forurensningsdirektoratet, Kystverket og Norsk Polarinstitutt.

En oppsummering av innspillene mottatt på innspillsmøtene ble gitt i programmet for kunnskapsinnhenting². På innspillsmøtene og gjennom departementets nettsider ble det videre anmodet om skriftlige innspill til prosessen. Departementet mottok kommentarer fra 40 parter:

- Andøy Fiskarlag
- Ballstad & Skottnes Fiskarlag
- Bø Arbeiderparti
- Destinasjon Lofoten AS
- Folkeaksjonen oljefritt Lofoten, Vesterålen og Senja
- Forskningsrådet
- Hans Einar Haldorsen
- Innovative Opplevelser
- Konkraft
- Kurt Karlsen (Øksnes Fiskarlag)
- Landsorganisasjonen Norge (LO)
- Lederne

- Logistikk og transportindustriens landsforening
- LoVe Petro
- Maritimt Forum Nord
- Musken senter
- Naturvernforbundet og Natur og Ungdom
- NHO Troms
- Nordland fylkes Fiskarlag
- Nordland Fylkeskommune
- Norges Fiskarlag
- Norges Kystfiskarlag
- Norsk Industri
- Norsk Kystklimasenter
- Norut Alta
- OLF - Oljeindustriens Landsforening
- Ordføreren i Vågan
- OSO-Maritim AS
- Opplevelser i Nord - kunnskapsbasert verdiskaping
- Røst kommune
- Salten Regionråd
- Scanera Engineering
- Statens Kartverk Bodø
- Steinar Sørensen
- Torfinn Bendiksen Invest AS
- Troms Fylkeskommune
- Vesterålen Fiskeripark AS
- Vesterålen Regionsråd
- Værøy Fiskarlag
- Willy Olsen

De fullstendige høringsuttalelsene er tilgjengelige på departementets internettsider³. En oppsummering av innsendte innspill og departementets vurdering av disse framgår av programmet for kunnskapsinnhenting. Programmet for kunnskapsinnhenting ble fastsatt i desember 2011.

Den påfølgende fasen har bestått av arbeid med tematiske fagstudier og denne sammenstillingsrapporten. De ulike innspillene som har fremkommet er tatt hensyn til i kunnskapsinnhenting. Samlet bidrar de tematiske fagstudiene til

² http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Barentshavet_S/KI/KI_Program_20111219_endedelig_rev_01.pdf

³ <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/aktuelt/nyheter/2011/ki---kunnskapsinnhenting.html?id=653627>

et bredt faglig kunnskapsunderlag, jf. tabell 2-1. Departementet har gjennom arbeidet med de ulike studiene hatt jevnlig kontakt med regionrådene for å orientere om fremdriften i arbeidet. For enkelte grunnlagsrapporter ble det i anbudsgrunnlaget spesifisert at direkte kontakt med lokale interesser og myndigheter skulle inngå som del av utredningsarbeidet.

Fagstudiene følger som utrykte vedlegg til denne rapporten. Alle studiene er tilgjengelige på Olje- og energidepartementets nettsider.

Tema/Tittel	Utreder	Referanse
Aktivitetsbilder for petroleumsvirksomhet	Oljedirektoratet	OD, 2012-a
Beskrivelse av fiskeri for fartøy over 15 meter	Fiskeridirektoratet	Fdir, 2012
Kystnære fiskerier i Lofoten	SALT	Busch m.fl., 2012
Erfaringsstudie om ringvirkninger for petroleumsvirksomhet, samfunn og næring	Norut Alta med Møreforskning	Nilssen m.fl., 2012
Statusbeskrivelse og fremtidsutsikter for lokalt og regionalt nærings- og samfunnsliv	Menon med Kunnskapsparken Bodø og Universitetet i Nordland	Espelien m.fl., 2012
Inntekter fra petroleumsvirksomhet på nasjonalt nivå	Oljedirektoratet	OD, 2012-b
Lokale og regionale samfunn- og næringsmessige ringvirkninger	Menon med Kunnskapsparken Bodø	Fjose m.fl., 2012
Nasjonale sysselsettingsvirkninger	SSB	SSB, 2012
Infrastruktur og logistikk ved petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet	Analyse & Strategi med Multiconsult og DNV	Eger m.fl., 2012
Turisme og reiselivsnæring- statusbeskrivelse, utviklingstrender og virkninger av petroleumsvirksomhet	Norut Tromsø med NINA	Midtgard m.fl., 2012-a
Industriell bruk av gass	Gassco	Gassco, 2012
Vurdering av kraftforsyning	NVE	NVE, 2012
Vurdering av utbyggingsløsninger	Oljedirektoratet	OD, 2012-c
Konsekvenser for luftfart	Avinor	Avinor, 2012
Konsekvenser av regulære utslipp til sjø	Akvaplan-niva med NIVA og SALT	Larsen m.fl., 2012
Virkninger av petroleumsvirksomhet for fiskeri og havbruk ved normal drift	Akvaplan-niva med Proactima	Larsen og Aaserød, 2012
Oljedriftsmodellering og analyse av gassutblåsning (Linker: del I / del II)	DNV	Rudberg m.fl., 2012
Miljørisikoanalyse (Linker: del I / del II)	DNV	Kruuse-Meyer m.fl., 2012
Oljevern beredskapsanalyse	DNV med NPS og SINTEF	Tvedt m.fl., 2012
Konsekvenser av akuttutslipp for samfunn og næringsliv	NORUT Tromsø med Akvaplan-niva og Proactima	Midtgard m.fl., 2012-b

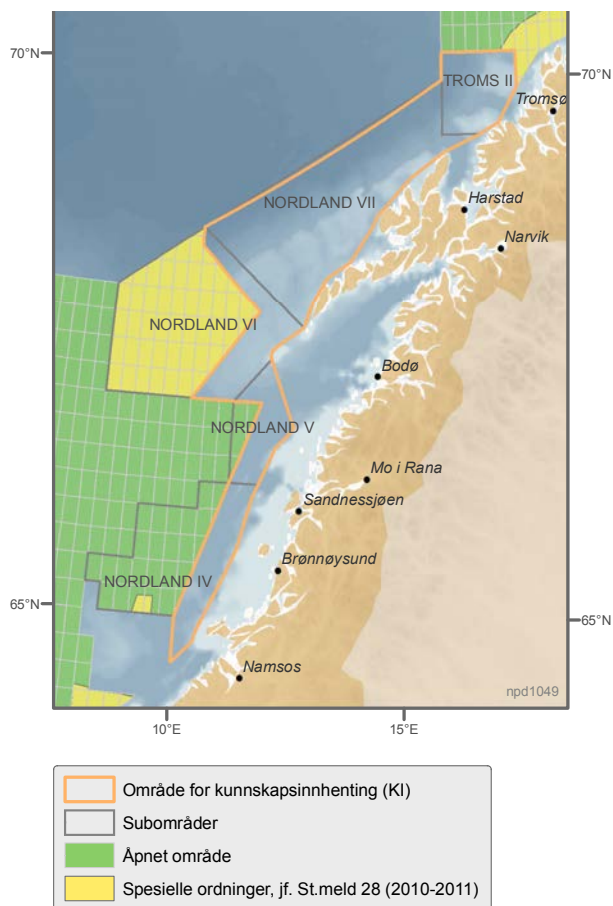
Tabell 2-1: Tematiske fagstudier som del av kunnskapsinnhenting

2.3 Beskrivelse av analyseområdet

Området for kunnskapsinnhenting omfatter uåpnede deler av Nordland IV, V og VI samt hele Nordland VII og Troms II og tilliggende områder på land.

For å gi en mer fullstendig beskrivelse av muligheter og utfordringer for regionen, er også åpnet del av Nordland VI belyst i arbeidet. Departementet har valgt å inkludere det åpnete arealet i Nordland VI der det ikke har vært helt unaturlig. En slik bred tilnærming er valgt for å gi et mest mulig helhetlig bilde. Området for kunnskapsinnhenting er vist i figur 2-1.

De uåpnede områdene i Nordland IV og V var en del av konsekvensutredningsprosessen for midtnorsk sokkel i 1994, men ble den gang ikke åpnet. Deler av Nordland VI ble i den samme prosessen åpnet⁴. Et område nærmest land i øst ble ikke åpnet. Nordland VII var del av konsekvensutredningsprosessen i 1994, men ble ikke åpnet. Troms II ble konsekvensutredet i 1984 og 1989, men ble ikke åpnet.



Figur 2-1. Analyseområdet.

Kilde: Oljedirektoratet.

⁴ Vestre del åpnet. Et område sentralt i Nordland VI ble åpnet for et gitt omfang av leteaktivitet, jf. St.meld. nr. 26 (1993-94).

Eksisterende kunnskapsgrunnlag

Kunnskapsinnhenting om petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet omhandler virkninger av petroleumsvirksomhet i analyseområdet. For enkelte samfunns- og næringsrelaterte tema er det identifisert et behov for mer kunnskap, slik det også har fremkommet i mandatet for kunnskapsinnhenting. Kunnskapen omkring miljøforhold og naturressurser i analyseområdet er ivaretatt gjennom andre prosesser. Sentralt i dette er kunnskap dokumentert gjennom arbeidet med forvaltningsplanene. Analyseområdet er omfattet av to forvaltningsplaner, henholdsvis for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten og for Norskehavet. En oppsummering av kunnskapen om miljøforhold og naturressurser i området Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, inkludert særlig verdifulle områder og områder med behov for mer kunnskap, ble gitt i det faglige grunnlaget forut for den første forvaltningsplanen i 2006 (Direktoratet for naturforvaltning m.fl., 2005; Olsen m.fl., 2005; Anon, 2005), herunder gjennomførte sektorutredninger og grunnlagsrapporter (Fiskeridirektoratet m.fl., 2004; Kystdirektoratet

m.fl., 2004; Norsk polarinstitutt m.fl., 2004; OED, 2003) og tematiske grunnlagsrapporter (Olsen og von Quillfeldt (red.), 2003; Fiskeridirektoratet, 2002; Fiskeridirektoratet m.fl., 2002; Føyn, von Quillfeldt og Olsen (red), 2002; Jean-Hansen, 2002; Moe og Brude, 2002). Samlet utgjorde rapportene en betydelig dokumentasjon av tilstand og status for miljøforhold, naturressurser og næringer, samt mulige virkninger av aktivitet.

I perioden frem mot oppdatering av forvaltningsplanen ble det gjennomført miljøovervåking og relevant forskning og undersøkelser rettet mot indikatorparametere identifisert i forvaltningsplanen. I tillegg ble kunnskap på andre relevante temaer oppdatert og presentert i rapporten fra Overvåkinggruppen (Sunnanå, Fossheim og Olseng (red.), 2010) og andre studier i regi av

Risikogruppen og Faggruppen⁵. Informasjonen ble videre sammenfattet i Fellesrapporten fra Faglig forum, Overvåkingsgruppen og Risikogruppen (von Quillfeldt (red), 2010).

Tilsvarende ble det for forvaltningsplanen for Norskehavet gitt en oppsummering av kunnskap om relevante temaer (Ottersen og Auran (red.), 2007; Fiskeridirektoratet, 2007; Kystverket m.fl., 2007; Oljedirektoratet, 2007; Agenda, 2007), i tillegg til kunnskap gitt i de ulike sektorutredninger og underliggende grunnlagsstudier⁶. For Norskehavet er arbeidet med oppdatering av forvaltningsplanen i gang, og et oppdatert faglig grunnlag forventes lagt frem høsten 2013.

Det faglige grunnlaget for forvaltningsplanene baseres i stor grad på overvåking og undersøkelser som gjennomføres av pågående programmer i regi av fagdirektorater og forskningsinstitusjoner. Flere av disse programmene er justert for å tilpasses forvaltningsplanenes behov, f.eks. felles indikatorbruk, metodikk osv. Mange av programmene går over en årrekke og frem-skaffer tidsserier som gir god kunnskap om status og utvikling/trender for miljøtilstand, bestander og økosystem. Sentrale prosesser som bidrar til et solid kunnskapsgrunnlag for analyseområdet er:

- Økosystemtokt og annen miljøovervåking av de norske havområdene i regi av Havforskningsinstituttet. Instituttet overvåker havmiljø og levende ressurser og frem-skaffer god kunnskap om blant annet viktige fiskebestander, forekomst og drift av fiskeegg og -larver, mv.

5 <http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/tema/hav-og-vannforvaltning/havforvaltning/forvaltningsplan-barentshavet/Underlagsrapporter-for-oppdateringen-av-forvaltningsplanen-for-Barentshavet-og-Lofoten.html?id=600327>

6 <http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/tema/hav-og-vannforvaltning/havforvaltning/helhetlig-forvaltningsplan-for-norskehav.html?id=454723>

- Kartlegging av havbunnen på norsk sokkel gjennom MAREANO⁷-programmet gjennomføres i regi av Norges geologiske undersøkelse, Havforskningsinstituttet og Statens sjøkartverk. I analyseområdet er dybdekartlegging gjennomført fra og med Nordland VI og nordover, mens biologiske og kjemiske undersøkelser er gjennomført i deler av området.
- Kartlegging og overvåking av sjøfuglbestander gjennom SEAPOP⁸-programmet i regi av Norsk institutt for naturforskning og Norsk polarinstitutt. Programmet har pågått siden 2005.
- Overvåking av tilførsler av forurensinger til norske havområder gjennom "Tilførselsprogrammet" i regi av Klima- og forurensningsdirektoratet.
- Kartlegging av fartøybevegelser for fiskefartøy og opparbeidelse av fiskeristatistikk for definerte statistikkområder som gjennomføres av Fiskeridirektoratet. Sistnevnte gir god kunnskap om fangstmengder i ulike områder og redskapsbruk.

Gjennom arbeidet med de relevante forvaltningsplanene, samt de etablerte overvåkings- og undersøkelsesprogrammene, er det skapt et solid grunnlag for å kunne vurdere virkninger av petroleumsvirksomhet på miljøforhold, naturressurser og ulike samfunns- og næringsaktiviteter. Oppsummering av status for indikatorer og økosystemene i de to havområdene publiseres årlig av Overvåkingsgruppen (for eksempel Sunnanå m.fl., 2012) og resultatene presenteres i *Miljøstatus i Norge*.

Kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet har tatt utgangspunkt i dette eksisterende kunnskapsgrunnlag når de ulike vurderinger er gjort. For enkelte tema er det i tillegg gjennomført intervjuer for bedre å få frem lokalspesifikk kunnskap og synspunkter. Viktigheten av lokal kunnskap er sentral for kunnskapsinnhenting

7 Marin arealdatabase for norske havområder.

8 Seabird Populations.

og ble understreket gjennom innspillmøtene. Betydelige datamengder er innhentet og analysert, herunder om demografi og næringsaktiviteter.

I forvaltningsplanen konkluderes det med at miljøtilstanden i Norskehavet er god og i Barentshavet og havområdene utenfor også i hovedsak er god.

Det er, blant annet i forvaltningsplanene, trukket frem at det fremdeles eksisterer usikkerhet knyttet til mulige negative virkninger på naturmiljøet også i disse havområdene. Denne usikkerheten skyldes i stor grad den dynamikk som ligger i naturmiljøets variasjoner i tid og rom, knyttet til biologisk aktivitet og ytre fysiske forhold, samt andre ytre forhold som klimavirkninger og assosierte konsekvenser. I tillegg påvirkes usikkerheten av andre menneskelige aktiviteter, både i området og gjennom langtransport av forurensninger. I sum medfører dette en generell utfordring i å kunne vurdere samlede konsekvenser på økosystemer og/eller nøkkelarter i disse. Metoder for å forbedre slike vurderinger er del av arbeidet med forvaltningsplanene, og inngår ikke i kunnskapsinnhenting.

For å motvirke noe av usikkerheten i kunnskapsgrunnlaget legges det gjerne til grunn konservative antagelser for de vurderinger som gjennomføres. Dette vil bidra til å sikre at beslutninger ikke er basert på underestimerte vurderinger av negative konsekvenser. Konservative forutsetninger er generelt lagt til grunn for arbeidet med kunnskapsinnhenting, blant annet i arbeidet med etablering av utslippsscenarioer for planlagte og akutte utslipp til sjø. I praksis betyr det at en i analysene har lagt stor vekt på å belyse effekter av utslipp som er høyere/varer lenger enn en vil forvente ut fra erfaringsdata.

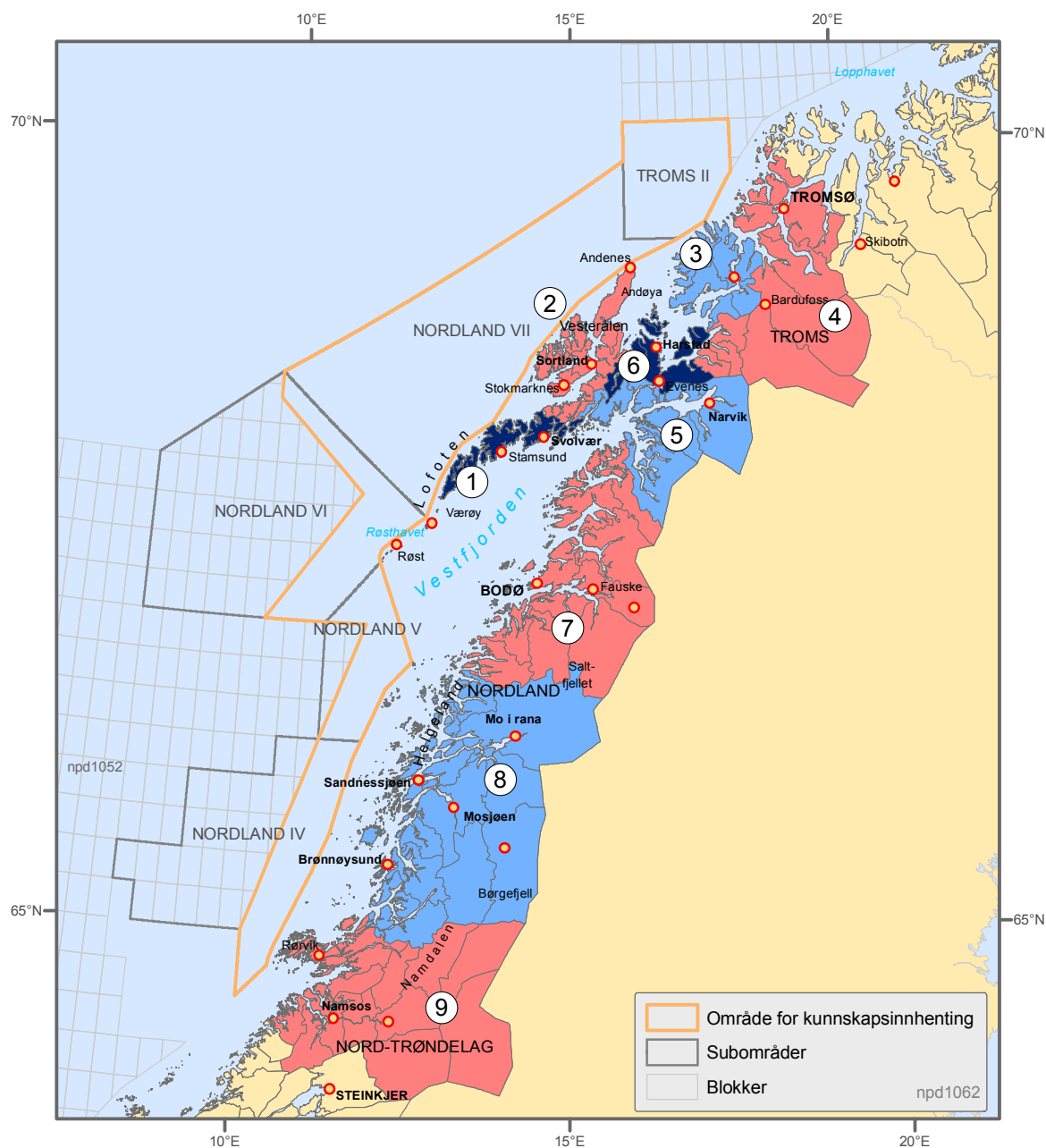


Status og fremtidsutsikter uten petroleumsvirksomhet

4.1 Status for lokalt og regionalt næringsliv og samfunnet for øvrig

Menon Business Economics i samarbeid med Kunnskapsparken i Bodø og Universitetet i Nordland (heretter: Menon) har utarbeidet en rapport (Espelien m.fl., 2012) om status og fremtidsutsikter for lokalsamfunnene i analyseområdet. Formålet med rapporten er å gi en oversikt over aktivitetsnivå, verdiskaping og sysselsetting i lokalt/regionalt næringsliv og offentlig sektor i analyseområdet.

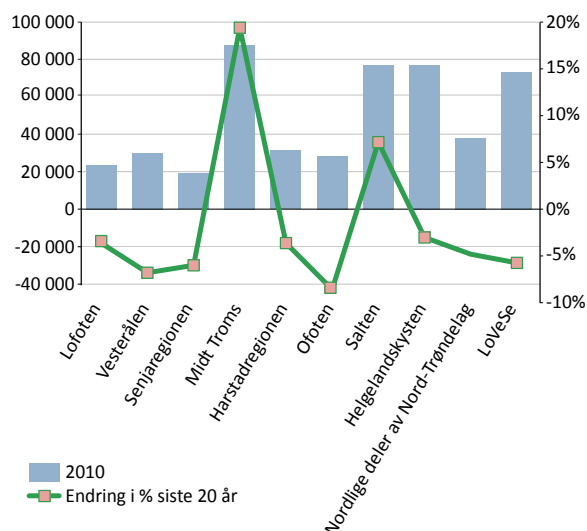
Rapporten tar for seg alle regionene som omfattes av kunnskapsinnhenting, og behandler regionene Lofoten, Vesterålen og Senja (omtalt som LoVeSe) i mer detalj. Figur 4-1 under viser de ulike regioner med tilhørende kommuner som rapporten omhandler.



Figur 4-1: Kart over analyseområdet med regioner og tilhørende kommuner. Kilde: Oljedirektoratet.

A n a l y s e o m r å d e t	Region	Kommuner
	1. Lofoten	Røst, Værøy, Vågan, Flakstad, Moskenes og Vestvågøy
	2. Vesterålen	Hadsel, Bø, Øksnes, Sortland og Andøy
	3. Senja-regionen	Sørreisa, Dyrøy, Torsken, Tranøy, Lenvik og Berg
	4. Midt-Troms, inkludert Tromsø	Bardu, Målselv, Tromsø, Balsfjord, Salangen, Gratangen og Lavangen
	5. Ofoten	Ballangen, Tysfjord, Tjeldsund, Lødingen, Evenes og Narvik
	6. Harstad-regionen	Harstad, Kvæfjord, Skånland, Bjarkøy og Ibestad
	7. Salten	Beiarn, Bodø, Fauske, Hamarøy, Gildeskål, Meløy, Saltdal, Sørfold og Steigen
	8. Helgeland	Bindal, Sømna, Brønnøy, Vega, Vevelstad, Herøy, Alstadhaug, Leirfjord, Vefsn, Grane, Hatfjelldal, Dønna, Nesna, Hemnes, Rana, Lurøy, Træna og Rødøy
	9. Nordlige deler av Nord-Trøndelag	Namsskogan, Snåsa, Lierne, Røyrvik, Grong, Høylandet, Overhalla, Fosnes, Flatanger, Vikna, Nærøy, Leka, Namsos, Namdalseid

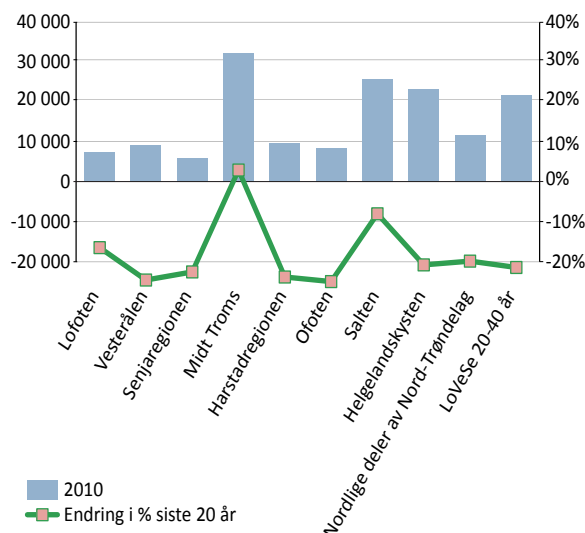
Menon gir en oversikt over demografien i analyseområdet ved å vise folke­mengden per region i 2010 og prosentvis endring i befolkning de siste 20 årene. Dette er vist i figur 4-2.



Figur 4-2. Befolkning 2010 (venstre akse) og endring siste 20 år i pst. (høyre akse). Kilde: Espelien m.fl., 2012.

De siste 20 årene har analyseområdet hatt en negativ befolkningsutvikling, med unntak av Midt-Troms (med Tromsø) og Salten (med Bodø). LoVeSe-regionen har i alt 72 817 innbyggere, fordelt på Lofoten med 23 569 innbyggere, Vesterålen med 30 029 innbyggere og Senja-regionen med 19 219 innbyggere. LoVeSe har samlet hatt en nedgang i befolkningen på 6 pst. de siste 20 årene. Nedgangen er sterkst i Vesterålen som har hatt en negativ befolkningsutvikling på syv pst., etterfulgt av nedgang i befolkning på seks pst. i Senja-regionen og fire pst. i Lofoten. I samme periode har Norges befolkning vokst med 15 pst.

Menon har også kartlagt befolkningssammensetningen i analyseområdet. Figur 4-3 viser befolkningen i alderen 20-40 år i de ulike regionene, samt endring de siste årene.

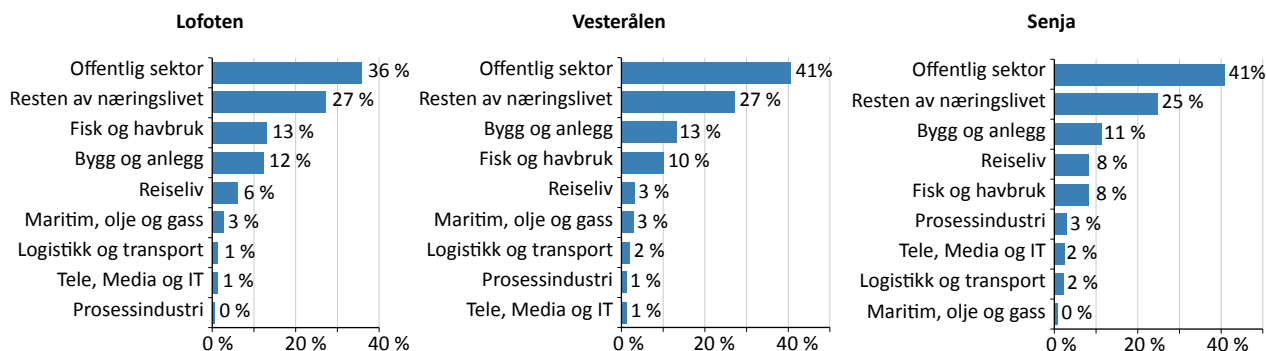


Figur 4-3. Befolkning i aldersgruppen 20-40 år i 2010 og endring siste 20 år i pst. Kilde: Espelien, m.fl., 2012.

Folketallet for aldersgruppen 20-40 år i LoVeSe har falt med over 20 pst. de siste 20 årene. Dette er en langt sterkere nedgang enn for Norges befolkning totalt sett, hvor nedgangen i denne aldersgruppen har vært på fire pst. Av regionene i LoVeSe er det Vesterålen som har den sterkeste nedgangen i 20-40 åringer med 25 pst, etterfulgt av Senja-regionen med 23 pst og Lofoten med 17 pst. Det er også en tydelig trend at innslaget av eldre i befolkningen øker langt raskere i analyseområdet og i LoVeSe-regionen enn i Norge som helhet.

LoVeSe-regionen har like høy andel med utdanning på videregående skole som analyseområdet og resten av Norge, men har en vesentlig lavere andel med universitets- /høyskoleutdanning (18 pst. i LoVeSe mot 26 pst. for hele Norge). Utdanningsnivået i LoVeSe gjenspeiler et arbeidsliv der det er behov for relativt flere arbeidstakere med grunnskole og videregående opplæring, og færre med høyere utdanning.

Figur 4-4 viser den næringsfordelte sysselsettingen for Lofoten, Vesterålen og Senja.

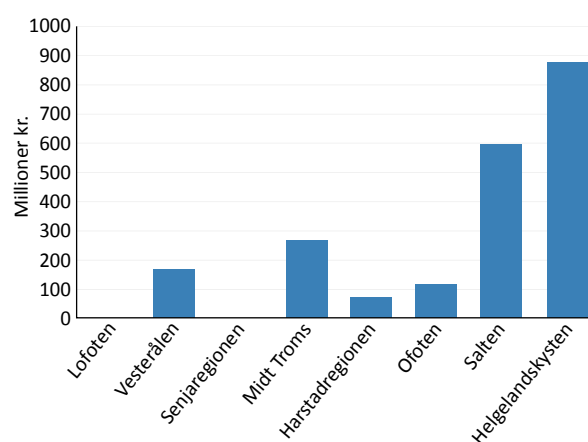


Figur 4-4. Sysselsetting i Lofoten, Vesterålen og Senja i 2010 fordelt på næring⁹.

Kilde: Espelien, m.fl., 2012.

Når det gjelder sysselsettingsnivået totalt sett, har analyseområdet og LoVeSe-regionen en lavere andel sysselsatte av befolkningen i arbeidsfør alder enn landsgjennomsnittet (74 pst. nasjonalt mot henholdsvis 70 pst. for analyseområdet og 68 pst. for LoVeSe). Differansen mellom befolkning i arbeidsfør alder og sysselsatte utgjør alle de som er arbeidsledige, trygdede, eller av andre grunner ikke er sysselsatte. Det er generelt lav arbeidsledighet i analyseområdet, men området har en betydelig høyere andel uføre enn landsgjennomsnittet. LoVeSe har noe høyere ledighet og høyere andel uføre enn resten av analyseområdet.

Det offentlige er en viktig arbeidsgiver i analyseområdet. De store selskapene er stort sett lokalisert i storbyregionen Salten og Midt-Troms, mens LoVeSe er den regionen med høyest andel enkeltmannsforetak. I LoVeSe-regionen er fisk og havbruk, reiseliv, bygg og anlegg og varehandel viktige næringer¹⁰. Spesielt i LoVeSe er det i dag kun et fåtall bedrifter som har direkte leveranser til petroleumssektoren. Figur 4-5 viser verdien av leveranser til petroleumsindustrien fra de ulike regionene:



Figur 4-5. Leveranser til petroleumssektoren.

Kilde: Espelien, m.fl., 2012.

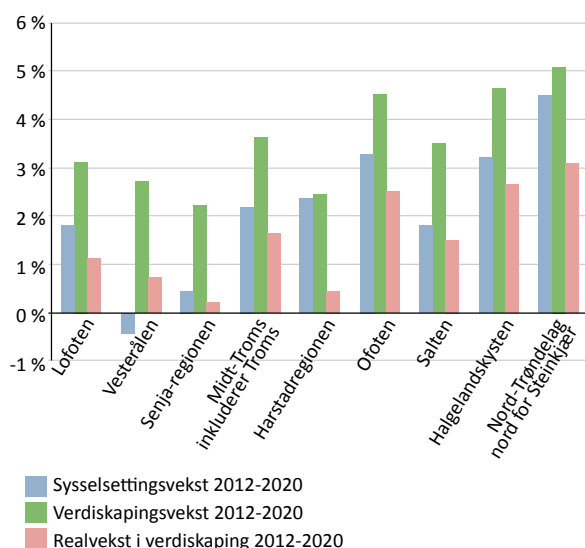
Det meste av leveransene til petroleumssektoren i analyseområdet er knyttet til støtte- og servicefunksjoner, som utgjør 41 pst. Nest største kategori er konstruksjon, fabrikasjon, modifikasjon og vedlikehold som utgjør 24 pst.

Helgelandskysten, med sin tilknytning til pågående aktivitet i Norskehavet, dominerer i analyseområdet. Som en del av kunnskapsinnhenting er det utarbeidet anslag for fremtidig sysselsetting og verdiskaping. Det er krevende å utarbeide slike anslag generelt, og for enkeltområder spesielt. Resultater av slike beregninger er nært knyttet til hvilke forutsetninger som legges til grunn og usikkerheten er stor. Dette bør man ha i mente.

⁹ Resten av næringslivet inkluderer varehandel, lokal tjenesteyting, bank og andre finansielle tjenester med mer.

¹⁰ Næringsfordelingen for ulike regioner er vist i detalj i Menons rapport.

Den forventede sysselsettings- og verdiskapingsvekst fram mot 2020 for de ulike regionene framgår av figur 4-6¹¹. Prognosene fram mot 2020 baserer seg på økonomiske anslag for verdensmarkedet, befolkningstrender for Nordland, samt historisk vekst i verdiskaping og sysselsetting i de ulike næringene i perioden fra 2004 til 2010.



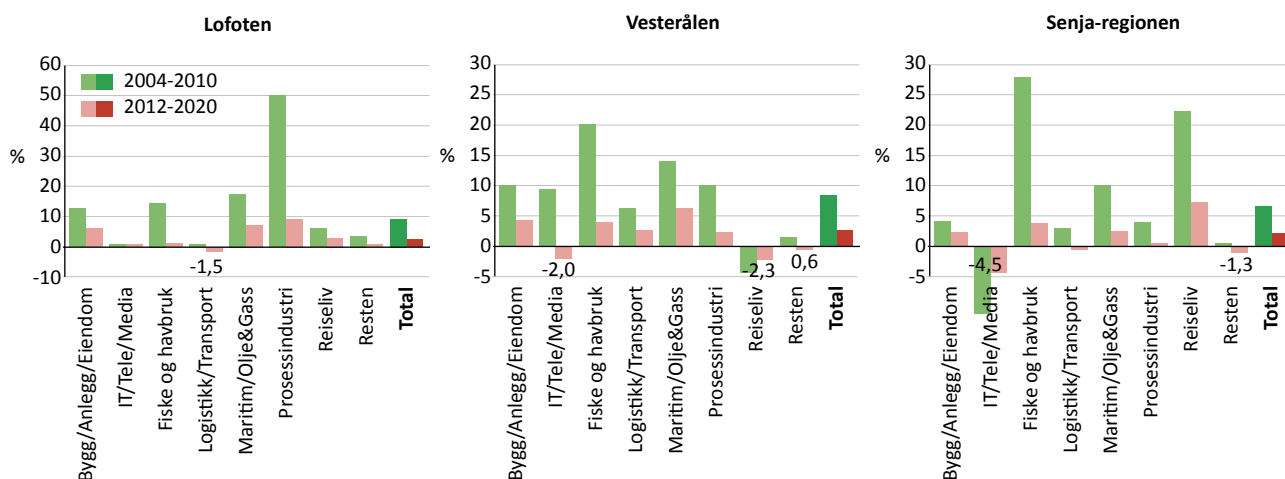
Figur 4-6. Årlig vekst i sysselsetting og verdiskaping (nominelt og reelt) mot 2020.
Kilde: Espelien, m.fl., 2012.

Variasjonen i vekstratene mellom regionene kan forklares med utgangspunkt i den eksisterende næringsstrukturen samt den lokale veksten som regionen har erfart i perioden 2004-2010. Veksten fremover vil være avhengig av hver enkelt regions eksponering mot ulike næringer i dag. Menon forventer at veksten frem mot 2020 vil bli sterkest innen maritim/offshore, etterfulgt av bygg- og anlegg og fiske og oppdrett.

For LoVeSe er det forventet lavere vekst enn for mange av de andre regionene i analyseområdet, jf. figur 4-6. For LoVeSe trekker vekst i fiske og havbruk opp, men denne effekten blir overskygget av den generelt lave veksten i øvrige næringer, herunder lav forventet eksportetterspørsel for disse næringene.

Figur 4-7 viser årlig historisk og forventet vekst i verdiskaping for næringene i Lofoten, Vesterålen og Senja.

4

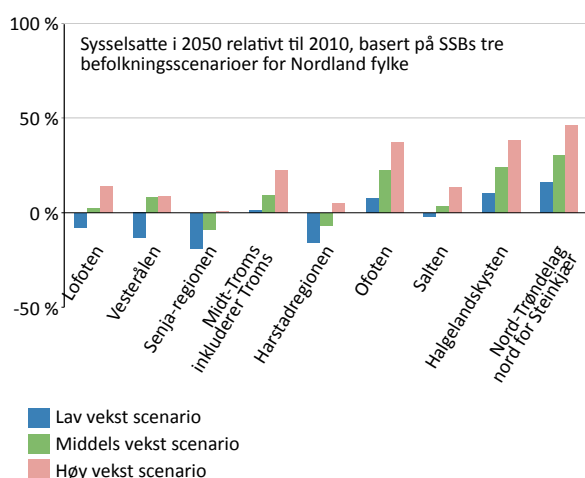


Figur 4-7. Næringenes årlige vekst i verdiskaping for Lofoten, Vesterålen og Senja.
Kilde: Espelien m.fl., 2012.

¹¹ Forventede utviklingstrekk frem mot 2020 for hver sektor innenfor hver region presenteres i detalj i Menons rapport.

Menon har også utarbeidet prognoser for befolknings- og økonomisk utvikling fram mot 2050. Utviklingen som beskrives tar utgangspunkt i antatt vekst fram mot 2020, samt demografiske utvikling fram mot 2050. Tre scenarier er presentert, basert på SSB sine tre befolkningsscenarier for Nordland fylke (lavt, medium og høyt) (SSB, 2004).

Figur 4-8 viser sysselsetningsvekst i de ulike regionene fram mot 2050.



Figur 4-8. Sysselsetting i regionene 2050 relativt til 2010. Kilde: Espelien, m.fl., 2012.

De tre befolkningsutviklingsscenarioene gir svært ulike utslag på befolkningens størrelse i de ulike regionene. Denne befolkningsutviklingen, prognoser for verdiskapingsvekst i Norge og forventet produktivitetsvekst påvirker forventet sysselsetting. I det lave scenarioet faller sysselsettingen med opp mot 20 pst. og med et tydelig fall i sysselsettingen i alle regioner unntatt de mest befolkningstette. Det mest optimistiske scenarioet gir betydelig sysselsetningsvekst fram mot 2050 som helhet for analyseområdet, men med store interne forskjeller i veksten.

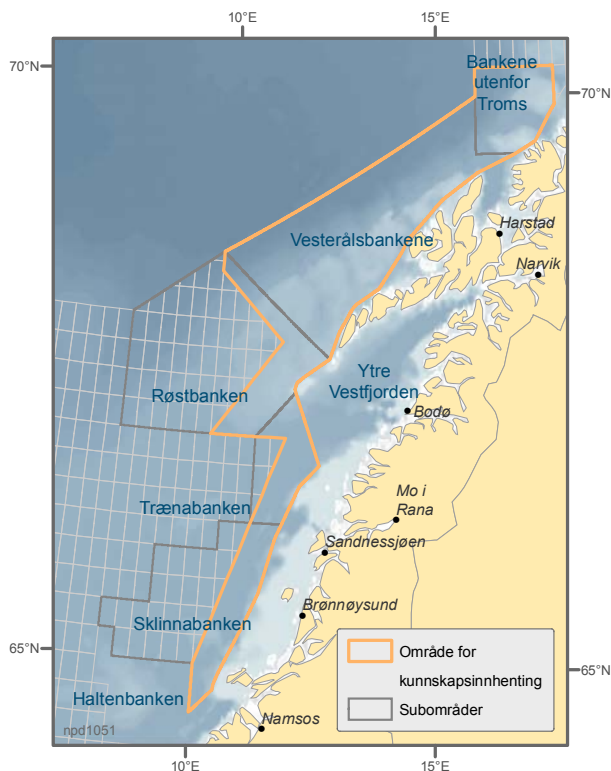
Som tidligere nevnt er framskrivningene preget av høy grad av usikkerhet; blant annet bygger framskrivninger på forutsetningen om det at ikke finner sted store strukturelle endringer i økonomien i regionene i årene fram mot 2050. Samtidig påpeker Menon at strukturelle endringer som ikke kan forutsies i dag nokså sikkert vil påvirke den økonomiske utviklingen i regionene fram mot 2050.

4.2 Status for fiskeri

Fiskerierne i analyseområdet høster av de svært produktive og store fiskebestandene som har tilhold her, eller som kommer inn til området for å gyte hvert år. Bestanden av viktige fiskeslag som torsk, sild, hyse og sei er i god forfatning, og landingen av fangst i området utgjør en vesentlig del av norske fiskerier. I Lofoten, Vesterålen og Senja ble det i 2011 levert 15 pst. av all fisk som ble landet i Norge, og 30 pst. av de totale torskefangstene.

Fiskerierne, enten de foregår i kystnære områder eller lenger ute i havet, er sammen med fiske-mottakene på land, bærebjelken i mange kyst-samfunn. Spesielt har Lofotfisket etter skrei stor betydning både historisk og kulturelt, så vel som økonomisk. Mange lokalsamfunn har likevel et behov for økt aktivitet innen både fiskeri og andre næringer for å sikre lokal bosetting, velferd og samfunnsutvikling.

Utredningsområdet hadde i 2012 registrert og godkjent 466 oppdrettslokaliteter, med Nordland som det største oppdrettsfylket i landet. Laks utgjør mer enn 95 pst. av den samlede produksjonen. Med unntak av de mest bølgeeksponerte og åpne kyststrekninger, finnes det godkjente oppdrettslokaliteter langs hele kysten. En godkjent lokalitet har til et gitt tidspunkt ikke nødvendigvis oppdrett i drift, da lokaliteten kan være lagt brakk for restitusjon til ny periode. Oppdrettsnæringen bidrar til lokal sysselsetting og aktivitet. Teknologisk utvikling gjør at stadig flere lokaliteter kan tas i bruk, samtidig som dette avveies mot andre hensyn.



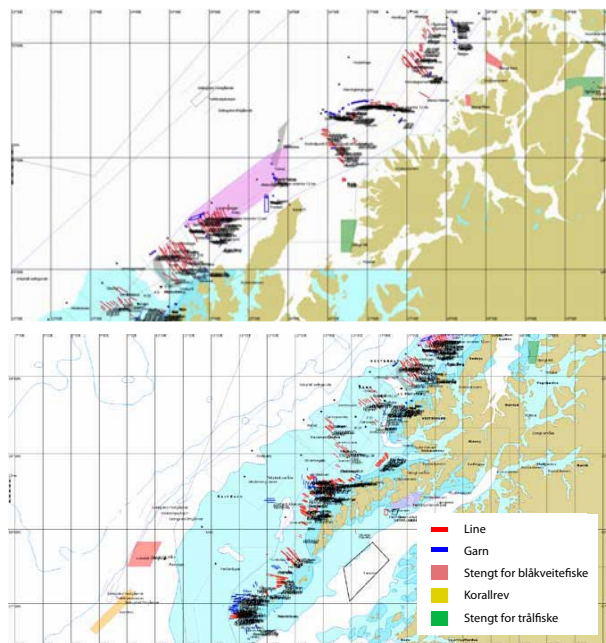
Figur 4-9. Kart over viktige fiskefelt ved og i området for kunnskapsinnhenting.

Kilde: Oljedirektoratet.

SALT i samarbeid med Akvaplan-Niva (Busch m.fl., 2012) har sammenstilt ny kunnskap om de kystnære fiskeriene i området fra Vikna i sør til Senja i nord. Det har vært særlig fokus på området fra Røst og nordover (Fiskeridirektoratets hovedområder 00 og 05) og på kystflåten med fartøy under 15 meters lengde (som ikke omfattes av satellittsporing). SALT har benyttet landingsdata og sluttседler fra Fiskeridirektoratet (fangstlokasjon og volum), samt kjøperregisteret fra Fiskeridirektoratet som gir en fullstendig oversikt over alle fiskekjøpere fordelt på kommunenivå. For å få gode data på antall ansatte, herunder fordelingen mellom fulltids- og deltidsansatte, er hvert enkelt mottak kontaktet direkte. Fiskerimantallet har gitt grunnlag for å utarbeide oversikt over antall yrkesfiskere i de enkelte kommune. Fartøyregisteret (fra Fiskeridirektoratet) har gitt oversikt over samtlige fiskefartøyer i hver kommune, inkludert fartøystørrelse og tilhørende kvoter. Dette har dannet grunnlag for oversikt over fartøyer som er registrert i Lofoten, Vesterålen og Senja og i

de enkelte kommunene. For å kunne gi en solid beskrivelse av de kystnære fiskeriene i området, er det arrangert møter med fiskere i de fleste kommunene ved å kontakte lokale fiskarlag, og invitert til møter gjennom annonser i lokalpresse og oppslag av plakater. SALT har i sine analyser tatt utgangspunkt i tre utvalgte år: 1990 (svært lav fiskebestand), 2000 (normalår) og 2010 (et godt år for torskefisket).

Kart over setting av faststående bruk (figur 4-10) gir et bilde av arealbruken fra utenfor Andøya til nord for Senja, og på yttersida av Lofoten og store deler av Vesterålen, der brukene står tett og relativt nær land. Selv om pliktig innmelding av bruk kun gjelder for fiske etter breiflabb og blåkveite, anslås det at 70-90 pst. av fiskerne velger å melde inn sine posisjoner til Kystvakt-sentralen på Sortland som administrerer ordningen. Aktiviteten i Vestfjorden er høyere enn figur 4-10 gir inntrykk av fordi fiskere vanligvis ikke melder fra om faststående bruk i dette området.



Figur 4-10. Kystvaktssentralens oversikt over faststående redskaper i mars 2011. Kilde: Kystvaktssentralen på Sortland.

Fiskeridirektoratet (2012) har oppdatert fiskeristatistikken¹² for analyseområdet basert på slutt-sedler (som fylles ut når fangsten omsettes) og landingssedler (som fylles ut ved landing uten omsetning). Selv om dette gir et godt datagrunn-lag, kan fiskeriet ha foregått over flere områder, noe som kan påvirke kvaliteten på dataene for geografisk fordeling av fangster. Ut fra slutt-seddel-statistikken er torsk, hyse, sei, sild, strøm-sild/vassild, brosme, lange, breiflabb, kveite og blåkveite de viktigste artene, og hvor torsk totalt sett står for 69 pst. av landingsvolumet i 2010, jf. tabell 4-1.

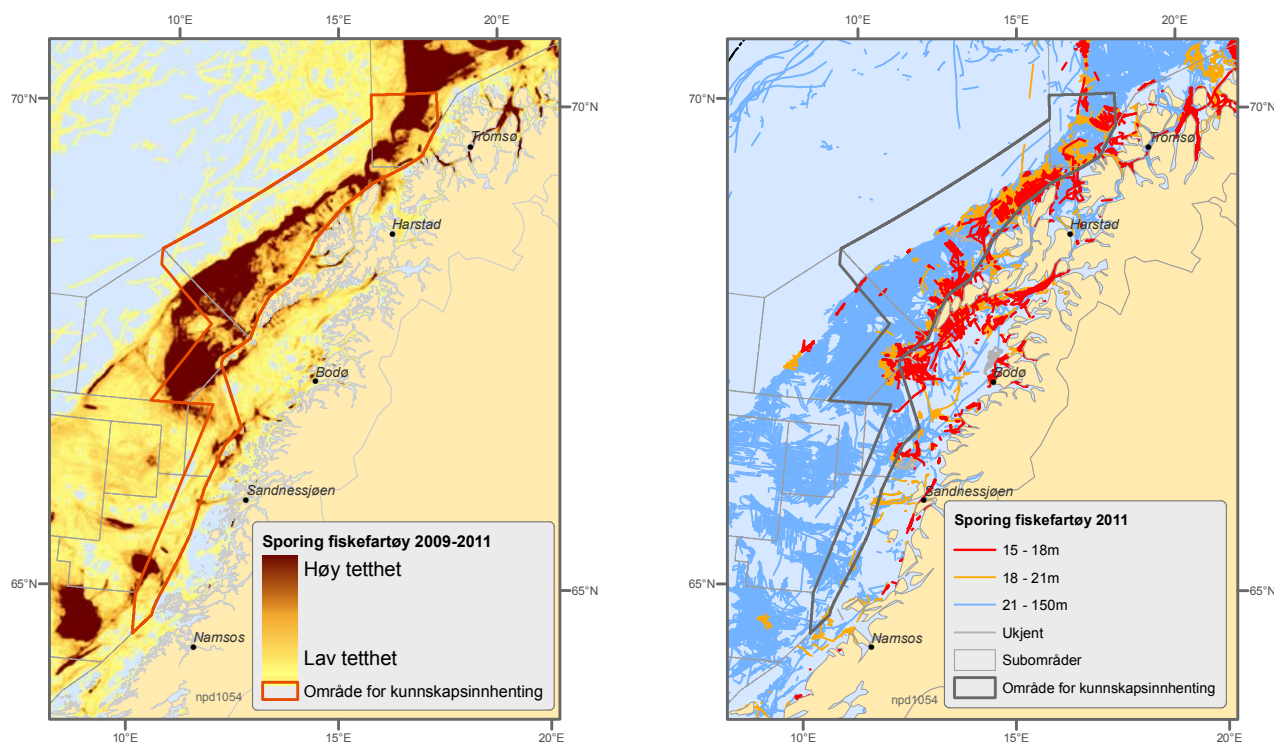
Satellittsporing av fiskefartøy er påbudt for større fiskefartøy, og grensen ble fra juli 2010 nedjustert fra 21 meter til 15 meter. Figur 4-11 viser hvor det har vært har størst aktivitet gjennom perioden 2009-2011 for større fartøy¹³. For kystfiskeflåten med mindre fartøy vil områder som ligger geografisk nær tilhørighet på land være svært viktige, selv om aktiviteten er mindre og gir lite utslag på sporingskartet.

Art	1990		2000		2010	
	Volum (tonn)	Andel av totalfangst	Volum (tonn)	Andel av totalfangst	Volum (tonn)	Andel av totalfangst
Torsk	22271	71 %	20048	48 %	41805	69 %
Sei	3754	12 %	11792	28 %	7104	12 %
Hyse	1570	5 %	3010	7 %	4314	7 %
Sild	242	1 %	1846	4 %	1393	2 %
Breiflabb	3	~ 0 %	70	~ 0 %	1220	2 %
Blåkveite	40	~ 0 %	986	2 %	1031	2 %
Lange	571	2 %	361	1 %	954	2 %
Rognkjeks	857	3 %	724	2 %	894	1 %
Brosme	1051	3 %	1380	3 %	549	1 %
Uer	461	1 %	1002	2 %	887	1 %

Tabell 4-1. Volum og andel av totalfangst for ulike arter høstet fra hovedområde 00 og 05 av båter under 15 meter og levert på mottak i Lofoten, Vesterålen og Senja. Kilde: Busch m.fl., 2012.

¹² Fiskeristatistikken dekker et større område enn analyseområdet for Kunnskapsinnhenting.

¹³ Kartene gir ikke et bilde på svingninger i aktivitetsnivået i historisk perspektiv.



Figur 4-11. Satellittsporing av aktiviteten med større fiskefartøyer (intensitet til venstre) og for ulike fartøystørrelser (til høyre, for år 2011). Kilde: Fiskeridirektoratet (2012).

Kommune	Innbyggere	Fiskere*	Fartøyer	Landet volum (tonn)	Landet mill kr	Mottak i drift 2011
Røst	612	66	60	19980	176	5
Værøy	761	77	59	70450	230	7
Moskenes	1130	116	103	6451	62	8
Flakstad	1369	147	93	7908	70	7
Vestvågøy	10674	315	153	20243	168	11
Vågan	9023	224	115	63123	231	6
Hadsel	7981	79	40	14884	142	2
Bø	2789	120	64	12965	57	3
Øksnes	4438	268	103	33329	315	6
Sortland	9819	88	28	6374	35	2
Andøy	5002	173	73	19967	181	2
Tranøy	1552	27	10	0	0	0
Torsken	899	40	36	12413	86	2
Berg	926	40	39	72183	405	2
Lenvik	11243	191	122	9285	88	3
SUM	68218	1971	1098	369555	2246	66

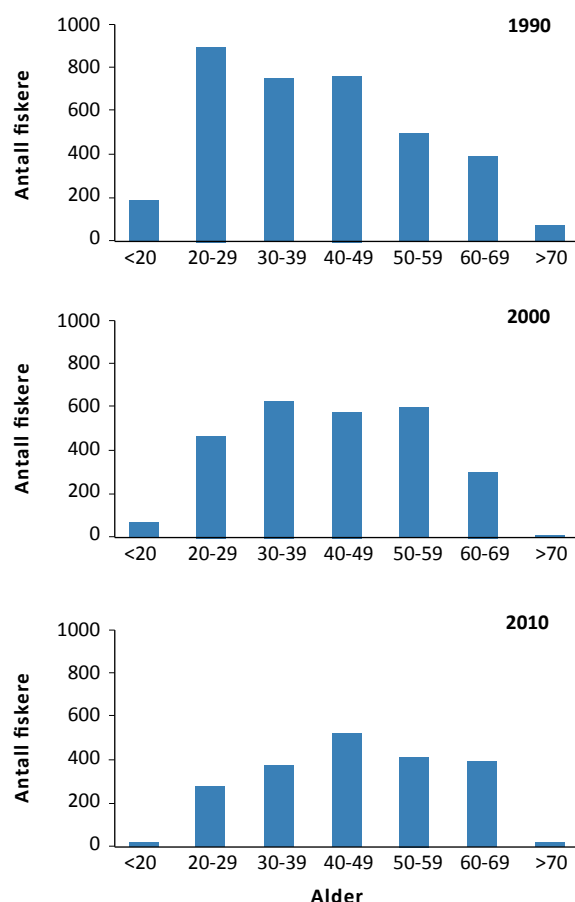
* I telefonintervju opplyser 8 pst. av fiskerne at de ikke lenger er aktive fiskere.

Tabell 4-2. Oversikt over fiskerivirksomhet i kommunene som utgjør Lofoten, Vesterålen og Senja (2010). Sammenstilt etter Busch m.fl., 2012.

1 971 personer er registrert med fiske som hovedyrke (hvorav åtte pst. oppgir ikke lenger å være aktive). Det har vært en stor nedgang i antall aktive fiskere (fra 3 607 i 1990 til 1 971 i 2010) grunnet restrukturering og effektivisering av fiskeflåten og kvoter fordelt på færre fartøy.

Gjennomsnittsalderen for fiskere har gått opp i samtlige kommuner siden 1990. Mens fiskere mellom 20-29 år utgjorde den største gruppen i 1990, var den samme gruppen minst i 2010, jf. figur 4-12.

Halvparten (49 pst.) av aktive fiskere arbeider på båter under 15 meter, 32 pst. arbeider på kyst-fiskefartøyer (15-28 meter) og 19 pst. arbeider på store fartøyer over 28 meter. Verdien (brutto) av fangster høstet i de kystnære havområdene og landet på mottak i Lofoten, Vesterålen og Senja utgjorde i 2010 en førstehandsverdi på i underkant av 1,3 mrd. kroner. Verdien av all fangst som ble landet her (fra alle fartøygrupper som fisket i hovedområde 00 og 05) var imidlertid større, på 2 246 mill. kroner i 2010, jf. tabell 4-3.



Figur 4-12. Aldersfordeling av fiskere i 1990, 2000 og 2010 i Lofoten, Vesterålen og Senja, basert på Fiskeridirektoratets manntallsregister. Kilde: Busch m.fl., 2012.

Lengdegruppe (fartøy)	1990			2000			2010		
	< 15	15 - 28	>28	< 15	15 - 28	>28	< 15	15 - 28	>28
Verdi av all fangst (millioner kroner)	260	274	305	440	637	573	569	532	1148
Andel av verdi per lengdegruppe	31 %	33 %	36 %	27 %	39 %	35 %	25 %	24 %	51 %
Verdi av fangst høstet fra H 00 og H 05 (millioner kroner)	210	186	92	436	599	167	559	454	271
Andel av verdi per lengdegruppe	43 %	38 %	19 %	36 %	50 %	14 %	44 %	35 %	21 %

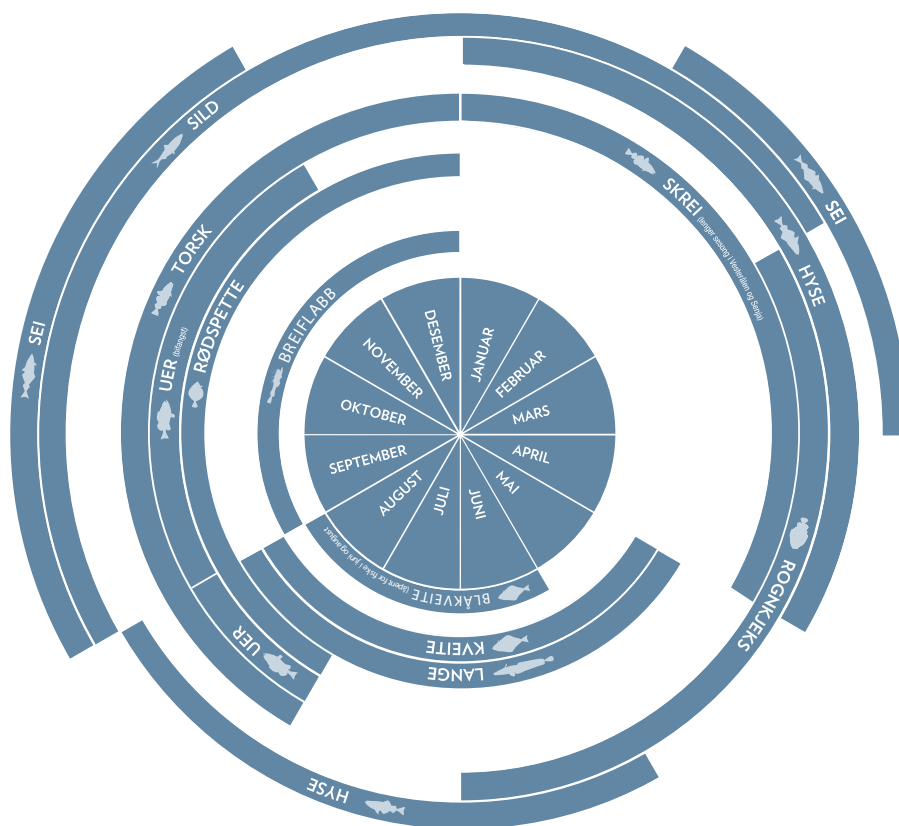
Tabell 4-3. Verdi og andel av all fangst høstet i hovedområde 00 og 05 landet i Lofoten, Vesterålen og Senja fordelt på båtstørrelse. Kilde: Busch m.fl., 2012.

Det er registrert 44 fiskemottak i Lofoten, 15 i Vesterålen og sju på Senja, som totalt sysselsetter 2243 personer, hvorav drøyt halvparten er heltidsansatte. Tabell 4-3 angir landing etter båtstørrelse. Kystfiskere med båter under 15 meter lander 25 pst (2010) av verdien, men større fartøy (over 28 meter) står for 51 pst.

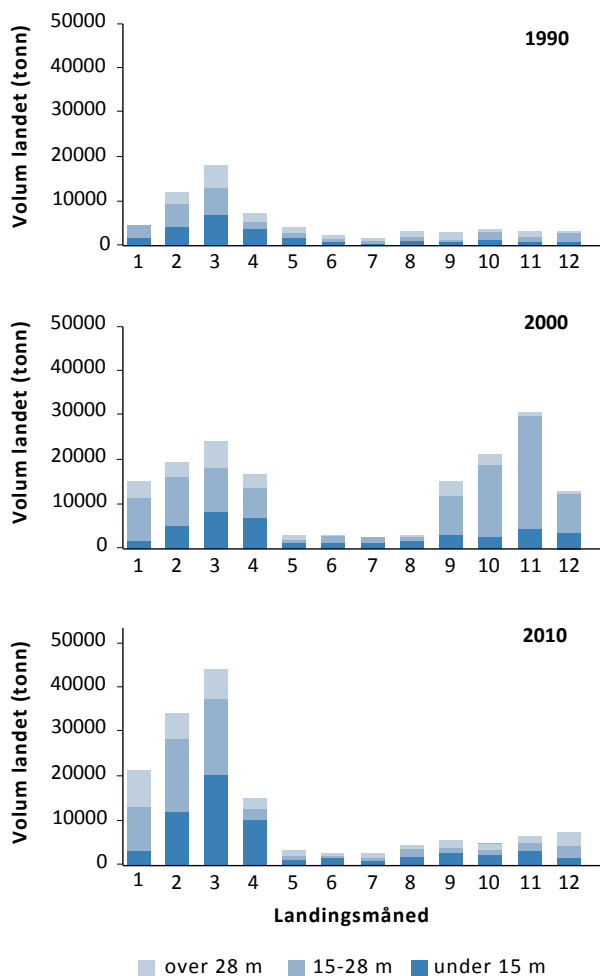
Fiskeriaktiviteten har store sesongsvingninger, som vist i figur 4-13, der skreifisket (torsk på gytevandring) i første kvartal utgjør mer enn halvparten av landet volumet fra kystflåten og 50-70 pst. av den samlede årsinntekten. De siste årene har skreifisket vært svært godt og bestanden er i god forfatning. En stadig større del av skreien blir fisket nord for det tradisjonelle hovedgyteområdet i Lofoten.

Sei og hyse utgjør henholdsvis 12 pst. og syv pst. av totalfangsten for kystflåten, mens blåkkeite, rognkjeks og breiflabb er spesialiserte fiskerier som utgjør en relativt liten andel av totalvolum (tabell 4-1). For noen fiskere kan de spesialiserte fiskeriene være en viktig inntektskilde. Andre fiskearter tas som bifangst (lange og brosme), da det ikke er lønnsomt for kystfiskeflåten å fiske direkte etter disse. Tidligere var høstfisket etter uer viktig, men dette er nå strengt regulert og kun beskjedent volum høstes, mest som bifangst. Sild fiskes hovedsakelig med ringnot, og kun i begrenset grad av kystfiskefartøyer. Om lag 30 ulike fiskearter er registrert fra landingssedler.

Sesongfiskerier er viktige, og styrer mye av fiskerivirksomheten, med en tiltagende aktivitet fra januar til mars og deretter litt redusert aktivitet i april og mai. Videre er juli måneden med lavest aktivitet, før aktiviteten øker i august og er relativt stabil utover høsten og tidlig vinter, jf. figur 4-14.



Figur 4-13. Årshjul for fiskeriaktiviteten etter ulike arter utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja. Kilde: SALT (Busch m.fl., 2012).



Figur 4-14. Volum av landinger fra i Lofoten, Vesterålen og Senja fordelt på landingsmåned (1-12). Kilde: Busch m.fl., 2012.

Havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja kan i enkelte deler av året betegnes som et sammenhengende fiskefelt, med lofotfisket etter torsk (skreifisket) i januar-april som det mest intensive fisket. Ellers varierer de viktigste fiskeriene i analyseområdet over tid og fra område til område. Oppsummert er fangstinnsetts og driftsform sterkt knyttet til fiskens vandringsmønster, tilgjengelighet, økonomiske driftsbetingelser, reguleringer og markedsmuligheter.

Redskap og brukstyper

Garn, line, juksa og snurrevad er de viktigste redskapene for kystfiskeflåten. Andre redskap som not og trål brukes for havfiskeflåten med større fartøy.

Garn er den vanligste redskapstypen, og må røktes daglig. Garnlenker består av mange enkeltgarn, og kan nå en samlet lengde på 1650 til 5500 meter. To eller flere lenker kan settes parallelt. Særlig breiflabbfisket bruker mye garn, med øvre tillatte grense på 500 garn som gir samlet lengde på over 13 kilometer. Slike garnsettinger legger dermed beslag på betydelige areal.

Line er faststående redskap som settes på bunnen eller som flyteline i vannmassene. Det består av et langt snøre med kortere snører med krokar påsatt med jevne mellomrom. Lina må egnes for hver gang den settes i sjøen, og dette gjøres på land. Linefiskere har som oftest base på hjemstedet, og fisker herfra. En standard stamp med line er på 540 meter, men totalt kan en satt linelengde komme opp i nesten ti kilometers lengde.

Juksa består av dypagnsnøre eller håndsnøre med synkelodd og en eller flere angler. Juksa brukes vanligvis av små båter med én mann om bord etter fiske for torsk, sei, hyse, uer, lange og brosme. Selv om arealbruken til juksa er mindre enn for faststående bruk, må juksabåtene ha plass til å drive med strømmen mens de fisker.

Snurrevad er en not til bruk på forholdsvis grunt vann i fiske etter bunnfisk som flyndre og torsk, og er et vanlig redskap i den største kystflåten. Bruket krever egnede bunnforhold med sand og leire uten store steiner og vrak, og slike finnes som oftest på Eggakanten. Båten beveger seg over relativt store avstander for å ta inn vadet. Størrelsen på bruket varierer med dybde og strømforhold, båtene trenger om lag en halv nautisk mil sidelengs i det armene settes. Deretter taues vadet fra en til fem sjømil. I høysesongen kan det være trangt om plassen på snurrevadfeltene.

Det benyttes forskjellige fangstredskaper for de ulike fartøygruppene. Båter under 15 meter bruker mest garn, fulgt av line og juksa (særlig for båter under 11 meter). Båter på 15-28 meter benytter snurrevad og line som vanligste redskapstyper, mens båter over 28 meter i stor grad benytter bunntrål og snurrevad. Fangstredskap kan endres i løpet av sesongen for å tilpasses fisket etter ulike arter.

Det er stor forskjell i arealbruk mellom ulike redskapstyper, og i dårlige år vil flere faststående bruk settes i sjøen. Det er en utbredt oppfatning blant fiskere at det tilgjengelige arealet for fiske

er svært begrenset, og areal er regulert ved at ulike brukstyper tildeles ulike havteiger for å unngå brukskonflikter.

For området fra Vikna til og med Ofoten fiskes det på de store fiskefeltene Haltenbanken, Sklinnabanken, Trænabanken og Vestfjorden (figur 4-9). Fiskeriaktiviteten her er i stor grad knyttet til pelagiske fiskerier (86 pst. av landet fangst i 2011), og fremfor alt torskefiske, og med større og havgående fiskefartøy over 28 meter. I dette området landes også fangster som er høstet i andre havområder. Sammenliknet med Lofoten, Vesterålen og Senja, utgjør ikke fiskerinæringen i disse områdene like stor del av lokal verdiskaping, og andelen av fiskere, fangstvolum og fangstverdi er lavere både i absolutte tall og sett i forhold til befolkningsstørrelsen. Det er flest fiskere på Helgeland og i Salten, færrest i Ofoten. De fire viktigste fiskerikommunene er Vikna, Træna, Bodø og Lødingen, som stod for 95 pst. av landede fangstvolumet i området i 2011.

Fisket på de ulike arter

Torskefisket (*skreifisket*) har svært stor betydning for kystflåten og havfiskeflåten, og er den økonomisk viktigste fiskearten. Skreien tas fra januar til mai i Troms II og følger Eggakanten sørvestover Nordland VII og VI med økende fiskeintensitet i hele området. Kystfisket foregår ned til sør av Røst og videre langs kysten i Nordland V og IV, men med størst intensitet nord for Lofoten. Når havfiskeflåten kommer nærmere kysten i Nordland VII og Troms II, og inn på områder der kystfiskeflåten opererer, blir det stor tetthet av fiskefartøy. For å bote på arealkonflikt mellom ulike redskapstyper, er det opprettet trålfrie soner i enkelte områder i perioder av året.

Seifisket kan også ha stor betydning for kystflåten og til dels også for havfiskeflåten. I enkelte gode år kan seifisket stå for halvparten av inntekten for enkelte kystfartøy. Fisket foregår med varierende intensitet gjennom hele året, som følge av tilgjengelighet og kvoter, men spesielt om våren og høsten. Kystfisket (april - oktober) har varierende intensitet, men kan i perioder være svært høy. Fangstene av sei har vært lave de senere årene, som følge av svingninger i bestanden.

Hysefisket har stor betydning både for kystflåten og til dels for havfiskeflåten. Hyse tas en del som direktefiske, men for største delen som bifangst. Fisket foregår gjennom store deler av året med varierende intensitet. Kystfiske skjer i hovedsak med line fra små og mellomstore fartøyer. På grunn av høye kvoter har hysefisket de senere årene stort sett vært fritt for de minste båtene i hele analyseområdet. Havfiske foregår i hovedsak med trål på Røstbanken i første kvartal.

Norsk vårgytende sild (NVG) fiskes i dag i hovedsak fra større fartøy. Endringer i vandringsmønsteret til silda har ført til at den de siste årene har overvintret på bankene og havområdene vest av Lofoten, Vesterålen og Sør-Troms framfor i Vestfjorden. Silda når kysten av Troms - Lofoten i oktober/november, og kystnot- og industritrållflåten deltar sammen med de store ringnotfartøylene. I januar - februar fortsetter silda sin vandring sørover langs kysten av Nordland og videre til gyteområdene. Sildefisket foregår derfor som et mobilt fiske; i Nordland VI, VII og Troms II i oktober/november til medio januar, og i Nordland VI, V, IV og østlige deler av Nordland III i januar - februar.

Breiflabb ble tidligere tatt som bifangst i de fleste norske bunnfiskerier, før direkte garnfiske fra kystflåten kom i gang på øvre del av kontinentalskråningen og i fjorder. Breiflabb fiskes i Nordland IV, V, VI og VII.

Blåkveitefiske har blitt utviklet med nye redskaper, og det er iverksatt forvaltningstiltak for å forbedre bestandssituasjonen. Den havgående bunnfiskeflåten er tildelt en liten kvote med blåkveite som skal dekke bifangstbehovet. I en til to kortere perioder i juni - august er det åpent for fiske for den konvensjonelle fiskeflåten under 28 meter. Fisket er intenst, i hovedsak langs Eggakanten (Nordland III, VI, VII og Troms II) på dyp over 450 meter fra ca 62°N og nordover.

Lange og brosme fiskes langs Eggakanten, og tas ellers som bifangst. I Norskehavet drives linefisket langs hele østre del av analyseområdet i dybder på 150 til 400 meter. Det er med den senere tids priser på disse fiskeartene ikke lønnsomt for kystfiskeflåten å fiske i større grad direkte etter bare disse artene.

Uer var lenge et bifangstfiske, og et tradisjonelt garnfiske ble drevet i kombinasjon med lange, brosme og seifiske på Eggakanten og i kontinentalskråningene. Senere er det utviklet til et direkte trålfiske. Overbeskatning har ført til at reguleringer, og fiske med konvensjonelle fiskeredskaper er stengt for direktefiske i to perioder i løpet av året.

Kveite fiskes i hele analyseområdet. Også her er de viktigste fiskefeltene langs Eggakanten. Tidligere var det fiske på gytefeltene i fjordene, men innføring av kveitegarn førte til en drastisk reduksjon i bestanden. Bestanden av kveite har vokst betydelig i de seneste årene på grunn av reguleringer.

Vassild ble utviklet til et konsumfiske etter funn av store konsentrasjon utenfor Midt-Norge, med fiske i hovedsak fra mars til slutten av mai, og et begrenset fiske tidlig høst. Fisket utøves i hovedsak av store fartøyer med hovedområdene i Nordland III og IV; Sula- og Sklinnadjupet, mellom 6-12 nautiske mil fra grunnlinja, samt Garsholbanken, Skjoldryggen, Trænaegga og -djupet. Videre fiskes det på et begrenset område innenfor et to nautisk mil bredt felt på Eggakanten mellom 65°N og 67°N.

Makrellen er vurdert slik at den i dag ikke er en veldig interessant art for fangst i analyseområdet, selv om det er tatt noen fangster fra Lofoten og sørover i løpet av de senere årene. Det er usikkert hvordan dette fiskeriet vil utvikle seg.

Nordland IV preges av fiske nær kysten, der store deler av det østlige området fiskes med konvensjonelle fiskeredskaper etter torsk, sei, hyse, breiflabb, brosme og lange. Trålflåten bruker området i begrenset grad, i hovedsak Sklinna-banken på grensen mellom åpnet og uåpnet område for petroleumsvirksomhet. Silda gir stor fiskeriaktivitet med pelagisk trål og not i store deler av det østlige området fra medio januar til og med februar. Vassild tas med variabel intensitet fra grunnlinjen ut til 12 nautiske mil, i februar - mai og august - oktober. I nordlige del opp mot Trænabanken (Hærøygrunnen) er det perioder med fiske etter sei og uer og sporadisk fiske etter brosme og lange. Intensiteten på fiskeriene ovenfor varierer gjennom året, med forventet størst aktivitet i første og i tredje kvartal. Kystnære fiskefelt er spesielt viktige for den lokale og mer stedbundne fiskeflåten. Statistikk for Nordland IV viser at silda utgjør mest i kvantum for området, men største delen av fiskeflåten er etter torsk, sei, lange, brosme, breiflabb, vassild og hyse.

Nordland V preges av kystnært fiske etter torsk og sei i områdene vest av Træna og sør av Røst. Øvrige fiskerier, i hovedsak i nordlige og østlige deler, fisker etter sei, breiflabb og brosme og

lange. I kvantum fiskes desidert mest sild, under et svært intensivt fiskeri medio januar - februar.

Sesongfiskeriene etter sild og torsk er særlig viktig for området, og kystnære fiskefelt er av spesiell betydning for den mindre og mer stedbundne fiskeflåten.

Nordland VI har stedvis meget stor fiskeriaktivitet gjennom hele året, men mest intensivt er bunntrålfisket etter torsk februar - april og fisket etter sild i første og fjerde kvartal. Fiskeriaktiviteten forventes å være minst i deler av tredje kvartal. Bunnfiskeriene foregår fra land og ut til Eggakanten til ca. 900 meters dybde. Det aller meste av fangsten i Nordland VI foregår med havgående fartøy på over 28 meters lengde. Sildefisket foregår i stor grad innenfor samme områder, men i perioder også vest for Eggakanten. Dette er det største fisket i kvantum (men ikke i verdi). Det fiskes mye sei og hyse med ulike redskap, og ellers fiskes det etter breiflabb, brosme og lange og etter blåkveite langs Eggakanten i juni - august. Uer fiskes i en viss grad, også som bifangst. Området er svært viktig for kyst- og havfiskeflåten. Området er regulert med trålfrie sone og fleksible områder for å redusere faren for redskapskonflikter.

Nordland VII har tett konsentrasjon av fartøy og fiskeredskaper spesielt i første, andre og fjerde kvartal, med noe lavere aktivitet i tredje kvartal. Silda utgjør mest i kvantum for området, men størstedelen av fiskeriene og verdiskapingen kommer fra spesielt det nevnte torskefisket desember - april. Fiske etter sild oktober - medio januar, sei andre til fjerde kvartal, hyse mai - oktober og blåkveite juni - august. Området er av meget stor viktighet for kystfiskeflåten. Området er regulert med trålfrie sone og fleksible områder for å redusere faren for redskapskonflikter.

Troms II er som Nordland VII også et svært viktig område for fiske. Sesongfiskerier gir store og tette konsentrasjoner av ulike fartøy med mange ulike redskaper, spesielt første, andre og fjerde kvartal, med noe lavere aktivitet i tredje kvartal. Torskefisket utgjør mest i kvantum for området, og bunnfiskeriene utgjør størstedelen av fiskeflåten og gir størst verdier i området. Området er særlig viktig for fiske etter torsk i desember -

	under 11 meter	11-15 meter	15-21meter	21-28 meter	over 28 meter	ukjent
Nordland IV	283	262	51	188	842	55
Nordland V	430	455	190	489	1184	34
Nordland VI	297	498	346	659	2478	644
Nordland VII	893	1123	1658	1799	3072	593
Troms II	650	756	522	609	1236	651

Tabell 4-4. Samlet verdi av fangst (millioner kroner) fordelt på fartøygrupper over hele tiårsperioden 2002-2011. Sammenstilt etter Fiskeridirektoratet 2012.

2000	2002	2004	2006	2008	2010	2011
1 427 733	1 482 878	1 508 871	1 583 081	1 811 561	1 797 787	1 849 079

Tabell 4-5. Antall overnattinger i analyseområdet, 2000 - 2011. Kilde: Midtgard m.fl., 2012-a.

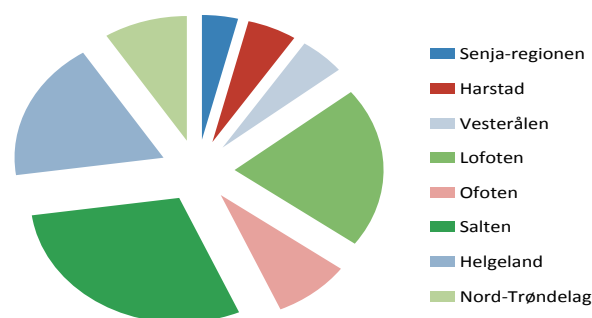
april. Fiske etter sild oktober - medio januar, sei andre til fjerde kvartal, hyse mai - oktober og blåkveite juni - august. Blandingsfiske etter sei, uer, brosme og lange. Området er av meget stor viktighet for kystfiskeflåten. Området er regulert med periodevis trålfrie soner og fleksible områder.

4.3 Status for reiseliv

Som del av kunnskapsinnhenting har Norut utarbeidet en rapport som gir en statusbeskrivelse av turisme- og reiselivsnæringen, samt fremtidsutsikter for næringen dersom det ikke åpnes for petroleumsvirksomhet i analyseområdet (Midtgard m.fl., 2012-a). Turisme- og reiselivsnæringen kan defineres som et sett av tjenester som ytes til personer som har minimum én natt borte fra hjemmet. Viktige tjenester som omfattes av reiseliv inkluderer transport, overnattinger, bespisning, kurs og konferanser, attraksjoner, fritidsaktiviteter, opplevelser m.m.

Gjestedøgnstatistikk for analyseområdet kan de reisende deles inn i følgende grupper for 2010: ferie og fritidsreisende (66 pst.), yrkesreisende (28 pst.) og kurs og konferanse (seks pst.).

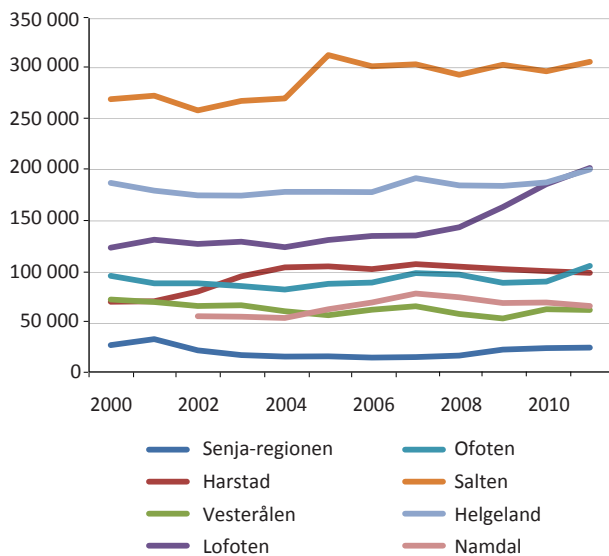
Fordelt mellom regionene viser tall fra 2011 følgende geografiske fordeling av overnattingsdøgn:



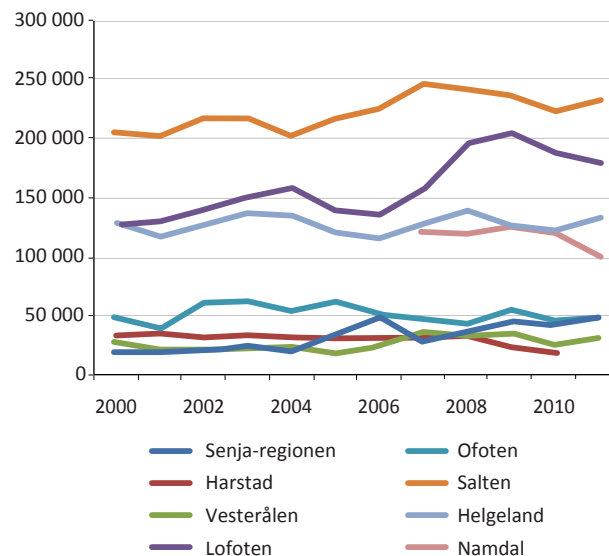
Figur 4-15. Geografiske fordeling av overnattingsdøgn, alle kategorier 2011. Kilde: Midtgard m.fl., 2012-a.

Lofoten, Salten og Helgeland har størsteparten av overnattingsdøgnene i analyseområdet. I alle regionene er ferie- og fritidsmarkedet det dominerende markedet, og graden av yrkestrafikk varierer.

Årlig antall overnattinger i analyseområdet har vokst med rundt 400 000 siden årtusenskiftet, jf. tabell 4-5. Veksten i antall overnattinger er konsentrert til Lofoten og Salten. Spesielt Lofoten har hatt en betydelig vekst, og vokser sterkt innenfor ferie- og fritidsmarkedet. Denne utviklingen kan eksempelvis vises gjennom hotellovernattinger og camping- / hyttegrendovernattinger for hver region.



Figur 4-16. Hotellovernattinger. Kilde: Midtgard m.fl., 2012-a.



Figur 4-17 Overnattinger camping og hyttegrender. Kilde: Midtgard m.fl., 2012-a.

Utviklingen i antall gjestedøgn har, med unntak av Lofoten, ikke fulgt trendprognosene fra Verdens turistorganisasjon eller målsetningene fra Innovasjon Norges Turistråd. Det er videre stor forskjell mellom de ulike regionene og deres aktivitetsnivå i henholdsvis sommer- og vintersesongen. Alle regionene har hatt en stabil tilstrømning av reisende gjennom vintersesongen, men bare Lofoten har hatt en markant vekst. I sommersesongen har alle regionene utenom Salten og Lofoten (med vekst) hatt en stabil utvikling det siste tiåret.

For Lofoten, Vesterålen og Senja utgjorde sysselsatte i reiselivsnæringen i 2010 henholdsvis ni pst., sju pst. og seks pst. av totalt antall sysselsatte (909 av 10 264 for Lofoten, 856 av 12 899 for Vesterålen og 497 av 8 042 for Senja). Norut påpeker at det er få sysselsatte i Lofoten til tross for stor omsetning og antall gjestedøgn. Dette kan skyldes en stor grad av bruk av utenlandsk, sesongbasert arbeidskraft som ikke blir fanget opp av SSB eller NAV, og derved ikke fremkommer i Noruts utredning.

Antall ansatte i overnattings- og serveringsbedrifter per region er vist i tabell 4-6.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	% 00-11
Senja-regionen	199	179	164	171	172	188	197	205	194	167	161	176	-12%
Harstad-regionen	505	471	516	530	514	511	536	532	529	472	462	451	-11%
Vesterålen	389	362	377	316	310	319	328	326	318	264	288	277	-29%
Lofoten	400	366	377	389	399	392	395	442	457	458	427	431	8%
Ofoten	441	418	396	396	368	337	342	398	360	349	339	331	-25%
Salten	1511	1454	1427	1346	1366	1396	1346	1473	1329	1328	1286	1343	-11%
Helgeland	940	911	858	882	874	825	839	913	928	908	953	1085	15%
Nord-Trøndelag	98	92	85	91	88	73	71	92	65	50	57	60	-39%
Totalt per år	4483	4253	4200	4121	4091	4041	4054	4381	4180	3996	3973	4154	

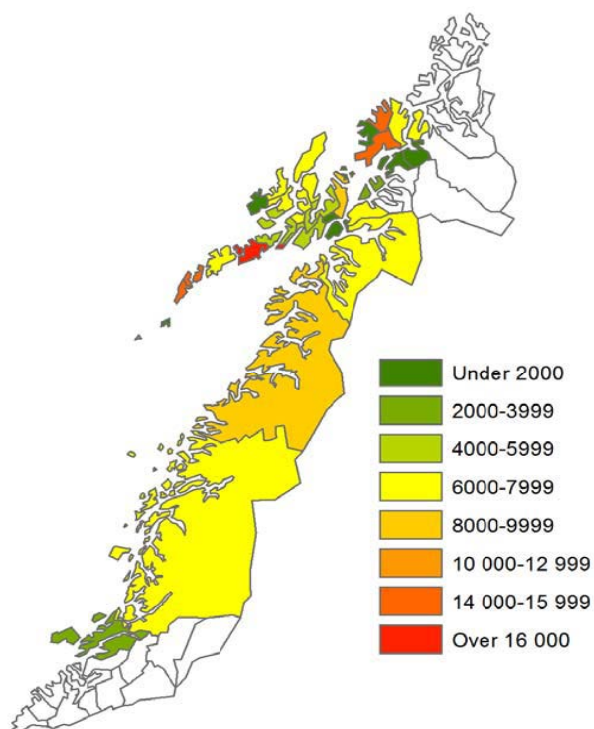
Tabell 4-6. Ansatte i overnattings- og serveringsbedrifter per region, 2000 - 2011. Kilde: Midtgard m.fl., 2012-a.

Ansatte i overnattings- og serveringsbedrifter i reiselivsnæringen har fra 2000 til 2011 økt i Lofoten og på Helgeland, mens den for øvrig har gått tilbake. Målt i antall overnattinger har reiselivsnæringen den siste tiårsperioden økt med over 20 pst, jf. tabell 4-5. Målt i antall ansatte i overnattings- og serveringsbedrifter har det vært en nedgang.

Omsetning og verdiskaping fra reiselivsnæringen er også vurdert i Noruts rapport. Tabell 4-7 viser total omsetning for reiselivsnæringen.

Lofoten	Vesterålen	Senja	Harstad	Ofoten	Salten	Helgeland	Vikna, Leka og Nærøy
309	171	116	268	171	682	517	26

Tabell 4-7. Omsetning for reiselivsnæringen per region 2010, mill. kroner.
Kilde: Midtgard m.fl., 2012-a.



Figur 4-18. Omsetning i reiseliv fordelt per innbygger på kommunenivå for Lofoten-Vesterålen-Senja og på regionsnivå for de øvrige.
Kilde: Midtgard m.fl., 2012-a.

Reiselivsnæringen i analyseområdet består av store og mindre lokale bedrifter, der mange av de mindre lokale bedriftene er enkeltmannsforetak og dermed utilgjengelige for lønnsomhetsvurderinger. Basert på tilgjengelig statistikk trekker Norut den konklusjon at reiselivsbedriftene generelt preges av relativt lav lønnsomhet.

For å få et inntrykk av viktigheten av reiselivsnæringene i de ulike kommunene, er omsetning innen reiseliv per innbygger vist i figur 4-18.

Salten og Helgeland har som vist (tabell 4-7) klart høyest omsetning i reiselivsnæringen. Når det gjelder omsetning per innbygger er bildet noe annerledes. Figur 4-17 viser at Vågan kommune i Lofoten har høyest omsetning per innbygger, og også Lofoten-kommunene Flakstad og Moskenes har høy omsetning per innbygger. Reiselivsnæringen er betydelig viktigere for Lofoten enn for Vesterålen og Senja. Dette vises gjennom omsetning for næringen (tabell 4-7), antall overnattinger (figur 4-16 og 4-17) og omsetning i reiseliv fordelt per innbygger per kommune (figur 4-18).

Norut har videre gjort framskrivninger av reiselivsnæringen. Framskrivningene er basert på det siste tiårets utvikling, trendprognoser og intervjuer med næringslivsaktører. Prognoser til 2050 er svært usikre, men indikerer fortsatt vekst i Lofoten (i hovedsak fritidssegmentet) og en stabil utvikling med svak vekst for Vesterålen, Harstad og Senja (i hovedsak yrkessegmentet). Intervjuobjektene i Noruts studie gir uttrykk for at reiselivsnæringen i Lofoten og Vesterålen er i positiv utvikling, mens det for Harstad- og Senja-regionen gis et bilde av stabilitet og et uforløst potensial.



Erfaringer fra petroleums- virksomhet fra andre regioner

5.1 Erfaringer for lokalt og regionalt næringsliv

Norut har utarbeidet en rapport som oppsummerer nærings- og samfunnsmessige ringvirkninger av petroleumsvirksomhet (Nilssen m.fl., 2012). Studien tar utgangspunkt i erfaringer fra Kristiansundregionen, Aukra (Nyhamna), Romsdalsregionen, Tjeldbergodden, Sandnessjøen,

Harstad og Hammerfest. Disse regionenes berøring med petroleumsvirksomhet har kommet på ulike tidspunkter og på ulike måter, og danner et bakgrunnsbilde for å vurdere hva som kan forventes av effekter på land ved petroleumsaktivitet i det nordøstlige Norskehavet¹⁴.

	Kristiansunds-regionen	Aukra (Nyhamna)	Romsdals-regionen	Tjeldberg-odden	Sandnessjøen	Harstad	Hammerfest
Antall årsverk	2 700	450	1 100	200	150-200	450	1 000

Tabell 5-1. Antall årsverk (2011) knyttet til petroleumsaktivitet. Kilde: Nilssen m.fl., 2012.

¹⁴ Erfaringsstudien har også vært benyttet av de øvrige utrederne som har beregnet ringvirkninger og effekter av petroleumsvirksomhet.

Norut viser til betydelige ringvirkninger fra petroleumsaktivitet i de ulike regionene. Tabell 5-1 viser antall årsverk¹⁵ per 2011 for de ulike regionene som er studert.

Ulike forutsetninger for de forskjellige lokasjonene har gitt ulike utslag med tanke på ringvirkninger. Omfanget av industrielle basisnæringer er sentralt. Dette betyr at steder med etablerte industrielle virksomheter, eksempelvis verfts- og verkstedsindustri eller petroleumstjenestenæring, har et bedre utgangspunkt for å tilpasse seg etterspørselen fra petroleumsindustrien enn regioner uten slike virksomheter.

Et annet sentralt element som Norut trekker frem for å skape ringvirkninger er konsentrasjon om utvalgte lokasjoner som kan bygge opp kritisk masse og skape et mangfold i leverandørnæringen.

Ringvirkninger inntreffer i alle faser av petroleumsvirksomheten (leting, utbygging og drift) og for felt til havs og landanlegg. Ringvirkninger fra *letefasen* er i følge Norut minst dokumentert i tidligere studier, men erfaringer fra Kristiansund viser at omtrent en fjerdedel av årsverkene for dette området relaterer seg til leting. Det er spesielt aktivitet knyttet til helikopter- og forsyningsbaser som der har gitt regionale ringvirkninger. For *utbyggingsfasen* vil ringvirkningene være avhengig av om det er en utbygging til havs eller et landanlegg. Utbygginger på land gir større innslag av enklere leveranser som er mer tilpasset lokale leverandører. Både for landanlegg og utbygginger til havs er erfaringen at hoveddelen av utbyggingsarbeidet gjøres av etablerte aktører utenfor regionene. For *driftsfasen* kan de regionale ringvirkningene være betydelige og vare over lengre tid. Steder som betjener felt i drift til havs (eksempelvis Kristiansund) og landanlegg (eksempelvis Aukra og Hammerfest) har et høyt antall sysselsatte knyttet til petroleumsvirksomhet.

¹⁵ Merk at Norut har beregnet antall årsverk, mens øvrige rapporter/analyser har benyttet sysselsatte. I sektorer med sesongvariasjoner og/eller deltidsarbeid vil antall årsverk være lavere enn sysselsatte. Fjose m.fl., 2012 benytter en koeffisient på 0,85 for dette forholdet.

Brønnøysund og Sandnessjøen kan oppleve tilsvarende i fremtiden. Regionale effekter av en petroleumsutbygging oppstår både rundt basene og landanleggene i tillegg til mer omfattende regionale ringvirkninger, spesielt i byene. Vekst i regionale kompetansebedrifter har stor betydning, og kan skape grunnlag for leveranser utenfor regionen og på sikt føre til internasjonal aktivitet.

Norut har vurdert konkrete elementer som kan styrke lokale/regionale ringvirkninger. Disse er i utgangspunktet uavhengige av om det er en utbygging til havs eller et landanlegg. Tiltak kan være å gi lokale og regionale aktører god informasjon om kontrakter i en tidlig fase, oppsplitting av kontrakter i mindre pakker som gjør det lettere for lokale og regionale aktører å være med i konkurransen, tilrettelegging for lokal tilstedeværelse av bedrifter som skal levere driftstjenester som vedlikehold og modifikasjoner og vilkår knyttet til pendling. Styrket infrastruktur for nedkorting av reisetid og viktigheten av regional enighet om geografiske senter for petroleumsvirksomhet for å oppnå kritisk masse, trekkes også frem.

Norut har vurdert elementer og tiltak ut fra historiske erfaringer.

5.2 Erfaringer for samfunnet for øvrig

Utover de direkte sysselsettingseffekter vil petroleumsvirksomhet også medføre økte kommunale inntekter i form av skatt på formue og inntekt og rammeoverføring som følge av økt sysselsetting/høyere gjennomsnittelig lønnsnivå. Befolkningsvekst bidrar til større rammeoverføringer fra staten. Eiendomsskatt kan komme fra enkelte typer infrastrukturinvesteringer.

Når det gjelder skatteinntekter viser Norut til at kommunene Aukra og Hammerfest fikk en sterk vekst i skatt på inntekt og formue i utbyggingsfasen og i driftsfasen. Disse kommunene hadde svært høye inntekter fra inntektsskatt de to siste årene av utbyggingsperioden, noe som i denne perioden ble balansert ut med trekk i

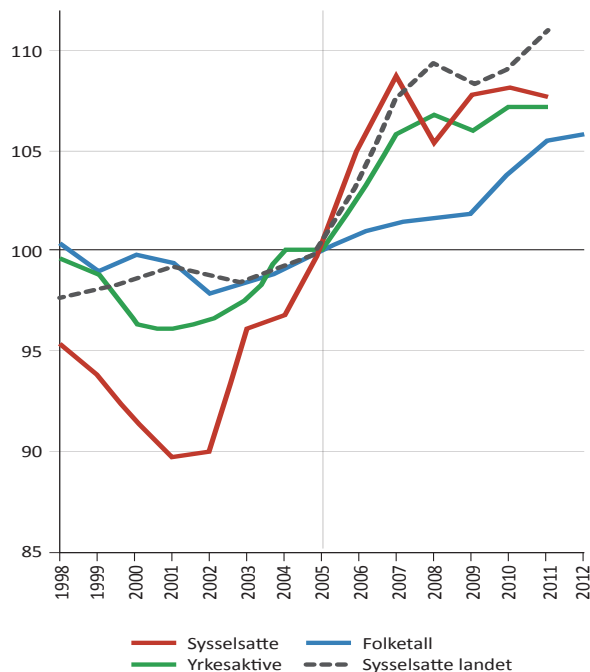
rammeoverføringene¹⁶.

Eiendomsskatt har i enkelte tilfeller økt kommunens inntekter i vesentlig grad. Dette gjelder spesielt for Aukra (Nyhamna landanlegg) og Hammerfest (Melkøya landanlegg).

Erfaringer fra utbyggingen av LNG-anlegget på Melkøya (i tilknytning til Snøhvitfeltet) har blitt nøye studert og har vært kilde til å vurdere øvrige samfunnsvirkninger. Utbyggingen av Snøhvit har medført at befolkningsutviklingen i Hammerfest gikk fra nedgang til vekst. Videre har befolkningssammensetningen endret seg og nedgangen i befolkningen i alderen 20-39 år har snudd til vekst. I tillegg har Hammerfest gått til en situasjon med fødselsoverskudd, dvs. at det fødes flere barn enn det er dødsfall.

Figur 5.1 viser utvikling i sysselsetting, yrkesaktivitet og befolkning i Hammerfest. I figuren er 2005 satt som indeksår. Utbyggingsfasen til Snøhvitprosjektene varte fra 2002 til 2007. Figuren viser at 2002 var et vendepunkt og at både folketallet og antall sysselsatte økte betraktelig mot slutten av utbyggingsperioden. For driftsperioden har antall sysselsatte tatt seg opp mot toppnivået mot slutten av utbyggingsperioden, mens folketallet har fortsatt å øke fram mot 2012 som følge av at flere av de sysselsatte slo seg ned i regionen.

Ungdommers holdinger til petroleumsvirksomhet i regionen viser at olje- og gasssektoren har bidratt til å gjøre Finnmark mer attraktivt som bosted og gitt ungdommen mer positive holdninger til framtidig arbeid i olje- og gasssektoren (Abelsen m.fl., 2012).



Figur 5-1. Utvikling i sysselsetting, yrkesaktivitet og befolkning i Hammerfest (1998-2012). Indeks 2005 = 100. Kilde: Nilssen m.fl., 2012.

¹⁶ En nærmere beskrivelse av skattesystem knyttet til inntekts- og formueskatt finnes i Noruts rapport.



Mulig petroleumsvirksomhet i utredningsområdet

6.1 Ressursgrunnlaget

Utgangspunktet for petroleumsvirksomhet er tilstedeværelse av olje og gass i et område. Oljedirektoratet har kartlagt ressurspotensialet i analyseområdet. I 2010 presenterte direktoratet et oppdatert kartleggingsarbeid for Nordland VI (åpnet og uåpnet del), VII og Troms II (Oljedirektoratet 2010-a og 2010-b) basert på boringer i området, havbunnsprøver (Bleiksdjupet nordvest for Andøya), seismiske innsamlinger i blant annet perioden 2007 - 2009 og andre geofysiske metoder (elektromagnetisk undersøkelse 2006 i Troms II og gravimetriske målinger.

Sommeren 2012 innsamlet Oljedirektoratet seismikk i uåpnet del av Nordland IV og V.

Den geologiske utviklingen av området henger nært sammen med hvordan kontinentalplatene har beveget seg. Fram til kritt alder lå den grønlandske sokkelen inntil den norske, før den i senjura og tidligkritt ble strukket, og det ble dan-

net havområder som ble fylt av tykke lag med sedimenter. Områdene som i dag er Lofoten-Vesterålen ble etter hvert løftet opp, mens de tykke sedimentlagene ut mot dagens eggakant ble brutt opp av forkastninger. Generelt kan en regne med at det er svært liten sannsynlighet for at det er dannet økonomisk interessante hydrokarbonforekomster vest for kontinental-skråningen. Sokkelen utenfor Lofoten-Vesterålen har vært utsatt for både strekking og sidelengs bevegelse, som gjentatte ganger har utsatt strukturene for store bevegelser. Geologien i området er derfor kompleks.

Ribbebassenget og Harstadbassenget er de to største bassengene i analyseområdet. Harstadbassenget er definert i Troms III, II og nordlige del av Nordland VII (figur 6-1).

Det er kartlagt totalt 50 prospekter i Nordland VI, VII og Troms II. Disse ligger i ulike nivåer i berggrunnen. De mest prospektive nivåene er i bergarter av jura og kritt alder. Utvinnbare ressurser er beregnet for de kartlagte prospektene,

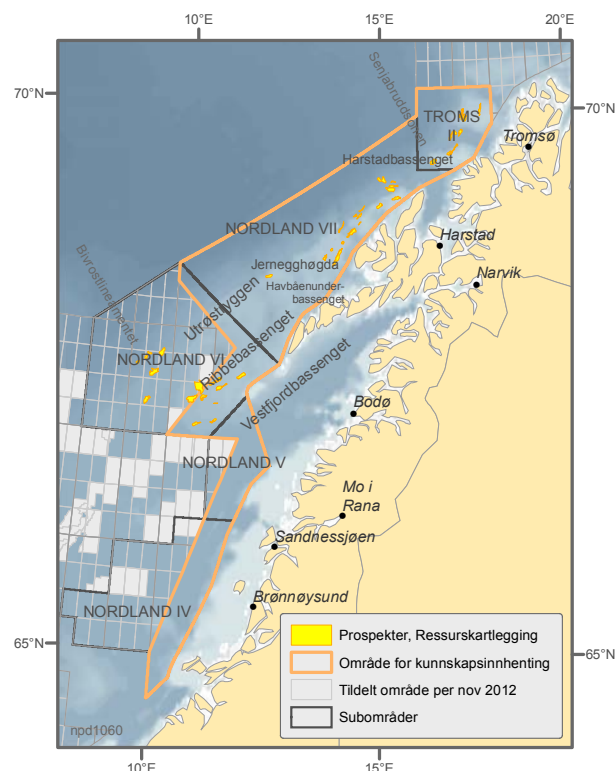
og det er gitt anslag for funnsannsynlighet. For at hydrokarboner skal kunne dannes og oppbevares innenfor et område, er det flere geologiske faktorer som må opptre samtidig:

- Kildebergart; organisk rik bergart, som ved rett temperatur og trykk omdanner organisk materiale til hydrokarboner.
- Tilstedeværelse av reservoarbergart; en porøs bergart hvor hydrokarboner kan oppbevares.
- En migrasjonsvei der hydrokarboner beveges fra kildebergart til reservoarbergarten.
- Dannelse av fellestruktur; tett bergart eller geologisk struktur som omgir reservoarbergarten, slik at hydrokarboner holdes tilbake og akkumuleres i reservoaret.

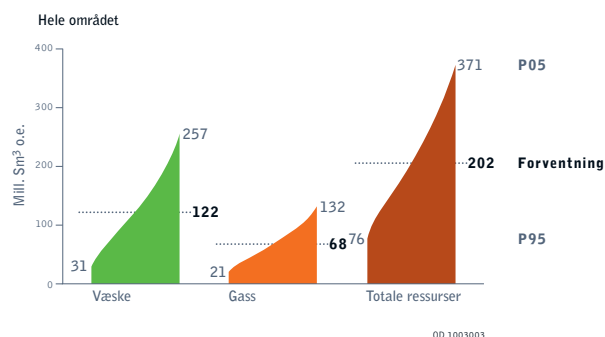
Tilstedeværelse og kjennskap til disse fire elementene gir grunnlaget for å kunne beregne ressurser og usikkerheter. Resultatene fra prospektkartleggingen er brukt i en statistisk letemodellanalyse for å anslå hvor mye olje og gass som kan være dannet og oppbevart i et område. Det er definert geologiske modeller (letemodeller) som har geografiske og stratigrafiske (lag-/dybdemessige) avgrensninger og omfatter prospekter som deler de geologiske egenskapene nevnt over. Det kan være flere ulike letemodeller innenfor samme område. For hver letemodell vurderes sannsynligheten for tilstedeværelse av faktorene nevnt over. Letemodellanalysen gir også en indikasjon på hvor mange og hvor store funn som kan forventes å finne.

Oljedirektoratet har laget ressursestimater for ulike delområder. Resultatet er gitt med sannsynlighetsfordelinger som angir hvor mange og hvor store funn som kan forventes, samt de utvinnbare volum av hydrokarboner. Forventet totalvolum for analyseområdet er, på bakgrunn av dagens kunnskap, anslått til 202 mill. Sm^3 o.e. Selv om anslaget er usikkert, tilsier analysen med 95 pst. sikkerhet at det kan finnes minst 76 mill. Sm^3 o.e., og det er fem pst. sannsynlighet for funn av mer enn 371 mill. Sm^3 o.e. (figur 6-2). De faktiske ressursene i analyseområdet kan kun endelig fastslås ved boring av letebrønner. Per i dag er det boret én letebrønn i åpnet del av Nordland VI.

Nordland VI kommer ut som det området som har mest ressurser, mens ressursene for Troms II og Nordland VII er omtrent jevnstore i denne evalueringen. Ressursestimatet for olje er større enn for gass i Nordland VI og VII, mens i Troms II er det størst sannsynlighet for å finne gass.



Figur 6-1. Geologiske prospekter i området.
Kilde: Oljedirektoratet (2010-a).



Figur 6-2. Petroleumsressurser i området, med usikkerhetsspenn.
Kilde: Oljedirektoratet (2010-a).

6.2 Aktivitetsbilder

Norsk kontinentalsokkel er utforsket stegvis. Strategien for konsesjonsrunder i umodne områder har som hovedregel fulgt prinsippet om sekvensiell leting. Dette innebærer at resultater av brønner i utvalgte blokker i et område foreligger og blir evaluert før det utlyses nye blokker i det samme området. Denne framgangsmåten sikrer at store områder kan kartlegges med relativt få letebrønner. På den måten blir tilgjengelig informasjon benyttet til videre leting, og boring av unødvendige og tørre brønner kan unngås. Samtidig vil det kunne bety at utforskning av et nytt område tar lenger tid. De første blokkene som lyses ut i et område er de mest prospektive og/eller har høy informasjonsverdi.

Aktivitetsbildene for petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet bygger på Oljedirektoratets ressursvurdering for områdene, jf. kapittel 6.1. Basert på et høyt og et lavt ressursutfall, er det skissert to ulike aktivitetsbilder for leting, utbygging og produksjon.

Oljedirektoratet har i aktivitetsbildene også skissert mulige utbyggingsløsninger for petroleumssressurser i området. Dette blant annet for å belyse likheter og ulikheter ved de løsninger som kan bli valgt. I et konkret tilfelle der området åpnes og det gjøres ett funn, vil beslutning om optimal utbyggingsløsning bli foretatt i tilknytning til utarbeidelse og behandling av Plan for utbygging og drift (PUD)/Plan for anlegg og drift (PAD).

I begge aktivitetsbildene er det lagt til grunn at petroleumssaktivitet i områdene starter opp i 2014. Utforskningen av Nordland VI starter noe før de andre områdene. Det antas en ledetid fra funn til produksjon på 10 år, tilsvarende gjennomsnittlig ledetid for felt på norsk sokkel.

6.2.1 Høyt aktivitetsbilde

I høyt aktivitetsbilde antas det at det gjøres mange små til mellomstore funn der de totale ressursene er over forventning. Aktiviteten i nye utvinningstillatelser starter med seismikkundersøkelser og ressursevalueringer i tillatelsene, og fra 2015 bores det inntil to letebrønner¹⁷ per år i hvert. Til sammen blir det funnet om lag 370 mill. Sm³ o.e. i områdene fordelt på om lag 240 mill. Sm³ olje og 130 mrd. Sm³ gass. Utvinnbare ressurser i aktivitetsbildet tilsvarer om lag 10 Goliat-felt.

I **Nordland VI** bores første letebrønn i 2014. Til sammen blir det funnet om lag 100 mill. Sm³ olje og 60 mrd. Sm³ gass i området. Funnene bygges ut ved at det etableres et feltcenter med bunnfast plattform med prosessanlegg, overtrålbare havbunnsinnretninger og bøyelasting av olje. Gassen knyttes mot rørinfrastruktur på Haltenbanken. Antatt produksjonsstart er 2028.

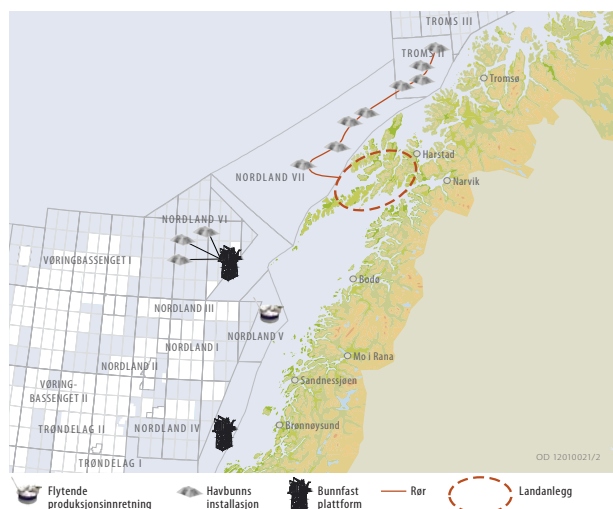
Leting i **Nordland VII** og **Troms II** gir til sammen om lag 130 mill. Sm³ olje og 70 mrd. Sm³ gass. Funnene bygges ut ved etablering av et landanlegg med en prosesseringskapasitet på 10 mill. Sm³ olje og 5 mrd. Sm³ gass. per år. To alternativer for videre gassevakuering er vurdert. Alternativ I er landanlegg for transport i rør til Haltenbanken. Alternativ II er LNG-anlegg. Produksjonsstart er 2028.

Både i **Nordland IV** og **Nordland V** gjøres det oljefunn på 15 mill. Sm³. Funnene bygges ut relativt raskt. I Nordland V er det lagt til grunn en utbyggingsløsning med en flytende produksjonsinnretning og i Nordland IV en bunnfast plattform, begge med bøyelasting av olje. Produksjonsstart for begge innretninger er 2025.

Dersom området åpnes og det gjøres et funn med behov for gassavsetning, samtidig som det blir etablert et gassrør fra Barentshavet og/eller fra nord i Norskehavet (som NSGI), vil oppkobling mot disse kunne være en attraktiv evakueringsmulighet for gass fra området. Enten direkte fra felt eller via et landanlegg i regionen.

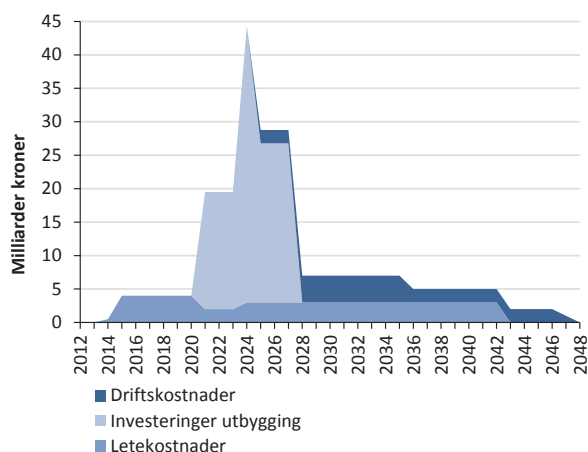
¹⁷ Inkluderer letebrønner for å påvise nye ressurser og avgrensingsbrønner for påviste funn.

Utbyggingsløsningene er vist i figur 6-3.



Figur 6-3. Høyt aktivitetsnivå i det nordøstlige Norskehavet - utbyggingsløsninger.

Kilde: Oljedirektoratet (2012-a).



Figur 6-4. Kostnadsprofil for høyt aktivitetsnivå.

Kilde: Oljedirektoratet (2012-b).

Figur 6-4 viser kostnader forbundet med leting, utbygging og drift i høyt aktivitetsbilde og når det er ventet at kostnadene vil påløpe. Disse kostnadene på utbyggingssiden vil være etter-spørsel rettet mot leverandørene.

6.2.2 Lavt aktivitetsbilde

I lavt aktivitetsbilde antas det at leting bare påviser små volumer, men at disse i hovedsak finnes i store funn. Aktiviteten i nye utvinningstillatelser starter med seismikkundersøkelser og ressursevalueringer i tillatelsene, og fra 2015 bores det inntil to letebrønner per år i hvert del-område. Begrensede leteresultater gjør at leteinteressen etter hvert synker. Til sammen blir det funnet om lag 50 millioner Sm³ o.e.

I **Nordland VI** bores første letebrønn i 2014. Til sammen blir det gjort ett oljefunn på om lag 30 mill. Sm³. Dette funnet bygges ut med en bunnsfast plattform med prosessanlegg og bøyelasting. Det er lagt til grunn produksjonsstart i 2028.

I **Troms II** blir det gjort ett gassfunn på om lag 20 mrd. Sm³.

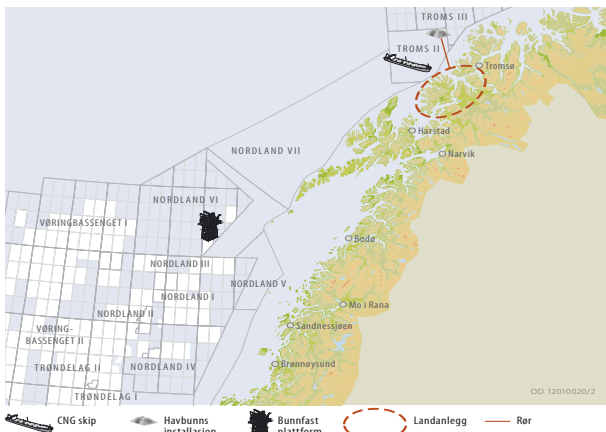
Funnet ilandføres fra 2031 til et landanlegg før gassen skipes videre med et CNG-skip¹⁸.

Leteaktiviteten i **Nordland IV, V og VII** gir ingen funn.

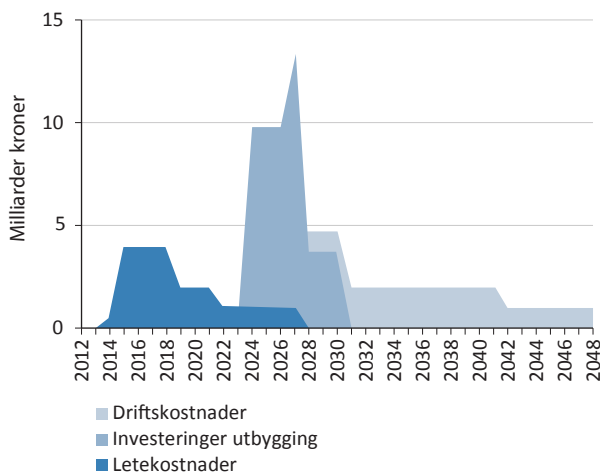
Dersom området åpnes og det gjøres et funn med behov for gassavsetning, samtidig som det blir etablert et gassrør fra Barentshavet og/eller fra nord i Norskehavet (som NSGI), vil oppkobling mot disse kunne være en alternativ attraktiv evakueringsmulighet for gass fra området. Enten direkte fra felt eller et via et landanlegg i regionen.

Utbyggingsløsningene er vist i figur 6-5.

¹⁸ CNG: Compressed Natural Gas.



Figur 6-5. Lavt aktivitetsnivå i det nordøstlige Norskehavet - utbyggingsløsninger. Kilde: Oljedirektoratet (2012-a).



Figur 6-6. Kostnadsprofil for lavt aktivitetsnivå i det nordøstlige Norskehavet (mrd. kroner). Kilde: Oljedirektoratet (2012-b).

Figur 6-6 viser kostnader forbundet med leting, utbygging og drift i høyt aktivitetsbilde og når det er ventet at kostnadene vil påløpe.

6.3 Vurdering av alternative utbyggingsløsninger

Etter drøyt 40 års produksjon er det nå over 70 felt i drift på norsk sokkel. Feltutbygginger på sokkelen er svært forskjellige både når det gjelder utbyggingsløsning og teknisk utforming. Dette er forskjeller som avspeiler ulike tekniske/

økonomiske egenskaper og behov på/ved de forskjellige funn og felt. Næringene har tilegnet seg erfaringer med et stort utvalg av ulike utbyggingsløsninger, alt fra bunnfaste innretninger til ulike flyterløsninger og undervannsinnretninger. De klimatiske og oseanografiske forholdene disse innretningene opererer i er blant de hardeste i verden.

Oljedirektoratet har, som et tillegg til aktivitetsbildene i kunnskapsinnhenting, foretatt en gjennomgang av viktige faktorer for valg av utbyggingsløsning og vurdert innkomne idéer til nye, uprøvde utbyggingskonsepter for det nordøstlige Norskehavet. Generelt vil målet for enhver feltutbygging være å velge den løsningen (konseptet) som, innenfor de gjeldende krav til helse, miljø og sikkerhet samt andre reguleringer, maksimerer verdiskapingen fra ressursene. Tilnærmingen i Oljedirektoratets arbeid har ikke vært å vurdere konvensjonelle utbyggingsløsninger, men å vurdere disse opp mot de alternative ideer til utbyggingskonsepter som har vært fremmet. Særlig har oppmerksomheten vært rettet mot i hvilken grad ulike løsninger påvirker risikoen for akutte utslipp til sjø og i hvilken grad disse minimerer ulempen for andre brukere av havområdene.

6.3.1 Sentrale faktorer for valg av utbyggingsløsning

Reservoarets størrelse, produksjonsegenskaper, strukturelle sammensetning og utbredelse samt strømmingsegenskaper (olje, gass, kondensat, vann) er parametre som vil påvirke valg og utforming av utbyggingsløsningen. Reservoarets utbredelse og dybde vil gi føringer for om alle brønner kan bores fra en lokasjon eller om ressursene betinger at det må bores fra flere lokasjoner. Vanskelig produserbare reservoar medfører behov for flere brønner og eventuell bruk av avanserte brønnløsninger, herunder flergrensbrønner og horisontale brønner. I noen reservoar vil gassinjeksjon være gunstig for den samlede ressursutnyttelsen. I andre vil vanninjeksjon alene, eller sammen med gassinjeksjon, være egnet og i andre igjen vil det ikke være behov for trykkstøtte. Feltets størrelse og produktivitet vil

også avgjøre produksjonskapasiteten til feltet og dermed hvor store dimensjoner prosessanlegget skal ha.

Ledig behandlingskapasitet på eksisterende produksjonsinnretninger vil kunne benyttes av andre felt. Dermed kan utbyggingsløsningen for nye funn i området forenkles, og lønnsomheten bedres, ved at brønnstrømmen føres inn på allerede eksisterende anlegg. Slike satellitt-utbygginger er etter hvert svært vanlig på norsk sokkel. Dersom avstanden til andre felt (infrastruktur) er for lang, vil funnet måtte bygges ut med egen produksjonsinnretning. Da risikerer man at funnene kan bli ulønnsomme å bygge ut.

Bruk av undervannsproduksjonsanlegg er et sentralt element for den videre utvikling av petroleumsressursene på norsk sokkel. Transport av ubehandlet brønnstrøm i rør over lange avstander har utfordringer blant annet knyttet til mulighet for hydratdannelse grunnet trykk- og temperaturfall i røret, utfelling av voks og andre avsetninger som kan tette røret og korrosjonsproblematikk. Videre vil trykkfall i røret kunne gi redusert produksjon og kortere produksjonstid med redusert utvinningsgrad som resultat. Forhold som reservoartrykk, temperatur og brønnstrømmens sammensetning vil være bestemmende for hvilke løsninger som bør velges for slike felt.

Tilsvarende vurderinger og hensyn må tas ved eventuelle valg av landanlegg som utbyggingsløsning. Avstander, trykkforhold og brønnstrømmens sammensetning påvirker hvor langt ut fra land en slik løsning er aktuell. Videre vil egnet tomt, vegforbindelse, utskipningshavn osv. være avgjørende for kostnadene for en slik løsning sammenlignet med en utbygging til havs.

Dersom avstanden fra funnet til land er svært kort, vil boring fra land kunne være et aktuelt konsept å vurdere. Selv om utviklingen innen boreteknologi går mot stadig lengre brønner og med stadig lengre horisontalseksjoner, betinger likevel slike løsninger at de endelige brønnmålene ikke er lengre enn ca. 10 km fra land.

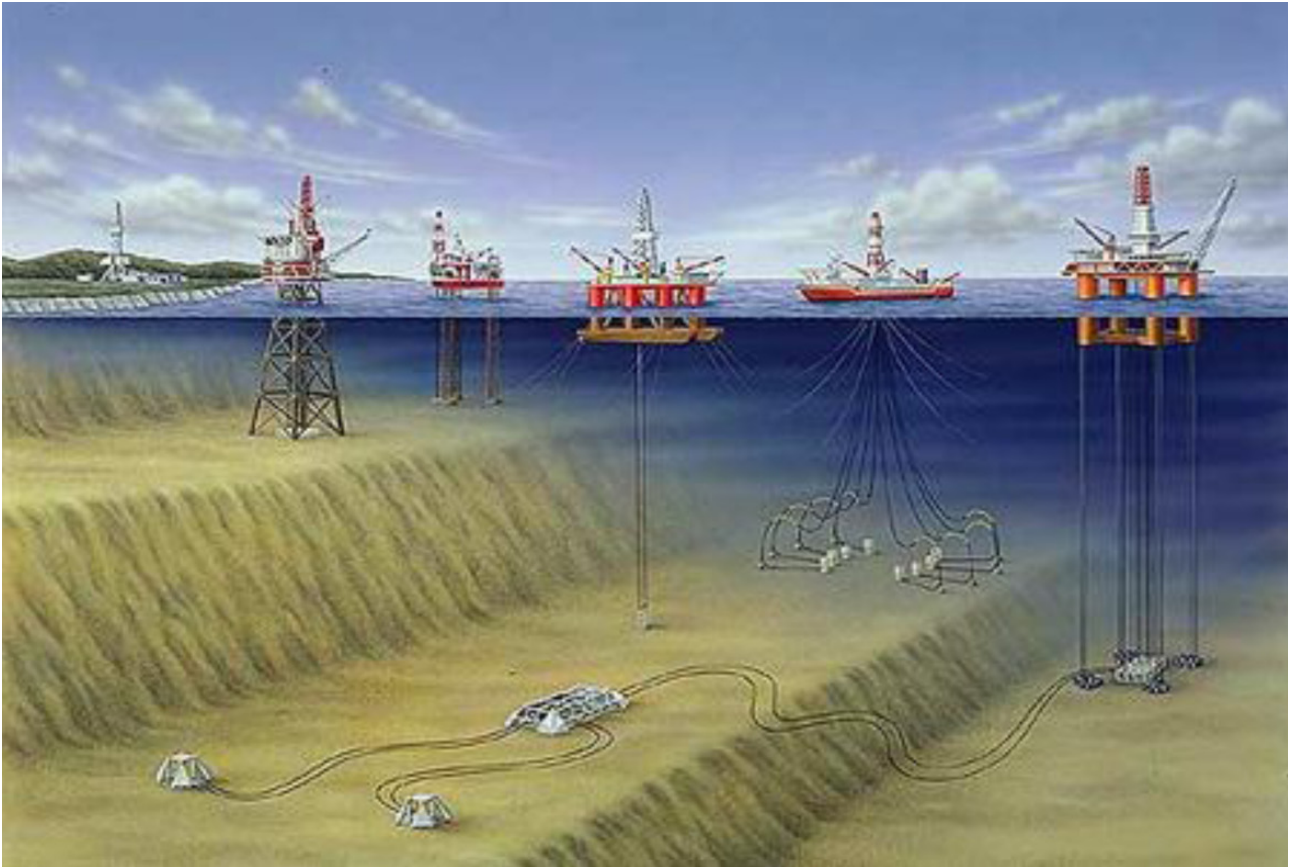
I de tilfeller der det er behov for å bygge nye prosessanlegg for å behandle brønnstrømmen fra feltet eller der det er mange brønner med et stort behov for brønnvedlikehold gjennom hele driftsfasen, vil en plattform med prosessanlegg og eventuelt egen borerigg være aktuell utbyggingsløsning. Havdybden er avgjørende for valg av understell. På grunnere farvann (mindre enn 200-300 m) vil det ofte være hensiktsmessig å velge bunnfaste løsninger. Enten som plattform med stålbein (ståljack), betongunderstell eller oppjekkbare stålunderstell (jack-up). Større havdyp gjør flytende produksjonsanlegg mer egnet. Flytende konsepter finnes i ulike varianter: Floating Production, Storage and Offloading unit (FPSO), Halvt nedsenkbar plattform (Semi), Dyp vertikal flytende plattform (Spar), Tension Leg Platform (TLP) etc.

Oljedirektoratet har vurdert utbyggingsløsninger i fire hovedkategorier:

- faste og flytende produksjonsinnretninger til havs
- undervannsutbygginger til landanlegg
- landanlegg med boring fra land
- undervanns tunnelkonsept

De tre første kategoriene anses å være konvensjonelle utbyggingsløsninger. Undervanns tunnelkonseptet er et nytt alternativ som er lansert fra enkelte hold og spilt inn i kunnskapsinnhenting.

Oljedirektoratets vurdering er at de konvensjonelle løsningene legger grunnlag for betydelig høyere verdiskaping enn undervanns tunnelkonseptet. Særlig gjelder dette i letefasen. Sammenlignet med tunnelkonseptet er det parametre som blant annet teknisk modenhet, kortere prosjektgjennomføringstid og mulighet til å ivareta ressursene i området som bidrar mest til at de konvensjonelle løsningene er best med hensyn til verdiskaping. Når det gjelder valg mellom ulike konvensjonelle utbyggingsløsninger, må feltspesifikke vurderinger avgjøre hva som er optimalt for en konkret feltutbygging. Videre anses ikke boring fra land som et alternativ da de aktuelle boremålene i analyseområdet ligger utenfor rekkevidden til en landbasert borerigg.



Figur 6-7. Ulike konsepter med økende havdyp. Fra venstre jacket, jack-up, Semi, FPSO-skip og TLP. Kilde: Oljedirektoratet (2012-c).



7

Samfunnsmessige konsekvenser av petroleumsvirksomhet

7.1 Nasjonale inntekter fra petroleumsvirksomhet

Ressurspotensialet i det nordøstlige Norskehavet er beskrevet i kapittel 6.1. Forventet utvinnbart volum fra analyseområdet er anslått til 202 mill. Sm³ o.e. Dette tilsvarer omtrent to felt på størrelse med Nornefeltet som ligger litt lengre sør i Norskehavet. Denne typen beregninger er usikre.

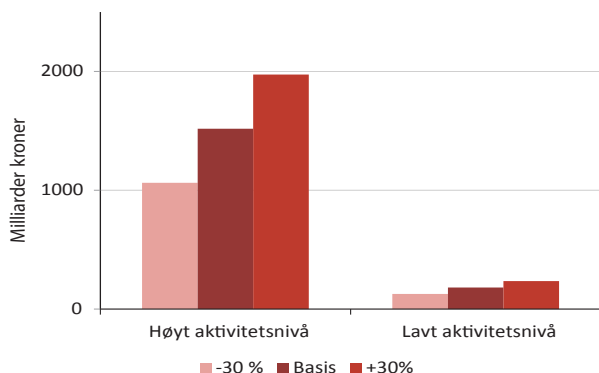
Faktiske petroleumssressurser må endelig påvises gjennom leteboring. Det er kun ved åpning av områder og påfølgende leteaktivitet at det er mulig å fastslå hvor store utvinnbare ressurser som er i et område. Usikkerheten kan også illustreres ved erfaringen fra andre deler av norsk sokkel der ressursestimatene for de ulike delene er justert vesentlig i flere omganger. For å belyse usikkerheten er det gjort vurderinger av hvor mye olje og gass en kan forvente i området dersom ressursutfallet er høyt eller lavt. I høyt ressursutfall er utvinnbart volum anslått til 371 mill. Sm³ o.e. Dette tilsvarer om lag ti felt på

størrelse med Goliat (felt under utbygging i Barentshavet). I lavt ressursutfall er det forventet å kunne utvinne 76 mill. Sm³ o.e., noe som tilsvarer to felt på størrelse med Goliat.

Beregninger av mulige inntekter fra petroleumsvirksomhet i analyseområdet er basert på de to aktivitetsbildene for petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet (Oljedirektoratet 2012-a). Med basis i aktivitetsbildene og de tekniske og økonomiske forutsetningene som er lagt til grunn, har Oljedirektoratet beregnet kostnader og inntekter til staten fra petroleumsvirksomhet i analyseområdet (Oljedirektoratet 2012-b). Departementets langsiktige prisprognoser for olje og gass er lagt til grunn for beregningene. For å belyse usikkerhet i prisforutsetningene er beregningene også gjennomført ved å legge til grunn høy pris (pluss 30 pst.) og lav pris (minus 30 pst.).

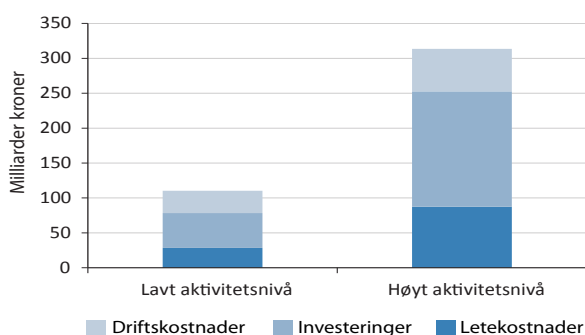
Brutto salgsverdi for forventede utvinnbare olje- og gassressurser i analyseområdet er beregnet for både høyt og lavt aktivitetsbilde (figur 7-1).

Brutto salgsverdi varierer fra om lag 1 520 mrd. kroner for høyt aktivitetsnivå til 180 mrd. kroner for lavt aktivitetsnivå. Figuren viser hvordan brutto salgsverdi påvirkes av endringer i prisforutsetningene.



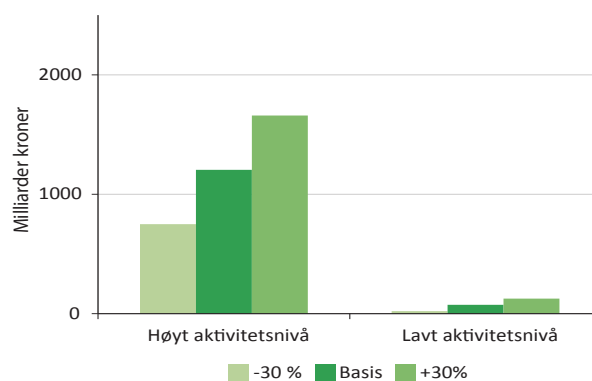
Figur 7-1: Brutto salgsverdi for olje og gass i aktivitetsbildene. Kilde: Oljedirektoratet (2012-b).

Figur 7-2 illustrerer lete-, investerings- og driftskostnadene for de to aktivitetsbildene. De totale kostnadene varierer fra om lag 310 mrd. kroner for høyt aktivitetsnivå til 110 mrd. kroner for lavt aktivitetsnivå. Kostnader knyttet til utbyggingene vil i stor grad være etterspørsel rettet mot leverandørindustrien. Kostnadene ved leting, utbygging og drift gir derfor en indikasjon på aktivitetsnivået knyttet til petroleumsvirksomhet i analyseområdet. Aktivitetsnivået er igjen et viktig utgangspunkt for å vurdere ringvirkninger av petroleumsvirksomhet.



Figur 7-2: Lete- investerings- og driftskostnader i aktivitetsbildene. Kilde: Oljedirektoratet (2012-b).

Nettoverdien av petroleumssressursene kan uttrykkes ved netto kontantstrøm som er brutto salgsverdi minus kostnader knyttet til leting, utbygging og drift. Nettoverdien varierer mellom 1 200 mrd. kroner for høyt aktivitetsbilde og 70 mrd. kroner for lavt aktivitetsbilde (Figur 7-3). Figur 7-3 viser også hvordan netto kontantstrøm påvirkes av endringer i prisforutsetningene. 1 200 mrd. kroner tilsvarer om lag 240 000 kroner per nordmann.



Figur 7-3: Netto kontantstrøm i aktivitetsbildene. Kilde: Oljedirektoratet (2012-b).

Med en petroleumsskatt som i dag og fortsatt statsdeltakelse gjennom statens direkte økonomiske engasjement, antas statens del av verdiene fra olje- og gassproduksjonen å ligge på om lag 85 pst. Statens del av netto kontantstrøm varierer mellom om lag 1 020 mrd. kroner for høyt aktivitetsbilde og 60 mrd. kroner for lavt aktivitetsbilde. 1 020 mrd. kroner tilsvarer om lag fem ganger de samlede overføringene til kommunene i statsbudsjettet for 2013.

7.2 Lokal, regional og nasjonal verdiskaping og sysselsetting

Sysselsettingsvurderinger var et sentralt tema i programmet for kunnskapsinnhenting. Statistisk sentralbyrå (2012) har utredet nasjonale sysselsettingseffekter av mulig petroleumssaktivitet. Menon Business Economics i samarbeid med Kunnskapsparken i Bodø (heretter: Menon) har vurdert regionale og lokale ringvirkninger, herunder regional sysselsetting (Fjose m.fl., 2012).

Det har tidligere blitt utarbeidet flere relaterte studier som gjennomgår mulige ringvirkninger ved petroleumsaktivitet i dette området, herunder:

- ”Regional ringvirkningsanalyse i forbindelse med oppdatering av helhetlig forvaltningsplan Barentshavet - Lofoten”, Asplan Viak. Gjennomført på oppdrag fra Olje- og energidepartementet (Haugberg m.fl., 2010).
- ”Samfunnsmessige virkninger av petroleumsvirksomhet på Nordland 6 og 7”, Agenda Kaupang. Gjennomført på oppdrag fra Statoil (Holmelin m.fl., 2010).
- ”Næringsmessige konsekvenser av redusert petroleumsaktivitet”, Econ Pöyry. Gjennomført på oppdrag fra Lederne (Econ, 2010).

Dette er rapporter som har ulike forutsetninger men viser alle til betydelige ringvirkninger. Det er spesielt sysselsettingseffektene av petroleumsvirksomhet som analyseres i disse rapportene.

Menons modell for beregning av ringvirkninger baserer seg på tre moduler: en næringsmodul, en regional modul og en fortrensningsmodul.

Menon og SSB sine beregninger av sysselsettingseffekter for kunnskapsinnhenting er for ulike geografiske områder og gir ulike resultater. Følgende forhold bidrar til å forklare ulike resultater regionalt og nasjonalt:

- En sysselsatt som flytter fra en annen region i Norge til analyseområdet teller ikke med i SSBs nasjonale sysselsettingsregnskap, men er inkludert som en ny sysselsatt i Menons lokale/regionale beregninger.
- Forsterkningsmekanismene gjennom økt konsum og investeringer virker i hovedsak lokalt/regionalt. Flere sysselsatte i regionen (noen utenfra regionen, noen fra ledighet og andre fra hjemmearbeid/skole osv.) gir økte inntekter i husholdningene og øker konsum og boliginvesteringer som igjen skaper etterspørsel som gir enda flere sysselsatte.
- Fortrensningsmekanismene gjennom makroøkonomien virker derimot i hovedsak likt over hele landet. Det gjelder økt

rente, sterkere kronekurs og høyere lønnskostnader. Siden den norske lønnsdannelsen er sentralisert, vil lønninger gjerne øke i hele økonomien.

- SSB og Menon har benyttet ulike modeller (henholdsvis MODAG og Menons Total-effektmodell) med ulike forutsetninger.

7.2.1 Lokale og regionale effekter

Menons utredning av lokale og regionale samfunns- og næringsmessige konsekvenser av petroleumsvirksomhet i analyseområdet tar utgangspunkt i aktivitetsbildene (Oljedirektoratet 2012-a) og erfaringsstudien fra Norut og Møreforskning (Nilssen m.fl., 2012). Sentralt i utredningen står verdiskapings- og sysselsettingseffekter av petroleumsvirksomhet i regionen. Utredningen tar utgangspunkt i de virkninger (etterspørselseffekter) investeringer og driftskostnader i petroleumsvirksomheten har i alle ledd i verdikjeden, samt effekter av økt konsum og skatteinngang¹⁹. Videre er områder som kompetansebehov, effekt på demografi og boligforhold utredet.

1. I næringsmodulen beregnes hvordan en økonomisk impuls (i dette tilfelle den etterspørsel mot leverandører som investeringer og driftskostnader i tilknytning til petroleumsvirksomhet i området medfører) påvirker ulike næringer, både direkte og indirekte gjennom leveranser til de ulike underleverandørene.
2. I den regionale modulen fordeles disse næringseffektene regionalt. I modulen beregnes økt aktivitet i ulike regioner som følge av petroleumsaktivitet. Hvor mye aktivitet, eller ringvirkninger, som havner i en region henger sammen med hvor stort næringsliv regionen har, hvor spesialisert næringslivet er mot leveranser til petroleumsvirksomhet og hvor stor geografisk avstand det er til området hvor petroleumsutbyggingen vil finne sted. I tillegg til direkte leveranser,

¹⁹ Direkte inntekter fra salg av olje og gass er ikke en del av ringvirkningsanalysen.

beregnes også konsumeffekter av at personer og bedrifter i regionen får økt inntekt fra petroleumsaktiviteten, samt effekt av økte skatteinntekter og offentlige overføringer som følge av økt tilflytting.

3. Fortrengningsmodulen hensyntar begrenset tilgang på ressurser. Disse fortrengnings-effektene kan både være lokale (som mangel på arbeidskraft) og nasjonale (som at økt etterspørsel etter arbeidskraft bidrar til et generelt høyere lønnsnivå).

I modellen er de totale ringvirkningene (verdiskapingen) beregnet til 55 mrd. kroner i det høye aktivitetsbildet og 26 mrd. kroner i det lave aktivitetsbildet for hele perioden med petroleumsaktivitet, jf. tabell 7-1. Tilsvarende er sysselsettingsvirkningene beregnet til 37 000 sysselsatte i høyt aktivitetsbilde og 13 000 i lavt aktivitetsbilde. Gjennomsnittlig årlige regionale sysselsettingseffekter er på om lag 1 100 ved høyt aktivitetsbilde og om lag 400 i lavt aktivitetsbilde. Sysselsettingseffektene er sterkest i driftsfasen. Årlig gjennomsnittlig økning i regional verdiskaping er om lag 1,6 mrd. kroner i høyt aktivitetsbilde og om lag 800 mill. kroner i lavt aktivitetsbilde.

	Høy	Lav
Sysselsetting	37 000	13 000
Verdiskaping (millioner)	55 000	26 000

Tabell 7-1. Verdiskapings- og sysselsettings-effekter i analyseområdet (totalt og som gjennomsnitt per år) ved høyt og lavt aktivitetsbilde.
Kilde: Fjose m.fl., 2012.

Menon trekker frem at petroleumsrelatert virksomhet, herunder leverandørindustri, har høyere verdiskaping per ansatt enn øvrig næringsvirksomhet, og at oppstart av aktivitet dermed vil øke produktiviteten.

Menon anser samtidig anslagene for ringvirkninger som minimumsanslag. Dette skyldes eksempelvis at produktivitetsforbedringer i modellen slår inn som redusert sysselsetting, men i praksis kan produktivitetsendringer like gjerne ha andre effekter som økt utvinning og dermed ikke redusere sysselsettingen. Videre er leverandørbedrifters mulighet til å eksportere

varer og tjenester som følge av leveranser til petroleumsaktivitet i Norge ikke modellert, og heller ikke effekt gjennom økte boligpriser som vil kunne gi økt konsum hos eksisterende boligeiere.

Viktige drivere for virkninger på land i modellen er i hvilken grad det finnes etablert næringsliv som kan levere til petroleumsvirksomhet på konkurransemessige vilkår enten alene eller i samarbeid med etablerte aktører, etablering av landanlegg, forsyningsbase og driftsorganisasjon. Etablering av anlegg, baser og driftsorganisasjoner vil være avhengig av hvilke ressurser som påvises hvor og andre forhold, eksempelvis naturgitte betingelser. Uansett vil det vanligvis være nødvendig med aktivitet over en tid for at nye anlegg skal kunne etableres.

Det er et betydelig utfallsrom når det gjelder mulige ringvirkninger for hver region. For å belyse dette er det gjort modellkjøringer på en rekke alternativer.

Eksempelvis er det ved utbygging som i høyt aktivitetsbilde for Lofoten og Vesterålen (gitt at landanlegg, forsyningsbase og driftsorganisasjon geografisk samlokaliseres i en av regionene) er det i regionen hvor anleggene etableres beregnet en sysselsettingseffekt på i overkant av 400 personer i utbyggingsperioden og rundt 700 i driftsfasen. Sysselsettingen regionalt i det høye aktivitetsbildet er i hovedsak drevet av LNG-anlegget og forsyningsbasen. Sysselsettingen knyttet til en forsyningsbase er anslått til å være i overkant av 100 sysselsatte per år, og for driftsorganisasjon om lag 30. Ved en geografisk spredning av funksjoner mellom de to regionene, vil sysselsettingseffekten bli spredt tilsvarende. Dette gjelder også for verdiskapingen som følger med disse funksjonene.

Modellkjøringene indikerer videre at for Senja-regionen vil ringvirkningene bli størst ved lavt aktivitetsbilde. Dette fordi det da har lagt til grunn at et landanlegg for CNG-eksport kan havne i regionen. Med forsyningsbase og driftsorganisasjon på samme lokasjon vil det være 250-300 sysselsatte i regionen i driftsfasen. I utbyggingsfasen er det samme tallet beregnet til å være om lag 100.

Beregningene ved et lavt aktivitetsnivå, og et landanlegg for gass eksport lokalisert til området Senja eller Midt-Troms, indikerer at ringvirkningene for Lofoten og Vesterålen ved samlokalisering av forsyningsbase og driftsorganisasjon da vil bli begrensede. En annen lokalisering av forsyningsbasen vil som nevnt over flytte rundt 100 sysselsatte per år.

Sysselsettingseffekter slår ut på bosettingen over tid, og sentrale elementer i vurderingen av bosettingseffekter er forholdet mellom antallet pendlere og antallet som flytter til regionen. Basert på erfaringer fra andre regioner estimerer Menon at forholdet mellom sysselsetting og bosetting ligger på 2,2. Det betyr at en ny arbeidsplass i regionen fører til 2,2 nye bosatte i regionen. Dette betyr altså at flere familier vil etablere seg i regionen.

I dag har Lofoten rundt 24 000 innbyggere, Vesterålen rundt 30 000 og Senja-regionen 19 000. Hele LoVeSe-regionen opplever en utvikling med aldrende befolkning (jf Espelien m.fl., 2012). I en driftsfase med høyt aktivitetsbilde og LNG-anlegg, forsyningsbase og driftsorganisasjon i Lofoten og Vesterålen forventes en økning i antall innbyggere på rundt 1 500. For Senja vil CNG-anlegg, forsyningsbase og driftsorganisasjon ved lavt aktivitetsbilde kunne gi en økning i antall innbyggere på rundt 600 i driftsfasen. Dette er arbeidsplasser som vil vedvare i regionen i flere tiår. Den modellerte petroleumsaktiviteten vil kunne gi en betydelig vekst av personer i arbeidsfør alder.

Oppstart av petroleumsvirksomhet i analyseområdet vil øke behovet for spesialisert kompetanse. Petroleumsnæringen er en næring som benytter høyt utdannet arbeidskraft i sin produksjon. Det kan derfor være hensiktsmessig at det offentlige eller private tilbydere øker relevant utdanningstilbud på videregående skoler, og da særlig innen tekniske fag på universiteter og høyskoler i regionen. Videreutdanning gjennom arbeidslivet kan også være et sentralt virkemiddel for å øke relevant kompetanse i området.

7.2.2 Nasjonale effekter

SSB har med utgangspunkt i de to aktivitetsbildene for petroleumsvirksomhet beregnet hvordan den nasjonale sysselsettingen vil bli påvirket frem til 2045. Sysselsettingsvirkningene er en konsekvens av hvordan norsk økonomi som helhet påvirkes av de ulike aktivitetsbildene. SSB har benyttet sin makroøkonomiske modell MODAG for disse analysene. Med modellen beregnes utviklingen i en rekke makroøkonomiske størrelser. Det er ikke tatt hensyn til regionale spesifikke økonomiske forhold i SSBs analyse.

Petroleumsaktiviteten gir etterspørselsimpulser som påvirker aktivitetsnivået i norsk økonomi og dermed sysselsettingen gjennom flere kanaler. Investeringer i petroleumsvirksomhet fra oljeselskaper gir etterspørselsimpulser til resten av økonomien. Oljeselskapene vil etterspørre varer og tjenester fra sine underleverandører, som igjen vil etterspørre varer og tjenester fra sine underleverandører osv. Dette gir økt sysselsetting. Videre beregnes implikasjonene av denne økte sysselsettingen i form av økt etterspørsel fra husholdningene ettersom deres inntekter er økt. Dette bidrar til å øke sysselsettingen ytterligere. I motsatt retning trekker en annen effekt som fanges opp i modellberegningene: Konkurranseevnen svekkes som følge av økte lønnskostnader og i noen perioder sterkere kronekurs. Dette bidrar til å dempe økningen i sysselsettingen.

Funnene til SSB viser at petroleumsaktiviteten som er beskrevet i de to aktivitetsbildene vil gi et positivt bidrag til den nasjonale sysselsettingen. Tabell 7-4 viser sysselsettingseffekten i sum for perioden 2014-2045 og gjennomsnitt per år for de to aktivitetsbildene.

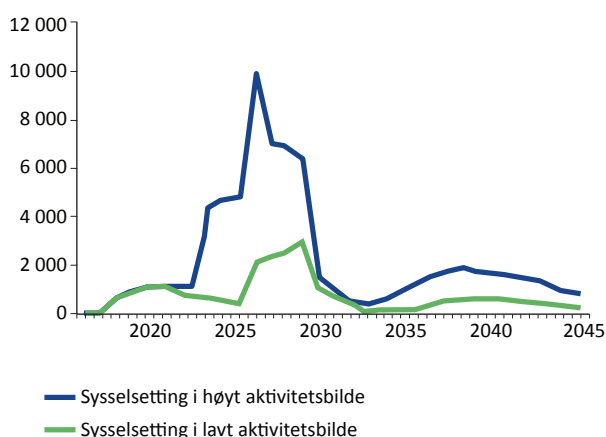
	Sum 2014-2045		Gjennomsnitt per år	
	Høy aktivitet	Lav aktivitet	Høy aktivitet	Lav aktivitet
Syssel-satte	73 000	27 000	2 300	800
Arbeids-ledige	-13 000	- 4 000	-400	-100

Tabell 7-2. Sysselsettingseffekter for høyt (LNG-alternativet) og lavt aktivitetsbilde for petroleumsvirksomhet.

Kilde: Statistisk sentralbyrå (2012).

I sum kan det forventes en økning på rundt 73 000 sysselsatte ved høyt aktivitetsbilde og rundt 27 000 sysselsatte ved lavt aktivitetsbilde. I snitt per år forventes det henholdsvis ca. 2 300 og 800 sysselsatte for de to aktivitetsbildene. Det er beregnet at av de 73 000 sysselsatte ved høyt aktivitetsnivå, vil rundt 13 000 av disse komme fra arbeidsledighet. De øvrige vil komme som et resultat av at flere personer ønsker å arbeide fordi arbeidsmarkedet blir bedre og lønnsnivået vil øke som følge av den økte etterspørsel etter arbeidskraft.

De forventede sysselsettingseffektene av de to petroleumsscenarioene over tid er vist i figur 7-4.



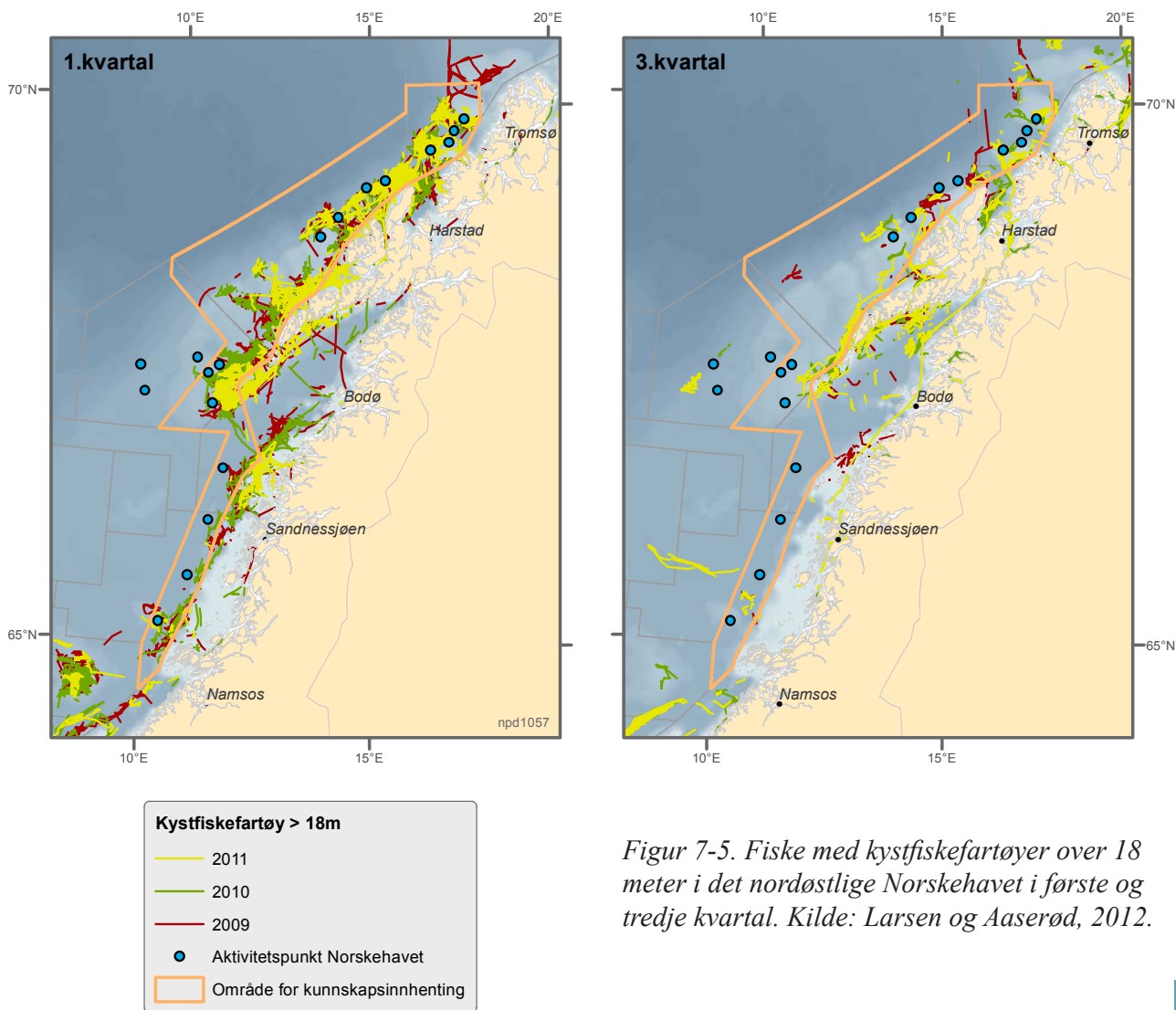
Figur 7-4. Virkninger på samlet sysselsetting for de to petroleumsscenarioene for analyseområdet. Kilde: Statistisk sentralbyrå (2012).

De nasjonale sysselsettingsevningene i den tidlige fasen – letefasen – er i størrelsesorden 800-900 sysselsatte per år. Den største sysselsettingseffekten kommer når utbyggingen begynner – altså i utbyggingsfasen. Det er også betydelige forskjeller mellom de to aktivitetsbildene. Sysselsettingen vil i utbyggingsfasen øke med 6 400 personer i gjennomsnitt per år for høyt aktivitetsbilde og 1 500 personer per år for lavt aktivitetsbilde. Når utbyggingene er ferdige og produksjonen starter – driftsfasen – er de forventede sysselsettingseffekter per år mindre, men de varer over en vesentlig lenger periode. For høyt aktivitetsbilde øker sysselsettingen i driftsfasen med 1 200 personer i gjennomsnitt per år, mens den for lavt aktivitetsbilde øker med 400 personer i gjennomsnitt per år. I lavt aktivitetsbilde vil det for noen år være svært liten sysselsettingseffekt. Dette skyldes i hovedsak at aktiviteten i utbyggingsfasen medfører økt lønnspress og dermed svekket kostnadsmessig konkurranseevne. Dette slår for alvor ut i driftsfasen når aktivitetsimpulsene fra petroleumssysselsettingen er mindre enn i utbyggingsfasen.

7.3 Nærmere om virkninger for fiskeri og havbruk (ordinær drift)

Akvaplan-niva og Proactima (Larsen og Aaserød 2012) har utredet virkninger av petroleumsvirksomheten på fiskeri i utredningsområdet frem mot år 2030. Utredningen er basert på aktivitetsbildene for petroleumsvirksomhet (Oljedirektoratet 2012-a) og hvordan dette påvirker utøvelsen av fiske, herunder utfordringer knyttet til sameksistens.

En beskrivelse av fiskeriaktiviteten i analyseområdet er gitt i kapittel 4.2. Sesongfiskerier etter sild og torsk er dominerende for fiskerivirksomheten i analyseområdet, med størst aktivitet i første og fjerde kvartal. Størst er aktiviteten kystnært i Nordland VII og Troms II, og på bankene rundt Røst ytterst i Lofoten, jf. figur 7-5.



Figur 7-5. Fiske med kystfiskefartøyer over 18 meter i det nordøstlige Norskehavet i første og tredje kvartal. Kilde: Larsen og Aaserød, 2012.

En oversikt over viktigheten for fiske med de ulike redskapstyper av områder som kan bli berørt av petroleumsvirksomhet, er gitt i tabell 7-4 og er basert på fiskeristatistikk, satellittsporing, Fiskeridirektoratets beskrivelse av fiskeaktivitet (Fiskeridirektoratet 2012) og SALT (Busch m.fl., 2012) sin beskrivelse av lokal fiskerivirksomhet. Petroleumsvirksomhet vil ha ulik påvirkning på de forskjellige fartøygrupper og fiskerier, og grad av påvirkning er ofte knyttet til fiskeriernes mobilitet og sesongmessige aktivitet. Det er ikke tatt hensyn til mulige begrensninger på petroleumsvirksomheten i vurderingen av virkninger, som perioder med begrensninger på seismisk datainnsamling og leteboring. Slike rammer for petroleumsvirksomheten er tatt i bruk på andre deler av norsk sokkel.

Ikke viktig	Lite viktig	Viktig	Meget viktig
Områder av liten viktighet for fiske berøres.	Berørte område benyttes av få fartøyer i aktuell tidsperiode.	Berørt område er viktig for både lokale og tilreisende fiskefartøyer i aktuell tidsperiode.	Berørt område er av stor viktighet for flere fartøygrupper i aktuell tidsperiode.

Tabell 7-3. Gradering av viktighet for fiskeriene av områder som berøres av petroleumsvirksomhet. Kilde: Akvaplan-niva og Proactima (Larsen og Aaserød, 2012).

Ikke viktig: Lite viktig: Viktig: Meget viktig:

Viktighet fiskefelt	1. kvartal				2. kvartal				3. kvartal				4. kvartal			
	KH	N F	BT	K	KH	N F	BT	K	KH	N F	BT	K	KH	N F	BT	K
Høyt aktivitetsbilde																
<i>Troms II</i>																
- 4 havbunnsanlegg						-				-				-		
- rør til Nordland VII						-				-			-	-		
<i>Nordland VII</i>																
- 4 havbunnsanlegg										-				-		
- rør til land					-					-			-	-		
<i>Nordland VI</i>																
- 2 havbunns. vest		-	-	-		-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
- 1 havbunns. øst						-		-		-	-	-		-		
- 1 plattform øst						-		-		-	-	-		-		
<i>Nordland V</i>																
- 1 FPSO				-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
<i>Nordland IV</i>																
- 1 plattform		-				-		-		-	-	-		-		-
Lavt aktivitetsbilde																
<i>Troms II</i>																
- 1 havbunnsanlegg		-				-				-				-		
- rør til land		-	-			-	-			-	-		-	-	-	
<i>Nordland VI</i>																
- 1 plattform vest		-	-			-	-	-		-	-	-	-	-	-	-

Tabell 7-4: Viktighet av fiskefelt som kan berøres av feltutbygginger og rørledninger for den konvensjonelle havfiskeflåten (K H), not (N), flytetral (F), bunntrål (BT) og kystfiskefartøyer med konvensjonelle redskaper (K). Felt med sikkerhetssone i driftsfasen er markert med oransje ramme. Viktighet for fiske er angitt i en firedelt skala (tabell 7-3). Kilde: Akvaplan-niva og Proactima (Larsen og Aaserød, 2012).

Påvirkningene tidlig i utforskningsfasen er i hovedsak knyttet til innsamling av seismiske data, men også leteboring. I senere faser er det utbyggingsaktivitet, utplassering av plattformer, havbunnsinnretninger og rørledninger samt

felt i drift som utgjør de viktigste påvirkningsfaktorene. Petroleumsvirksomhet vil også medføre positive virkninger for fiskeriene i form av bedre redningsberedskap (helikopter), bedre mobildekning rundt plattformer og mer presise værvvarsler.

	Bunntrål	Snurrevad	Flytetrål	Ringnot	Seinot	Line	Flyteline	Garn	Juksa
Seismikk	Medfører midlertidig arealbeslag for alle fartøygrupper der innhenting av seismikk foregår. I følge fiskerne medfører aktiviteten reduserte fangstrater med fra noen dagers til ukers varighet i området som berøres av aktiviteten.								
- lokal fiskeflåte	Kan medføre midlertidig stans i fisket og tapt fangst/fangstinntekter. Fartøygruppen mangler alternative fiskeområder som kan benyttes								
- sesongfiskerier	Kan medføre stans i fisket eller reduserte fangster/inntekt pga mangel på alternative fangstområder. Kvoteregulerte fartøyer vil ventelig ta tildelte kvoter i løpet av året, men med økt fangsttid og driftskostnader.								
- havgående flåte	Mobil flåte som i de fleste tilfeller kan oppsøke alternative fiskeområder. Kan ha konsekvenser i form av reduserte fangstrater og økte driftskostnader. Som hovedregel tas tildelte kvoter.								
Leteboring	Representerer et midlertidig arealbeslag for all typer redskap. Direkte arealbeslag er sikkerhetssonen med radius 500 meter omkring borerigg. Faktisk arealbeslag avhenger av steds-spesifikke forhold (lokalitet, dybde, strøm mv), type fiskeri og berørte fiskeriers mobilitet. I Nordland VII og Troms II er det fiskbare sokkelområdet smal, og relativ betydning av arealbeslag blir større enn i andre områder på norsk sokkel								
	Reelt arealbeslag større enn beslaglagt areal pga unnvikende manøvrering. Generelt fra 1-4 km ² , avhengig av trålretning og trålutstyr for sikkerhetssone med radius 500 m. Ankerbelte med radius f eks 1,5 km rundt oppankret rigg medfører et direkte arealbeslag på ca 7 km ² . I tillegg tap pga avvikende manøvrering.			I områder med sterk strøm kan reelt arealbeslag være betydelig større enn det areal som fysisk beslaglegges som følge av avdrift under fangstoperasjonen. I intensivt utnyttede områder i Eggakanten kan en oppankret rigg beslaglegge i størrelsesorden 7,5 km ² , tilsvarende arealbehovet for ett tradisjonelt linefartøy eller to garnbåter.				Kan fiske opptil sikkerhetssone	
Utbygging	Representerer et arealbeslag (se over) for all typer redskap. Avhengig av utbyggingsløsning kan både direkte og reelt arealbeslag være noe større enn i letefasen.								
Drift, flyter	Arealbeslag om lag tilsvarende som i lete- og utbyggingsfase. Direkte arealbeslag avhenger av valgt løsning. Sikkerhetssone har radius på 500 meter regnet fra ytterpunkt på innretning. Ankerbeltet utgjør direkte arealtap for trålfiske. Skytteltanker medfører periodevis arealbeslag.								
Drift, havbunns-utbygging	Kan gi mindre operasjonelle ulemper avhengig av lokalisering av innretning		Medfører som hovedregel ikke arealbeslag eller operasjonelle ulemper for disse fiskeriene.						
Rørlegging	Representerer et midlertidig (og kort) arealbeslag for all typer redskap. Rørlegging og evt. grøfting eller steindumping kan medføre arealbeslag i flere omganger.								
Rørledninger	Kan gi mindre operasjonelle ulemper avhengig av diameter og trasé for rørledning.		Medfører som hovedregel ikke arealbeslag eller operasjonelle ulemper for disse fiskeriene.						

Tabell 7-5: Sammenfatning av konsekvenser av direkte påvirkninger fra petroleumsvirksomhet for de ulike redskapsgrupper som benyttes i analyseområdet. Samvirkning mellom evt. nærliggende innretninger ikke tatt hensyn til. Kilde: Akvaplan-niva og Proactima (Larsen og Aaserød, 2012).

Virkninger av petroleumsvirksomhet for fiskeri ved normal drift er vurdert på en firedelt skala for en rekke redskaps typer og fiskerier, jf. tabell 7-6. Denne metoden ble utviklet i forbindelse med forvaltningsplanen for Barentshavet-Lofoten (Larsen m.fl., 2008 og Aaserød m.fl., 2010) i nær

dialog med fiskeriinteressene. Metoden rangerer fangsttap, operasjonelle ulemper og økte driftskostnader på en skala for påvirkning der kategoriene er ubetydelig, liten, middels og stor.

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

Tabell 7-6. Vurderingsskala for påvirkning er fra petroleumsvirksomhet på fiskeri.

Kilde: Larsen og Aaserød, 2012.

Seismiske undersøkelser er et viktig verktøy i alle faser av petroleumsvirksomheten, fra før et område åpnes til produksjonsfasen for å følge utviklingen i reservoaret. Seismiske undersøkelser er nødvendige for å kartlegge petroleumsforekomster og for å sikre effektiv utnyttelse av påviste ressurser. Arealet som omfattes av slike undersøkelser vil variere i de ulike fasene av virksomheten. Oljedirektoratet har gjennomført store kartlegginger i området i 2008 og 2009. Tildeling av enkeltlisenser i området vil imidlertid medføre lokal innsamling av seismikk forut for letevirksomhet.

Seismiske undersøkelser foretas for å kartlegge mulige reservoar for olje og gass i undergrunnen. Energipulser (ved hjelp av komprimert luft) sendes ned i undergrunnen og ekko fra ulike lag og hastighetsvariasjoner registreres av en rekke hydrofoner som slepes etter fartøyet ("streamere"). Et slikt slep kan være flere km langt og omfatter en (2D- seismikk) eller flere (3D-seismikk) hydrofonkabler. Seismikkfartøyet i arbeid legger beslag på areal og har begrenset manøvrerings- evne. Eventuelt kan hydrofonkabler legges (permanent) på havbunnen over et produserende felt ("Life of Field Seismic"). På grunn av vind- og bølgeførhold er sommerhalvåret best egnet for innhenting av seismikk.

Arealkonflikt mellom seismikk og fiskeri kan oppstå ved bruk av samme havområder til samme tid på året, herunder stedbundet fiske med konvensjonelle redskaper som garn og line. Den lokale fiskeflåten kan påføres midlertidig stans i fisket med tapt fangst/fangstinntekter som resultat, hvis det ikke finnes alternative fiskeområder som kan benyttes på det aktuelle tidspunktet. Den havgående fiskeflåten har større fleksibilitet og kan i større grad tilpasse fisket, med det resultat at tildelte kvoter som hovedregel tas.

Effekten av atferdsendringer hos fisk som følge av seismikkvirksomhet er omdiskutert. En styringsgruppe opprettet av Fiskeridirektoratet, Oljedirektoratet og Statens forurensningstilsyn (nå Klima- og forurensningsdirektoratet) konkluderte med at det ikke var grunnlag for anbefalinger og konklusjoner for en generell minsteavstand mellom seismikk- og fiskefartøyer (Fiskeridirektoratet/Oljedirektoratet, 2008). Det fremsto som avklart at seismiske undersøkelser ikke forårsaker skade på fisk på bestandsnivå. Skremmeeffekten er erkjent, herunder at denne kan gi fangstreduksjon for enkelte fiskerier og økninger for andre.

Forsøk på Nordkapp-banken (Engås m.fl., 1996) viste reduserte fangster av torsk og hyse med både trål og line, og mente å kunne påvise effekt inntil 18 sjømil (ca. 33 km) fra kilden og inntil fem døgn før normalisering. Det ble benyttet

oppsett med luftkanoner som for en seismisk innsamling, men for et begrenset område på 3 x 10 nautiske mil. En oppsummering av flere studier med hovedvekt på fisk og fiskefangster (Dalen m.fl., 2007) påviste ikke nevneverdig direkte, fysiske skade på fisk, yngel eller fiske-larver som følge av seismikk, utenom en nær-sone på noen få meter fra lydkilden. Samlet er det en svært begrenset påvirkning på totalforekomst, og det konkluderes med at seismisk datainnsamling på norsk sokkel ikke har ført til påvisbar endring av bestandsstørrelser.

Havforskningsinstituttet analyserte fiskeridata i forbindelse med Oljedirektoratets innsamling av seismikk utenfor Lofoten-Vesterålen 2008-2009. For 2008 kunne det ikke dokumenteres påvisbare negative effekter, med unntak av nedgang av sei og hyse i garnfangster. Fangster av uer og breiflabb synes derimot å øke (Vold m.fl., 2009). I 2009 gjennomførte Havforskningsinstituttet omfattende forsøksfiske samt registreringer av fiske- og fangstfordeling i Nordland VII (innenfor analyseområdet). Det ble funnet både økte (garnfangstene av blåkveite og uer) og reduserte (linefangst av blåkveite og trolig linefiske etter hyse) fangster under og etter seismikkinn-samlingen. For sei var det en indikasjon på nedgang i garnfangster, men dette var ikke statistisk signifikant. Det tolkes som om seien trakk ut av området, noe som kunne være en naturlig vandring. Resultatene støttes av akustisk kartlegging av bunnfisk. Det ble ikke påvist endringer i planktonfordelingen som kunne tilskrives lyden

fra luftkanonene og det ble ikke påvist signifikant nedgang i fødeopptak hos fisk, basert på mageprøver. Resultatene forklares med at fisken økte svømmeaktiviteten, noe som ga økt fangst i passive redskaper (garn) og lavere i aktive redskaper (line) (Løkkeborg m.fl., 2010). Det forventes ikke skremmeeffekter på reker som følge av seismikk, og de svært få studier som er rapportert på effekter på krepsdyr tyder ikke på at fangster av disse påvirkes av seismikk.

For seismikkinn-samling innen analyseområdet er det lagt til grunn at storparten av aktiviteten vil finne sted omkring lokalitetene som inngår i høyt og lavt aktivitetsbilde. Seismikkvirk-somhet vil kunne ha størst påvirkning i områder som benyttes av kystfiskefartøyer og konvensjonelle havfiskefartøyer, som i hovedsak benytter auto-line og garn. I første kvartal gjelder dette også berørte områder for fiske med not og bunntål. Den havgående flåten er mer mobil og fartøyene kan i stor grad forflytte seg ut av områder der det drives seismikk. For den mer stedbundne kystfiskeflåten vil virkningene tilsvarende avhenge av omfanget av fiske i den perioden innhenting av seismikk foregår. Særlig viktige er de store sesongfiskeriene i østlig del av Nordland VI, Nordland VII og Troms II fordi fangsttap i sesongfiske som hovedregel ikke kan hentes inn gjennom økt innsats i andre områder eller til andre tider på året. En sammenfatning av konsekvenser av innhenting av seismikk for de ulike redskapsgrupper som benyttes i analyseområdet er presentert i tabell 7-7.

Ubetydelig;

-

Liten:

Middels:

Stor:

	1. kvartal				2. kvartal				3. kvartal				4. kvartal			
	KH	N F	BT	K	KH	N F	BT	K	KH	N F	BT	K	KH	N F	BT	K
Troms II		-				-				-			-	-		
Nordland VII										-				-		
Nordland VI - vest			-	-		-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
Nordland VI - øst						-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
Nordland V				-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
Nordland IV		-				-	-	-		-	-	-	-	-		-

Tabell 7-7. Virkninger av innhenting av seismikk for den konvensjonelle havfiskeflåten (KH), not (N), flytetral (F), bunntal (BT) og kystfiskefartøyer med konvensjonelle redskaper (K) omkring de feltene som inngår i utredningen. Virkningene for fiske er angitt i en firedelt skala (tabell 7-6). Installasjoner med sikkerhetssoner er vist med oransje. Kilde: Larsen og Aaserød, 2012.

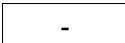
Også for **letebrønner** er det lagt til grunn at storparten av leteaktiviteten finner sted omkring lokalitetene som inngår i høyt og lavt aktivitetsbilde. Det er liten forskjell i antall brønner per år for henholdsvis høyt og lavt aktivitetsbilde. I de mest fiskeriintensive områdene vil leteboringer medføre ulemper for alle fiskerier, men omfanget avhenger av hvor stedbundne de ulike fiskeriene er. Ulemper er midlertidige, og for en enkelt letebrønn begrenset til noen få måneder (anslagsvis varighet 50 dager for en letebrønn). I første kvartal benyttes områdene av alle redskapsgrupper og er meget viktig for kystfiskeflåten, og tilsvarende er områdene meget viktige for den konvensjonelle havfiskeflåten i tredje kvartal. For trålfisket er lokalitetene i Nordland VI meget viktige i første kvartal, og det samme gjelder for den konvensjonelle havfiskeflåten i Nordland IV i første kvartal. Selv om alle fartøygrupper berøres av leteboring i ett eller flere områder i første kvartal, er virkningen for den mobile pelagiske²⁰ flåten vurdert som ubetydelig, jf. tabell 7-8. Felles for øvrige grupper er at en leteboring – selv i et område med høy fiskeriaktivitet – bare medfører begrensede operasjonelle ulemper og forventes ikke å medføre merkbare fangsttap, heller ikke for kystfiskeflåten. I perioder med spredt fiske er virkningen av slike arealbeslag ubetydelige.

En **feltutbygging og rørlegging** innenfor de mest fiskeriintensive områdene vil medføre ulemper for alle fiskerier, med omfang avhengig av hvor stedbundne de ulike fiskeriene er. Ulempene er midlertidige, med varighet fra noen dager ved rørleggingsaktiviteter til et par år ved feltutbygging.

For **høyt** aktivitetsbilde vil alle fartøygrupper berøres av utbygging i ett eller flere områder i første kvartal, mens senere på året avtar områdenes betydning for fiske med not og trål, jf. tabell 7-9. Utover året er det kystfiskefartøyer og den konvensjonelle havfiskeflåten som dominerer. For disse gruppene varierer påvirkningen av utbyggingsaktivitetene i de ulike områdene fra liten til middels. For den konvensjonelle havfiskeflåten er det omfanget av aktivitet som trekker opp. For kystfiskeflåten legges det til grunn at deler av denne flåten er stedbundet og knyttet til lokale fiskerier.

Rørlegging vurderes å ha tilsvarende virkning som feltutbygging, men av begrenset varighet, og som kan tilpasses tidsmessig i forhold til fiskeriaktiviteten i området.

Virkninger ved **lavt** aktivitetsbilde berører i første rekke kystfiskefartøy og autolinefartøy, der virkningen av utbyggingsaktivitetene på fangstmengde er vurdert til å være fra liten til middels.

Ubetydelig; 

Liten: 

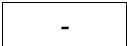
Middels: 

Stor: 

Område	Brønner per år	1. kvartal				2. kvartal				3. kvartal				4. kvartal			
		KH	N F	BT	K	KH	N F	BT	K	KH	N F	BT	K	KH	N F	BT	K
Troms II	2	-	-			-	-		-	-	-		-	-	-		-
Nordland VII	2	-	-			-	-		-	-	-		-	-	-		-
Nordland VI	1-2		-				-		-		-	-	-		-		-
Nordland V	2		-		-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
Nordland IV	2		-	-	-		-		-		-	-	-	-	-		-

Tabell 7-8. Virkninger av leteboringer for havfiskefartøyer som fisker med konvensjonelle redskaper (KH), not (N), flytetrål (F) og bunntrål (BT), og kystfiskefartøyer som fisker med konvensjonelle redskaper (K) omkring de feltene som inngår i utredningen. Kilde: Larsen og Aaserød, 2012.

²⁰ I de frie vannmasser.

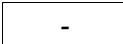
Ubetydelig:  - Liten:  Middels:  Stor: 

	1. kvartal				2. kvartal				3. kvartal				4. kvartal			
	KH	N F	BT	K	KH	N F	BT	K	KH	N F	BT	K	KH	N F	BT	K
Høyt aktivitetsbilde																
Troms II																
- 4 havbunnsanlegg		-	-			-	-			-	-			-	-	
- rør til Nordland VII		-	-			-	-			-	-			-	-	
Nordland VII																
- 4 havbunnsanlegg										-				-		
- rør til land					-					-	-			-	-	
Nordland VI																
- 2 havbunns. vest		-	-	-		-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
- 1 havbunns. øst		-				-		-		-	-	-	-	-		-
- 1 plattform øst						-		-		-	-	-	-	-		-
Nordland V																
- 1 FPSP		-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
Nordland IV																
- 1 plattform		-				-		-		-	-	-	-	-		-
Lavt aktivitetsbilde																
Troms II																
- 1 havbunnsanlegg	-	-	-			-	-			-	-			-	-	
- rør til land	-	-	-			-	-			-	-			-	-	
Nordland VI																
- 1 plattform vest		-	-			-	-	-		-	-	-	-	-	-	-

Tabell 7-9. Virkninger av feltutbygging og rørlegging for fiske med den konvensjonelle havfiskeflåten (KH), not (N), flytetral (F), bunntal (BT) og kystfiskefartøyer med konvensjonelle redskaper (K) omkring de feltene som inngår i utredningen. Felt med sikkerhetssone i driftsfasen er markert med oransje ramme. Virkningene for fiske er angitt i en firedelt skala (tabell 7-6). Kilde: Larsen og Aaserød, 2012.

Felt i drift bygget ut med flytende produksjons-innretning eller bunntal plattform, medfører arealbeslag for alle redskapsgrupper i driftsfasen i form av en sikkerhetssone med radius på 500 meter fra innretningens ytterkant. Felt med havbunnsutbygging og rørtransport til nærliggende innretning eller til land berører kun fiske med bunntal, med omfanget avhengig av leggemetode, grad av steindumping for rørledning, ankermerker og frie spenn på rør. Slike forhold har størst betydning for mindre fartøyer som fisker med tal eller snurrevad, men slikt fiske foregår i liten grad i analyseområdet.

For **høyt** aktivitetsnivå vil enkeltstående innretninger medføre et begrenset arealbeslag eller operasjonelle ulemper, men påvirkningen i driftsfasen vurderes som liten, jf. tabell 7-10. Felt med havbunnsutbygging og rørledning har normalt ingen konsekvenser for fiske med konvensjonelle redskaper, not eller flytetral og gir heller ikke arealbeslag av betydning for fiske med bunntal, unntatt å kunne medføre operasjonelle ulemper som mulighet for fastheking av trålvaier eller tråldører.

Ubetydelig;  -

Liten: 

Middels: 

Stor: 

	1. kvartal				2. kvartal				3. kvartal				4. kvartal			
	KH	N F	BT	K	KH	N F	BT	K	KH	N F	BT	K	KH	N F	BT	K
Høyt aktivitetsbilde																
<i>Troms II</i>																
- 4 havbunnsanlegg	-	-		-	-	-		-	-	-		-	-	-		-
- rør til Nordland VII	-	-		-	-	-		-	-	-		-	-	-		-
<i>Nordland VII</i>																
- 4 havbunnsanlegg	-	-		-	-	-		-	-	-		-	-	-		-
- rør til land	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Nordland VI</i>																
- 2 havbunns. vest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- 1 havbunns. øst	-	-		-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-
- 1 plattform øst																
<i>Nordland V</i>																
- 1 FPSO				-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
<i>Nordland IV</i>																
- 1 plattform		-	-	-		-		-		-	-	-	-	-		-
Lavt aktivitetsbilde																
<i>Troms II</i>																
- 1 havbunnsanlegg	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- rør til land	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Nordland VI</i>																
- 1 plattform vest	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabell 7-10. Virkninger i driftsfasen for fiske med den konvensjonelle havfiskeflåten (KH), not (N), flytetral (F), bunntal (BT) og kystfiskefartøyer med konvensjonelle redskaper (K) omkring de feltene som inngår i utredningen. Felt med sikkerhetssone i driftsfasen er markert med oransje ramme. Virkningene for fiske er angitt i en firedelet skala (tabell 7-6). Kilde: Larsen og Aaserød, 2012.

For **lavt** aktivitetsbilde foregår det meste av utbyggingen med havbunnsinnretninger og bare én plattform med sikkerhetssone i Nordland VI. Felt med havbunnsutbygging og rørlednings-transport har normalt ingen konsekvenser for fiske med konvensjonelle redskaper, not eller flytetral i driftsfasen, mens tråleraktiviteten er så begrenset at virkningen er vurdert som ubetydelig.

Blant mange fiskere er det innsamling av seismikk som vekker størst bekymring. Dette vil ha størst betydning for lite mobile virksomheter som kystfiske og havfiske med konvensjonelle redskaper, spesielt i første kvartal, men også

store deler av året med varierende effekt i Nordland VII og Troms II. Andre leteaktiviteter, som boring, vil bare ha midlertidig effekt og er vurdert til å ha liten virkning. Virkningene ved en eventuell feltutbygging med legging av rør avhenger av aktivitetsnivået, men er tilsvarende som for leteboring og med størst effekt på fiskeriene i Nordland VII og Troms II. Under selve driftsfasen vil fiskeriene kunne bli påvirket av sikkerhetssoner og bruk av bunntal, men effekten er vurdert å være liten.

Påvirkningene for havbruk fra petroleumsvirksomheten er ved normal drift begrenset, med lite overlapp mellom aktivitetene. Koordinerings-

behov vil kunne oppstå ved etablering av innretninger på land for petroleum (inkl. havneanlegg, landfall for rørledninger osv.). Forutsatt tilstrekkelig planlegging og forhåndskunnskap om utstrekning og omfang av påvirkninger, samt regelmessig overvåking, vil normal drift av en petroleumsinnretning ikke forventes å medføre andre påvirkninger på oppdrettsvirksomhet.

I aktivitetsbildene for det nordøstlige Norskehavet er det for høyt aktivitetsbild skissert en mulig etablering av et landanlegg i Lofoten-Vesterålen regionen, og for lavt aktivitetsbilde er det skissert et landanlegg i området Senja - Malangen sydvest for Tromsø. Området rundt Vesterålsfjorden/Langøya og på yttersiden av Senja har høy tetthet av oppdrettslokaliteter, mens Malangen, Gisundet og Sortlandssundet/Gavlsfjorden og Risøyrenna har få eller ingen godkjente lokaliteter.

Myndighetene har helt siden petroleumsvirksomheten på sokkelen startet for snart 50 år siden, lagt vekt på at virksomheten skal drives side ved side og i samvirke med andre næringer, spesielt fiskeriene. Dette har lagt grunnlaget for verdiskaping basert både på olje- og gassressursene og fra fiskeressursene.

I forbindelse med utlysning og tildeling av nye områder på norsk sokkel har det siden 1980-tallet vært stilt spesielle miljø- og fiskerivilkår. Disse vilkårene innebærer at det skal tas hensyn til fiskeriene og fiskeriresurser, både ved seismisk datainnsamling og ved boring. I de mest sårbare områdene er det fastsatt tidsbegrensninger for innsamling av seismikk og boring av letebrønner. I forkant av leteboringer og innsamling av seismikk skal det iverksettes tiltak for å informere berørte interesser. Denne politikken vil det være naturlig å videreføre også ved en åpning av områdene i det nordøstlige Norskehavet.

Utenom regelverket knyttet til utvikling av enkeltutbygginger, er det for seismikkinnsamling etablert et omfattende regelverk for hvordan hensyn til fiskeri skal ivaretas. Denne typen reguleringer er allmenngyldige for hele norsk sokkel, og erfaringer tilsier at løsninger som innebærer tidsmessig tilpasning av seismikken lar seg etablere der det er hensiktsmessig.

For petroleumsvirksomhet i de åpnete områdene i Norskehavet tilgrensende til analyseområdet, er det innført spesifikke områdereguleringer. Disse framgår av forvaltningsplanen for havområdet og inkluderer tidsbegrensninger på seismikk i letefasen og leteboring i oljeførende lag.

Utforming av de detaljerte rammene som er hensiktsmessige for petroleumsvirksomhet i analyseområdet er ikke en del av kunnskapsinnhenting, men vil være en del av en eventuell framtidig åpningsprosess.

7.4 Nærmere om virkninger for reiseliv

Norut (Midtgard m.fl., 2012-a) har utredet virkninger for reiseliv ved ordinær petroleumsvirksomhet basert på aktivitetsbildene for petroleumsvirksomhet. Vurderingen baserer seg på erfaringer fra utbygging og drift av Snøhvit-anlegget, intervjuundersøkelser av ca. 40 representanter fra reiselivsbedrifter i analyseområdet, samt en spørreundersøkelse av turister på feriereise i Lofoten i august 2012.

Virkningene for reiseliv ved ordinær drift forventes å være ulike for yrkesreisende og ferie-/fritidsreisende. Norut mener virkningene av petroleumsvirksomhet for ferie- og fritidsreisende er kompliserte å vurdere, men at det er grunn til å tro at virkningene i hovedsak er negative. Av negative virkninger er det spesielt mulig synlighet av petroleumsinstallasjoner på land eller til havs som er sentralt for ferie- og fritidsreisende. Virkninger for yrkestrafikken, inkludert kurs- og konferansemarkedet, er mer entydig positiv og mindre kompleks å vurdere. Dette skyldes næringsvirksomhetens behov for transport av personell, overnatting og bevertning, møtevirksomhet med mer.

Gitt at reiselivsnæringen i regionene har ulik struktur og ulike forutsetninger (jf. kapittel 4.3), er virkningene forventet å være ulike for de ulike regionene. Reiselivsaktørene i Harstad og på Senja ser økt næringsvirksomhet som en styrking av deres reiselivstilbud. Lofotens aktører har ulike holdninger, men de store aktørene innen overnatting ser at petroleumsvirksomhet vil bidra til å styrke grunnlaget for helårig drift.

Salten og Harstad har klart høyest omsetning i reiselivsnæringen i regionen. Enkelte kommuner i Lofoten har høyest omsetning per innbygger. I den forstand er reiselivsnæringen betydelig viktigere for Lofoten enn for de andre regionene. Det er i dag ferie- og fritidsreisende som dominerer markedet i Lofoten. Mye av reiselivet i Lofoten er orientert mot Vestfjorden, der det er begrenset potensial for petroleumsressurser. Lofoten har verdsatte kvaliteter som storslått landskap og fiskeriene. Det er spesielt synlighet av petroleumsinstallasjoner og eventuell påvirkning på den tradisjonelle fiskevirksomheten som vurderes som mulige negative konsekvenser. Lofoten kan imidlertid også få økte ferie- og fritidsaktiviteter om det blir aktivitet i andre områder. Samlet sett vurderer Norut potensialet for negative virkninger for ferie- og fritidsmarkedet i Lofoten som begrenset ved høyt aktivitetsbilde og tilnærmet ingen virkning for lavt aktivitetsbilde.

For Harstad er yrkestrafikken viktigst. Vesterålen er i en mellomposisjon sammenlignet med Lofoten og Harstad, med både ferie- og fritidsreisende og yrkestrafikk. Senja har begrenset reiselivsaktivitet. Gitt en fremtidig utvikling lik dagens situasjon, forventes virkningene da å være i hovedsak positive for Harstad, Senja og Vesterålen grunnet økt yrkestrafikk, dog med noen mulige negative virkninger for ferie- og fritidsmarkedet i Vesterålen.

Aktørene i reiselivsnæringen som ble intervjuet i Noruts studie, legger særlig vekt på at eventuelle fremtidige petroleumsutbygginger med ilandføring må lokaliseres slik at det blir liten sjenanse for turistene. Videre er det viktig for reiselivsnæringen at fiskernes interesser blir hørt og veies tungt. I spørreundersøkelsen av turister var mange opptatt av temaet om petroleumsvirksomhet utenfor Lofoten og Vesterålen. De fleste uttrykte en negativ holdning til petroleumsvirksomhet i den forstand at de uttrykte at petroleumsaktivitet har et potensial til å skade områdets aktivitet. Samtidig ble det også gitt uttrykk for at områdets kvaliteter var så betydelige at det uansett ville være attraktivt å besøke. Turister fra det kontinentale Europa var mer skeptiske til petroleumsvirksomhet enn norske og nordiske turister.

Av nyere historiske erfaringer viser utbyggingen av Snøhvit-feltet positive virkninger for reiselivet i Hammerfest-regionen målt ved overnattingsstatistikk og antall flypassasjerer. Det var yrkesreiser som ga det største bidraget til denne veksten. Trafikken av ferie- og fritidsreisende avtok noe i anleggsfasen, trolig på grunn av begrenset kapasitet på hotellene. Overnattingsvolumet for ferie- og fritidsreisende har nå tatt seg opp og Norut vurderer at fortrennings-effekten i anleggsfasen var midlertidig. Reiselivsaktiviteten til Nordkapp, den største nærliggende turistattraksjonen, synes upåvirket av Snøhvit-utbyggingen.

7.5 Petroleumsvirksomhetens behov for infrastruktur og logistikkjenester

Petroleumsvirksomhet i et område vil ha behov for infrastruktur og logistikkjenester. Det kan bety både etablering av ny infrastruktur, videreutvikling av eksisterende infrastruktur eller bedre utnyttelse av denne. Dette kan dels være infrastruktur som vil etableres av industrien, dels infrastruktur som ivaretas av det offentlige. For å få en oversikt over dagens situasjon og mulige fremtidige behov er det gjennomført flere studier. Analyse & Strategi med samarbeidspartnere (Eger m.fl., 2012) har vurdert infrastruktur og logistikk tilknyttet petroleumsvirksomhet basert på aktivitetsbildene for petroleumsvirksomhet (Oljedirektoratet 2012-a). Videre har Avinor gitt en vurdering av luftfartsrelatert infrastruktur (Avinor, 2012), som bygger videre på deres tidligere temastudie om lufthavner (Avinor, 2003) i "Utredning av havområdene utenfor Lofoten og i Barentshavet for helårig petroleumsvirksomhet" (ULB).

De viktigste behovene for infrastruktur og logistikkjenester er forsyningstjenester (havn og forsyningsbase) og tilhørende logistikk og servicetilbud. Transportinfrastruktur for frakt av varer og personell inn og ut av området er videre sentralt, herunder veier, skipsleder, helikopter-baser og flyplasser. Infrastruktur er også viktig med tanke på sikkerhetsberedskap og avfalls-håndtering.

Det finnes avfallshåndteringsanlegg i landsdelen med nødvendig infrastruktur for mottak av avfall fra de aktuelle områdene (Helgeland, Lofoten, Senja/Vesterålen). Kapasiteten ved slike anlegg kan normalt sett tilpasses markedets behov. Det finnes også anlegg for sluttbehandling av oljeholdig vann (slop) og borekaks i analyseområdet, samt flere andre steder i landet. I en eventuell opprydningsaksjon vil videre logistikk knyttet til håndtering, transport og avhending av oljeforurensset avfall være viktig.

7.5.1 Forsyningstjenester

Vurderingene av infrastrukturbehov på land tar utgangspunkt i, og dimensjoneres etter, hvor den maritime trafikken anløper landanlegg og havner/baser. Vurderingskriteriene er:

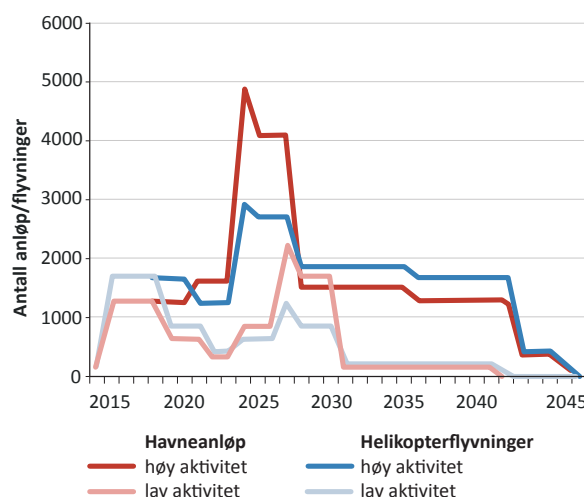
- Avstand fra felt til land
- Maritim egnethet og egnede havner
- Muligheter for bunkring, service og næringsmiljø
- Øvrig transportinfrastruktur

Analyse & Strategi (Eger m.fl., 2012) har beskrevet status for havner og forsyningsbaser innenfor analyseområdet. Arbeidet beskriver behov for infrastruktur basert på aktivitetsbildene. Basert på vurderingskriteriene er det gjort en faglig vurdering av alternative lokasjoner i forhold til maritime krav til infrastruktur. Det er ikke gjort helhetlige vurderinger med sikte på konkret lokalisering av for eksempel forsyningsbaser eller landanlegg. Gjennomgangen konkluderer at det både finnes eksisterende løsninger/baser, og ytterligere områder som kan benyttes dersom det er behov for etablering av ny eller økt infrastruktur.

For både høyt og lavt aktivitetsbilde er det beregnet omfang av skipstrafikk for lete-, utbyggings- og driftsfasen. Aktivitetsbildene dekker et stort geografisk område og infrastruktur og logistiktjenester vil normalt ha en relativ nærhet til relevant aktivitet. I rapporten er det derfor sett på omfang av maritime tjenester og helikopterflyging innenfor de ulike geografiske områdene (Nordland IV, V, VI, VII og Troms II). Et bilde over samlet omfang av aktivitet er gitt i figur 7-6. For høyt aktivitetsbilde vil det være en

periode med stor aktivitet i perioden 2024-2028 knyttet til utbygging av felt. Antallet havneanløp er beregnet til om lag 1 500 årlig, men i utbyggingsperioden vil det være 4 000-5 000 anløp. Omfanget av helikopterflygninger vil ligge på 1 200-2 000 flygninger per år, opp mot 3 000 i perioden med høyest aktivitet.

For lavt aktivitetsbilde er det et lavere omfang av havneanløp i driftsfasen, generelt godt under 1 000 anløp per år, med unntak av perioden fra 2027 til 2031 da det er stor aktivitet knyttet til utbygging av felt. Omfanget av helikopterflyvning er betydelig mindre enn for høyt aktivitetsbilde og ligger generelt i størrelsesorden 200-800 flyvninger per år. I perioder dominert med aktivitet knyttet til leteboring er behovet for helekopterflyvninger ganske likt i de to aktivitetsbildene.



Figur 7-6. Samlet årlig omfang av forsynings-
trafikk (havneanløp) og helikopterflyging for
høyt og lavt aktivitetsnivå. Kilde: Analyse &
Strategi (Eger m.fl., 2012).

7.5.2 Landanlegg

I de to aktivitetsbildene er landanlegg for behandling og videre eksport av olje og/eller gass skissert som mulig utbyggingsløsning. Faglige vurderinger som er gjennomført viser at flere lokaliseringer kan være aktuelle. Valg av utbyggingsløsning i et konkret tilfelle, og herunder lokalisering, foretas i tilknytning til utarbeidelse og behandling plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift. Maritime forhold som innseiling, manøvreringsmuligheter, vandyp osv. er viktige kriterier som må belyses, i tillegg til nærhet til relevant infrastruktur (lufthavn, vei, handel og servicetjenester, mv.).

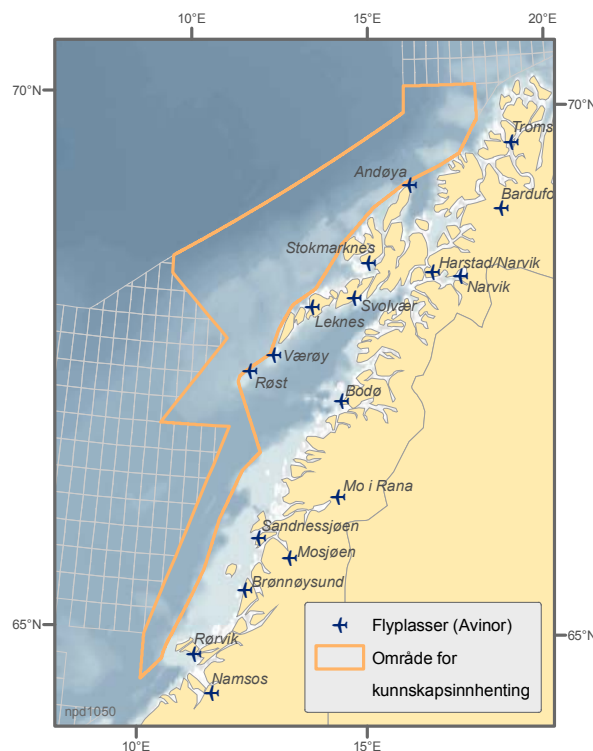
Utbygging av landanlegg vil innebære betydelig aktivitet på land. Både prosesseringsanlegg for gass/kondensat (tilsvarende som Aukra eller Kårstø) og LNG-anlegg (som Melkøya) er arealkrevende og har lang byggetid. Det vil derfor være stort behov for infrastrukturtiltak og logistikktjenester knyttet til slik etablering.

7.5.3 Lufthavner og helikopterbase

Nord-Norge har store avstander mellom regioner. Dette gjør at lufthavner med god kapasitet blir viktige i transportsystemet for effektiv logistikk av personell. Effektiv logistikk betinger samtidig gode forbindelser mellom lufthavn, vegnett og havner/forsyningsbase. I kapittel 7.5.1 ble behovene knyttet til helikopterflyving vurdert, jf. figur 7-7. Avinor (2012) har vurdert lufthavninfrastruktur for å gi en bedre oversikt over hva som finnes, hvilke muligheter som eksisterer for eventuell utvidelse og nyetablering, og eventuelle begrensinger.

Innenfor og tilgrensende til analyseområdet finnes tre nasjonale/regionale lufthavner; Bodø lufthavn, Harstad/Narvik lufthavn (Evenes) og Tromsø lufthavn (Langnes).

I tillegg finnes anslagsvis 15 lokale lufthavner i analyseområdet, i hovedsak innenfor det tidligere kortbanenettet (figur 7-7).



Figur 7-7. Lokalisering av flyplasser i og tilgrensende til analyseområdet.

På Helgeland er Sandnessjøen lufthavn sentral. Her planlegges det forlengelse av rullebanen til 1199 m. Både Brønnøysund og Sandnessjøen lufthavner vil ta kunne ta ned fly på 40-50 seter. Brønnøysund har i dag helikopterbase.

I Lofoten finnes tre lufthavner (Røst, Leknes og Svolvær) og en permanent helikopterlandingsplass (Værøy). Det er foreslått en ny lufthavn midt mellom Leknes og Svolvær (Gimsøya). Et alternativ kan være å forlenge rullebanen på Leknes lufthavn. I 2007 fikk Lofoten fastlandsforbindelse. Dette har ført til at reisetida fra Evenes lufthavn til Svolvær og Leknes er redusert til henholdsvis 2t 20min og 3t 20min.

I Vesterålen er det foreslått å forlenge Stokmarknes lufthavn til 1199 m. I tillegg finnes det lufthavner med lange rullebaner som kan ta ned store jettfly på Andenes og Evenes i tilgrensende område. Reisetiden fra Evenes til Sortland er i dag ca. 1t 50min, men denne kan på sikt kortes ned med ca. 30 min. Kjøretiden fra Andenes til Sortland er i dag ca. 1t 35min. Fra Sortland er

det anslagsvis 30-50 min kjøretid videre til ulike destinasjoner i Vesterålen. Dette betyr at de fleste destinasjoner i Vesterålen kan nå innenfor en reisetid av ca. 2 timer fra en lufthavn som kan ta ned store jetfly.

Når det sees bort fra de eksisterende flyplass-lokalitetene, samt de områder som har vært utredet som mulige nye flyplasslokaliteter, finner Avinor det gjennomgående som begrenset med nye områder som kan ansees egnet for mulige lufthavner. Det finnes imidlertid flere egnede områder for helikopterlandingsplasser i ytre Vesterålen. Det finnes også flere områder i Lofoten som kan være egnet som helikopterlandingsplass selv om disse ikke kan anses egnet for flyplass.

Totalt sett vurderes lufthavnrelatert infrastruktur i området ikke å utgjøre noen stor utfordring for eventuell økt petroleumsvirksomhet i området. Lokalt kan det medføre økt passasjerbelastning på enkelte strekninger, noe som vanligvis vil imøtekommes gjennom forbedret tilbud. Normalt vil ikke dette alene fremtvinge utvidelser av lufthavnen. I relativ nærhet til de fleste områder finnes også lufthavner med kapasitet for store fly, som kan være aktuelt spesielt i forbindelse med større anleggsvirksomhet.

7.6 Kraftbehov

I kunnskapsinnhenting er det gjort ulike forutsetninger for mulig kraftbehov som følge av petroleumsvirksomhet. Basert på dette er utfordringer og muligheter for kraftproduksjon og -forsyning belyst.

Norges vassdrags- og energidirektorat (2012) har vurdert kraftsituasjon og tilhørende infrastruktur for mulig kraftforsyning til petroleumsvirksomhet i området. I rapporten beskriver NVE forventet kraftsituasjon i de aktuelle tilknytningsområdene og vurderer hvordan kraftforbruk i petroleumsvirksomheten vil kunne påvirke kraftsituasjonen. NVEs vurderinger er basert på Oljedirektoratets estimat for mulige kraftbehov for de to aktivitetssnivåene.

Kraftsystemet i regionen er i stor grad bygget opp slik at regulerbar produksjon og sentralnett ligger inne i landet, mens det går forsyningslinjer for å dekke forbruk ved kysten. NVE vurderer to områder for tilknytning "Lofoten, Vesterålen og Troms" og "Midtre Nordland". Midtre Nordland har betydelig mer kraftproduksjon enn forbruk, mens de kystnære områdene i Lofoten, Vesterålen og Troms har lite lokal kraftproduksjon.

Statnett har i de kommende årene omfattende planer for opprusting av sentralnettet i Nord-Norge. Det er også planlagt enkelte tiltak i regionalnettet for å bedre forsynings sikkerheten i regionen. I analysene forutsetter NVE at planene gjennomføres. Videre er det betydelige planer for ny kraftproduksjon i områdene.

I høyt aktivitetsbilde er effektbehovet fra petroleumsvirksomhet anslått til opp mot 185 MW. Om det nye forbruket knyttes til et punkt i nettet eller flere mindre punkter har stor betydning for konsekvensene for nettet og investeringsbehov. De mest omfattende nye investeringer utover gjeldende planer kommer dersom hele forbruket skal tilknyttes sentralnettet i Lofoten/Vesterålen. I lavt aktivitetsnivå er effektbehovet fra petroleumsvirksomhet anslått til opp mot 95 MW. I dette aktivitetsbildet er en betydelig del av petroleumsvirksomheten lokalisert utenfor Troms. Et slikt forbruk vil sannsynligvis kunne tilknyttes regionalnettet på Kvaløya gitt dagens planer for nettutvikling her. Det finnes flere aktuelle sentralnettpunkter for tilknytning, herunder Mestervik, Bardufoss og Balsfjord.

I Nordland sør for Lofoten er det i dag et høyt effektoverskudd og stor kapasitet til ny last både i regional- og sentralnett. Området er godt egnet til ny last for petroleumsvirksomhet, både for høyt og lavt aktivitetsnivå.

Generelt vil graden av forsynings sikkerhet også ha betydning for hvilke nettinvesteringer som vil være nødvendig.

7.7 Industriell bruk av gass

Gassco har vurdert muligheter og forutsetninger for industriell bruk av gass, herunder spesifikke vurderinger av muligheter for industriell bruk av gass basert på aktivitetsbildene for petroleumsvirksomhet i analyseområdet (Gassco, 2012).

Mesteparten av den gassbaserte industrien i Norge er i Grenlandsområdet hvor etan (våtgass) omdannes til plastråvarer samt brukes i produksjon av kunstgjødsel. I tillegg er det metanolproduksjon på Tjeldbergodden. Industriell bruk av gass deles gjerne inn i våtgassbasert og tørrgassbasert industri. Våtgassbasert industri tar som regel utgangspunkt i en krakker (fra engelsk: *cracker*) der hydrokarbonet spaltes og blir satt sammen til andre molekyler (reforming). Etablering av en krakker krever svært store gassvolumer, vesentlig større enn i Oljedirektoratets to aktivitetsbilder, og slik industri er derfor ikke nærmere behandlet.

Viktige forutsetninger for etablering eller utvikling av gassbasert industri er, i tillegg til tilgang på gass i rett volum og kvalitet, langsiktig pris og kommersielle vilkår for gassen. Gassco viser til fire ulike utgangspunkt der industriell bruk av gass kan vurderes:

1. Naturgass til varme og som drivstoff
2. Industriutvikling der gass prosesseres på land i dag
3. Videreutvikling av den gassbaserte industrien som allerede finnes i dag
4. Nyetableringer hvor eksportløsninger ikke eksisterer i dag

Det er flere ulike muligheter for industriell bruk av gass i Norge i dag. Utgangspunkt en er ikke omfattet av Gasscos analyse, da dette i hovedsak gjelder bruk av mindre gassvolumer enn øvrig industriell bruk. Siden denne konsekvensutredningen vurderer ny petroleumsvirksomhet vil utgangspunkt to og tre heller ikke være relevante. For utvikling av petroleumsvirksomhet i analyseområdet er det utgangspunkt fire – nyetableringer hvor eksportløsninger ikke eksisterer i dag – som er mest relevant.

Fra en industriinvestors ståsted kan mangel på gasstransportløsninger til markedet være et attraktivt utgangspunkt for en forhandling om kommersielle vilkår for gass. På den andre siden er det viktig for produsentene (oljeselskapene) og for verdiskapingen på feltene med et sikkert og fleksibelt gassavtak og en så høy betaling for gassen som mulig. Dette er ofte avgjørende for at det skal være lønnsomt å gjennomføre de betydelige investeringer som leting og utbygging av olje- og gassfelt innebærer.

For Gassco sin konkrete vurdering av industrielle muligheter basert på Oljedirektoratets to aktivitetsbilder tas det utgangspunkt i de forventede gassproduksjonsprofilene som ilandføres.

Dette betyr at det forventede platåproduksjon som ilandføres for høyt aktivitetsbilde er på om lag fem mrd. Sm³ gass i året, mens det tilsvarende for lavt aktivitetsbilde ligger på rundt to mrd. Sm³ gass i året med en kort platåperiode. De totale gassvolumene som ilandføres for de to aktivitetsbildene er henholdsvis 70 og 20 mrd. Sm³ gass.

Basert på disse forventede ilandførte gassmengdene er følgende alternativer trukket fram som mest egnet for industriell bruk av naturgass:

- Direktereduksjon av jernmalm (DRI)
- Produksjon av metanol
- Produksjon av ammoniakk
- Kraftforsyning til smelteverksindustri

Hvert av disse industrielle alternativene har et gassbehov på rundt eller under én mrd. Sm³ gass i året. For høyt aktivitetsbilde konkluderes det derfor med at industrietableringer ikke kan konsumere antatt gassproduksjonen ved ilandføring. Mest sannsynlig vil det bli etablert en gasstransportløsning ut av regionen (som i aktivitetsbildene). Uten andre konkurransemessige fortrinn for industriell bruk av gass i regionen, vil det med en eksportløsning for gassen være krevende å etablere industriutbygging andre steder enn der gassbasert industriproduksjon allerede foregår. Gassco påpeker imidlertid i sin rapport at industriell etablering som tar i bruk deler av naturgassen ved ilandføringsstedet, samtidig som noe av gassen transporteres videre, enten som CNG eller distribueres i regionen som

LNG, kan være et mulig utviklingsalternativ.

For lavt aktivitetsbilde er det større sammenfall mellom gassproduksjon og mulig industrielt gassavtak. Gassco understreker imidlertid at det forventes å være krevende å finne et passende sammenfall mellom industrielt gassavtak og gassproduksjonsraten, uten at produksjonsratene fra gassfeltene samordnes og tilrettelegges industriens behov. Tilpasning av gassproduksjonen for å imøtekomme industriens behov for jevn og langsiktig gassleveranse vil derfor medføre en betydelig forlenget gassproduksjonen for gassprodusentene, og en slik samordning av produksjonstakt vil innebære merkostnader for produsentene.

Gass fra norsk sokkel har vært tilgjengelig i Norge for industriell utnyttelse siden 1985. Dette har ikke resultert i etablering av gassbasert industri av betydelig omfang. Gassproduksjon fra analyseområdet kan gi nye industrielle muligheter, men det er betydelige utfordringer knyttet til å koble gassproduksjonsmønster og industriavtak.



Miljøkonsekvenser av regulære utslipp til sjø

8.1 Rammebetingelser

Miljøregulering av petroleumsvirksomhet dekker alle stadier av virksomheten; fra vurdering om åpning av områder, ved leting, ved vurdering av hvordan et felt skal bygges ut, ved spesifikke tillatelser knyttet til driften av feltet, ved årlige endringer av disse og fram til avslutning av produksjon og disponering av innretninger.

Petroleumsloven stiller krav om at petroleumsvirksomheten skal drives forsvarlig og i samsvar med gjeldende regelverk. Virksomheten skal videre ivareta hensynet til sikkerhet for personell, miljø og de økonomiske verdier innretninger og fartøyer representerer, herunder driftstilgjengelighet. Forsvarlighetskravet er et funksjonskrav og innebærer at hva som vil anses som "forsvarlig" kan utvikle seg over tid. Et funksjonskrav innebærer at man stiller krav til det man vil oppnå uten å gi anvisning på hvordan dette rent faktisk skal oppnås.

Forsvarlighetskravet utdypes blant annet i rammeforskriften som fastsetter at virksomheten skal være forsvarlig ut fra en enkeltvis og samlet vurdering av alle faktorer som har betydning for planlegging og gjennomføring av virksomheten når det gjelder helse, miljø og sikkerhet. Det skal videre tas hensyn til de enkelte virksomhetenes egenart, stedlige forhold og operasjonelle forutsetninger. Virksomheten skal således være forsvarlig i enhver sammenheng.

For sikre god ivaretagelse av det ytre miljø er det etablert et omfattende system som består av blant annet forvaltningsplaner, konsekvensutredninger, utslippstillatelser og økonomiske virkemidler. For å legge til rette for en best mulig oppfølging har myndighetene utviklet et integrert helhetlig regelverk for helse, miljø og sikkerhet.

Kostnadseffektiv virkemiddelbruk er et bærende prinsipp for forvaltningen av petroleumsressursene i Norge. Dette innebærer at det skal gjøres kost/nytte-vurderinger av tiltak som reduserer utslipp til luft og sjø, og at tiltakene med

lavest kostnad iverksettes først. Forurensere skal betale og mål skal nås gjennom bruk av kostnads-effektive virkemidler.

Myndighetene har etablert et mål om null miljøskadelige utslipp til sjø (nullutslippsmålet). Målsetningen er fulgt opp gjennom tiltak som reinjeksjon av produsert vann, reduksjon av miljøfarlige produksjonskjemikalier og ulike former for renseteknologi.

I en gjennomgang av petroleumsvirksomhetens arbeid med nullutslipp (Klif, 2010) anses målet om nullutslipp av farlige kjemikalier som nådd. Reduksjonen av utslipp av oljemengde i produsert vann oppfyller OSPARs²¹ mål om 15 pst. reduksjon i utslipp. Utslippene av PAH²² er på nivå med tallene fra 2003 og utslipp av alkylfenoler er sterkt redusert. Utslippene av tungmetaller fra petroleumsindustrien regnes som små i forhold til andre utslippskilder (Klif, 2010).

8.2 Typer utslipp

Regulære utslipp til sjø betyr planlagte utslipp som er forhåndsgodkjente etter søknad og tillatelse fra myndighetene, primært Klif.

Regulære utslipp til sjø består i hovedsak av:

- Utboret steinmasse (borekaks) og kjemikalierester/rester av borevæske fra boring, samt kjemikalierester/saltlake fra brønnopprensning.
- Rester fra sementering ved setting av foringsrør og ved plugging av brønner.
- Vann fra reservoaret som følger med olje- og gasstrømmen ("produsert vann") i driftsfasen. Vannet separeres fra oljen og gassen, og renses før det injiseres i undergrunnen eller slippes ut til sjøen. Det produserte vannet vil inneholde naturlige komponenter (løste organiske forbindelser, salter og metaller) samt eventuelt tilsatte

eller tilbakeproduserte (tidligere injiserte) kjemikalier.

- Ballast- og fortrengningsvann fra enkelte typer innretninger samt tankskip.
- Mindre mengder hydraulikkvæske som er nødvendig for å styre undervannsventiler, og kjemikalier fra klargjøring av rørledninger.
- Kjølevann fra produksjonsprosessen.
- Drenasjevann (regnvann og spylevann).
- Sanitæravløp.

Det er i hovedsak utslipp av borekaks med vedheng av borevæske og av produsert vann som har potensielle miljøkonsekvenser.

Kjemikalier som benyttes skal i henhold til regelverket være vurdert og godkjent i forkant. I dette ligger også betydelig omfang av økotoksikologisk testing. Når det gjelder bruk og utslipp av kjemikalier har det skjedd en betydelig forbedring etter at nullutslippsarbeidet startet. I dag benyttes det nesten utelukkende kjemikalier som er klassifisert i grønn eller gul kategori (anses som ikke-miljøskadelige i vanlige mengder). I henhold til innrapportering fra operatørselskapene ble det sluppet ut totalt 157 000 tonn tilsatte kjemikalier i 2011. Av dette utgjorde de grønne kjemikaliene 91,3 pst., de gule 8,7 pst., mens røde og svarte utgjorde henholdsvis 0,005 pst. og 0,0004 pst. (OLF, 2012-a).

8.3 Kunnskap om virkninger av regulære utslipp til sjø

Kunnskap om miljømessige virkninger fra regulære utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten er basert på regelmessig miljøovervåking og forskning/laboratorieforsøk. Miljøovervåking av tilstanden rundt felt og innretninger med utslipp fra boring har blitt gjennomført siden 1985, og foregår nå regionvis hvert tredje år.

Påvirkning av sjøbunn og bunnlevende organismer rundt petroleumsinstallasjoner til havs skyldes i første rekke utslipp fra borevirksomhet, bl.a. borekaks med vedheng av tilsatte kjemikalier. Arealet av sjøbunnen rundt installasjonene som har en målbar kjemisk eller biologisk påvirkning er begrenset, men varierer med

²¹ Oslo-Pariskonvensjonen (OSPAR) om vern av det marine miljø i Nordøst-Atlanteren.

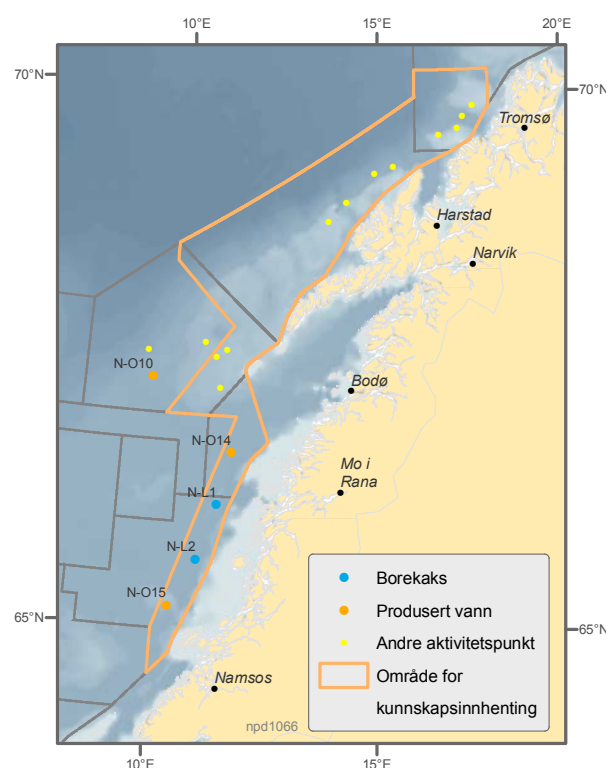
²² Polysykliske aromatiske hydrokarboner (tyngre hydrokarboner som kan inngå i olje og hvor flere har negative helse- og miljøegenskaper)

type og mengde kaks sluppet ut – hvor spesielt tidligere utslipp av oljeforurensede kaks har betydning. Slike utslipp har ikke forekommet siden 1993. Kunnskapen omkring type og omfang av konsekvenser fra boreutslipp vurderes generelt som god. Med tanke på eventuelle virkninger på spesielle habitater og fauna, som korallrev og svamp, er kunnskapen mer mangelfull, men ulike forskningsprosjekt er under gjennomføring for å bedre dette (Larsen m.fl., 2012).

Systematisk overvåking av mulige effekter av utslipp av produsert vann tok til midt på 1990-tallet. Kunnskap som er innhentet gjennom overvåkningsaktiviteten og gjennom en rekke forskningsstudier, har bidratt til å belyse hvilke effekter utslipp av produsert vann kan ha på det marine miljøet. Dagens kunnskap er at potensialet for akutte påvirkninger er lite og avgrenset til helt lokalt ved utslippspunktet. Det er større usikkerhet knyttet til mulige langtidsvirkninger, da innholdet i produsert vann er meget sammensatt, og varierer mellom felt og over feltenes levetid. Også de dynamiske miljøforholdene gjør det vanskelig å påvise effekter. Et sentralt tema har vært hvorvidt alkylfenoler og andre substanser i produsert vann kan påvirke reproduksjonsevnen hos marine organismer. Laboratorieforsøk viser at endringer i formerings- evnen kan inntreffe når fisk over tid blir eksponert for produsert vann. Men effektene oppstår først ved svært høye konsentrasjoner av alkylfenoler, som langt overgår det som er målt i sjøen, selv svært nær utslippspunktet av produsert vann. Kunnskapen om mulige langtidsvirkninger av utslipp av produsert vann er nylig oppsummert i en rapport fra Norges forskningsråd (Bakke m.fl., 2012). Rapporten konkluderer som følger: “Ti års forskning på langtidseffekter av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten viser at komponenter i produsert vann kan ha en rekke negative effekter for helsetilstanden, funksjonene og reproduksjonen hos fisk og virvelløse dyr. Hovedinntrykket er likevel at risikoen for langsiktig miljøskade av utslippene er moderate”. Det konkluderes videre at forskningsinnsatsen har bidratt til betydelig bedre kunnskap, bedre forståelse av problemstillinger relatert til utslipp av produsert vann og forbedret grunnlag for miljøovervåking og modellering av effekter.

8.4 Konsekvenser av modellerte utslipp til sjø

Det er gjennomført modellering av utslipp av produsert vann fra tre feltlokasjoner (O10, O14 og O15) og utslipp av borekaks fra to borelokasjoner (L1 og L2) i analyseområdet, figur 8-1. Modelleringen er utført av Norsk institutt for vannforskning med en tredimensjonal modell kalt GEMSS og rapportert i utredningen av Akvaplan-niva med samarbeidspartnere (Larsen m.fl., 2012).



Figur 8-1. Feltlokasjoner som har utgjort grunnlaget for modellering av regulære utslipp til sjø. Kilde: Oljedirektoratet.

For hvert aktivetsbilde for petroleumsvirksomhet har Oljedirektoratet etablert utslippsprofiler. Maksimalt volum produsert vann fra de tre overflateinnretningene i analyseområdet er gitt i tabell 8-1 og angir daglige utslipp i størrelsesorden 3 150-14 300 m³. Valg av rensing eller injeksjon av produsert vann som løsning gjøres etter en helhetsvurdering i hvert konkrete tilfelle. Her er det konservativt antatt utslipp av alt

produsert vann etter rensing. Maksimal vannproduksjon er 8,2 mill. m³/år for høyt aktivitetsbilde og 1,9 mill. m³/år for lavt aktivitetsbilde. Til sammenligning var samlet utslipp av produsert vann på norsk sokkel i 2011 på 129 mill. m³, mens 30 mill. m³ ble injisert (OLF, 2012).

Utslippslokasjon	Årlig volum (mill. m3)	Utslipp per dag (m3/d)
Nordland VI (O10)	5,23	14334
Nordland V (O14)	1,15	3154
Nordland IV (O15)	1,15	3154

Tabell 8-1. Volum av produsert vann for år med høyest vannproduksjon. Kilde: Oljedirektoratet.

Den modellerte sammensetningen i det produserte vannet er basert på et gjennomsnitt for utslipp fra installasjoner på norsk sokkel i 2010, og er hentet fra rapporteringssystemet Environment Web (EW). Dette omfatter om lag 60 ulike løselige komponenter, uorganiske salter, tungmetaller og radioaktive komponenter. Samtlige komponenter og konsentrasjoner/verdier er angitt i grunnlagsstudien (Larsen m.fl., 2012).

Seksjon	Utslipp borevæske (tonn/m)	Utslipp barytt (tonn/brønn)	Utslipp bentonitt (tonn/brønn)	Utslipp sement (tonn/brønn)	Utslipp gult stoff (tonn/brønn)
36 “	4,4	300-500	15-30	15-25	60-100 (leirskiferstabilisatorer)
26”	2,3				
17 ½ “	0,3				
12 ¼ “	0,2				
8 ½ “	0,2				

Tabell 8-2. Utslipp av rester av borevæske/kjemikalier fra boring med vannbasert borevæske. Kilde: Oljedirektoratet.

Det er antatt en brønnlengde i snitt på 4 000 meter, og med en brønndesign med typiske seksjonsdiametere og lengder. Basert på dette er det estimert et gjennomsnittlig kaksvolum på 650 m³ eller 1 630 tonn per brønn. 44 pst. av volumet er antatt sluppet ut ved havbunnen (fra de øvre seksjoner) mens resterende volum er forutsatt sluppet ut fra boreriggen om lag 20 meter under havoverflaten.

Det er konservativt antatt at det vil bli benyttet vannbasert borevæske (WBM) og at rester av brukt borevæske slippes til sjø sammen med borekaks. I praksis vil ofte oljebasert borevæske (OBM) bli brukt i seksjoner dypt nede i brønnbanen og borekaks og rester av rensert borevæske vil da bli injisert i grunnen eller transportert til land for avfallsbehandling og sluttdeponering.

Mengden av borevæske som brukes/slippes ut kan variere betydelig fra brønn til brønn. Det er lagt til grunn utslipp av 3 730 tonn borevæske per brønn for analyseområdet. I tillegg kommer vektstoffer, sement etc. som angitt i tabell 8-2.

8.4.1 Resultater fra modelleringene

Med de forutsetninger som er gitt for simulering av spredning fra et utslipp av produsert vann er toksiske effekter av forventede stoffer funnet å være begrenset til en avstand på ca. 100 m fra utslippet, primært i dybdeintervallet 30-40 m. På andre dyp vil influensområdet være mindre. Varigheten av eksponeringen til konsentrasjoner

som kan være toksiske vil være kort – i størrelsesorden 5-15 minutter. Dette betyr at forventede økologiske virkninger av regulære utslipp av produsert vann fra petroleumsvirksomhet slik den er beskrevet i høyt og lavt aktivitetsbilde i området Lofoten-Vesterålen vil være ubetydelige.

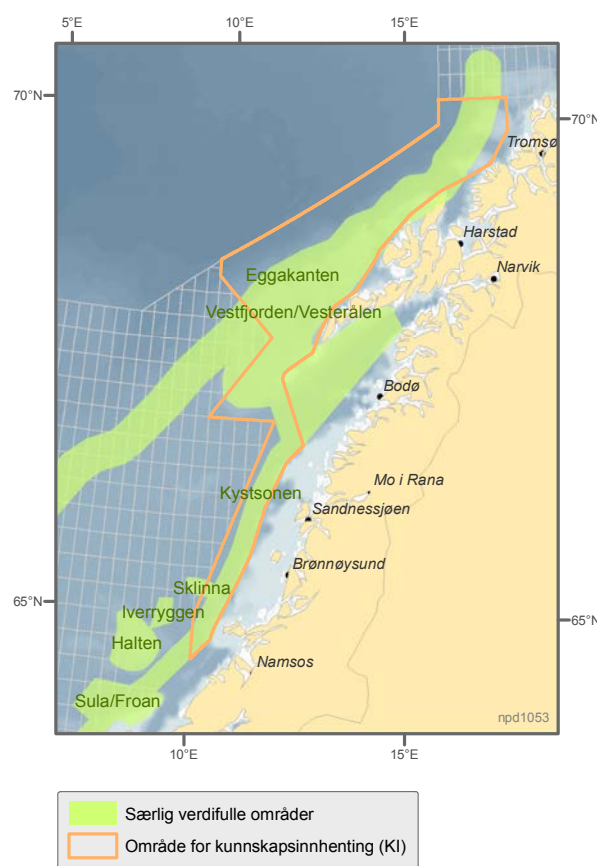
Effekter av utslipp av borekaks fra boring med vannbasert borevæske kan forekomme både fra kakspartikler i vannsøylen og etter sedimentering. Effekter av kaks i vannsøylen er funnet å være begrenset til godt innenfor en avstand av 100 m nær bunnen og betydelig kortere nær overflaten. Kaks i vannsøylen som inneholder tilstrekkelig mengder med komponenter som kan påvirke organismer i vannmassene vil etter 30 minutter være så utvannet at negativ påvirkning opphører. Eksponeringstiden er da så kort at den ikke vil gi negativ påvirkning på organismer i vannmassen.

Størrelse på influensområdet for sedimentert kaks vil variere fra lokalitet til lokalitet avhengig av vanddyb, strømforhold, utslippsomfang og -arrangement. For de lokasjonene som er modellert er det funnet at et vedvarende utslipp i 30 dager vil gi et influensområde på i størrelsesorden 150 - 3000 m² på havbunnen rundt installasjonen. Det kan forventes skadevirkninger (overdekking) på de organismene som finnes innenfor selve influensområdet, men arealmessig utgjør dette en ubetydelig risiko for økologiske effekter på bunnfaunaen. Eksponeringen vil være vedvarende til kaks enten virvles opp, blandes ned i sedimentet under eller dekkes av nytt sediment. Akkumulert sedimentering fra 10 brønnboringer fra samme lokasjon kan konservativt antas å være begrenset til en avstand på i størrelsesorden 400 - 800 m fra innretningen.

8.4.2 Vurdering av konsekvenser

I tillegg til eventuelle påvirkninger fra petroleumsvirksomhet vil mulige miljøkonsekvenser være avhengig av økosystemets tilstand og sårbarhet, eksisterende forurensning og annen påvirkning fra menneskelig aktivitet eller naturlige/globale prosesser.

Store deler av analyseområdet har høy biologisk produksjon og karakteriseres som et Særlig verdifullt område (figur 8-2), hvor klimatiske, oseanografiske, fysiske og biologiske karakterer gjør dette til et havområde med spesielt gode forhold for en stor marin biodiversitet. En høy marin biologisk produksjon foregår i alle ledd i næringskjeden. Viktige fiskebestander som torsk og hyse gyter utenfor Lofoten, Vesterålen og Troms. Områdene innenfor eggakanten utenfor Lofoten og Vesterålen er spesielt rike og produktive, med stor transport av fiskeegg og -larver. Områdene er sårbare for forurensningspåvirkninger.



Figur 8-2. Særlig verdifulle områder (SVO) i analyseområdet. Kilde: Direktoratet for naturforvaltning.

Artsmangfoldet i området er rikt både på land og i vann. Store bestander av sjøfugl hekker i tilgrensende områder og flere marine pattedyr nyttiggjør seg av området til beite- og overvintringsområde.

Havområdene er i liten grad påvirket av forurensninger og den samlede vurderingen av totalbelastningen på dette området indikerer at helhetstilstanden til økosystemet er overordnet god (Larsen m.fl., 2012). Klimaendringer globalt vil imidlertid kunne føre til en økning av havtemperatur og havforsuring kan medføre en reduksjon i tilgjengelig kalsiumkarbonat for kalkdannede organismer. De viktigste kommersielle fiskebestander er i god forfatning, mens en del dypvannsarter har hatt nedgang i bestand. Områder med sårbare naturtyper er utsatt for fysisk påvirkning fra bunntråling. Flere viktige korallrev, som i seg selv fungerer som viktige marine økosystem, er nå fredet og bunntråling er forbudt i nærheten av disse naturtypene.

Modellerte utslipp fra leting og produksjon i utredningsområdet vil bidra med avsetning av borekaks på havbunnen og økt tilførsel av olje til sjø fra produsert vann. De vannlevende artene som ikke har egenbevegelse er potensielt mest sårbare for å bli eksponert for utslipp av produsert vann, mens det er mer sannsynlig at bunnassosierte arter vil være utsatt for avsetninger av borekaks og nedslamming av havbunnen lokalt. Modelleringsene i kunnskapsinnhentingene har vist at påvirket område med mulighet for skade er meget begrenset. Kunnskapen om effekter av produsert vann og borekaks i høyproduktive områder er begrenset. Larsen m.fl. (2012) konkluderer at de estimerte utslippene trolig ikke vil gi effekter på bestander i det viktige økosystemet i utredningsområdet. De påpeker likevel at det er usikkerhet assosiert til mulige effekter på visse nøkkelarter som følge av begrenset kunnskap.

Det regulatoriske regimet for petroleumsvirksomhet legger til grunn at konkrete tiltak for utslippsreduksjon og for å minimere eventuelle negative miljøvirkninger blir vurdert og implementert i forbindelse med konsesjonstildelinger, søknader om samtykke til virksomhet og plan for utbygging og drift av et funn og/eller plan for anlegg og drift. Dette skal sikre at de mest hensiktsmessige og oppdaterte tiltakene legges til grunn for den enkelte aktivitet og lokasjon.

Virkninger ved store akuttutslipp

På norsk sokkel har det ikke forekommet større oljeutslipp fra petroleumsvirksomheten med påviselige negative virkninger på miljø og/eller samfunn. De største enkelthendelsene med oljeutslipp fra norsk petroleumsvirksomhet er oljeutblåsningen fra Ekofisk Bravo i 1977 (12 700 m³) og et utslipp fra et rør under olje-lasting på Statfjordfeltet i 2007 (4 400 m³).

I mer kystnære farvann er det erfart flere hendelser med skip som har ført til oljeutslipp, oftest av tungolje. Her er det dokumentert større omfang av skader på sjøfugl og strandmiljø, men gjennomgående har konsekvensene vært kortvarige.

Internasjonalt er det derimot erfart hendelser med betydelige oljeutslipp både fra skipsfart og petroleumsvirksomhet, også med mer omfattende negative virkninger på miljø og samfunn. Noen eksempler er tankerulykker som Exxon Valdez, Torrey Canyon, Amoco Cadiz, Sea Empress og oljeutblåsningen fra Macondo i Mexicogulfen. Større hendelser kan også tenkes å inntreffe i norske farvann.

Basert på internasjonale og nasjonale erfaringer og antagelser om hva et akuttutslipp for de ulike aktivitetsbildene for petroleumsvirksomhet kan medføre, er konsekvensene av dette analysert.

Følgende tilnærming ligger til grunn for arbeidet som er gjort:

- Etablere utslippsscenarioer
- Gjennomføre modellering av oljedrift
- Velge metodikk for vurdering av skade
- Vurdere konsekvenspotensial for utvalgte naturressurser
- Vurdere sannsynlighet for oljeutblåsning og tilhørende miljørisiko
- Vurdere effekt av avbøtende tiltak

9.1 Grunnlag for analysen

Innenfor analyseområdet er det i flere tidligere prosesser gjort studier for å belyse risiko for akuttutslipp som følge av petroleumsvirksomhet.

I ULB²³-arbeidet i 2002-2003 ble det modellert oljeutslipp og tilhørende miljørisiko for tre utslippspunkter i henholdsvis Nordland VI, VII og Troms II. Dette ble også lagt til grunn for forvaltningsplanarbeidet. Ytterligere ni utslippspunkter ble analysert ved oppdateringen av forvaltningsplanen i 2010, i regi av Olje- og energidepartementet og Kystverket/Risikogruppen. Det ble i dette arbeidet også analysert ett punkt i Nordland V. Analyser av enkelte av punktene ble også gjennomført i etterkant av Macondoulykken (Risikogruppen, 2010). I tillegg har både industrien og miljøorganisasjoner studert oljespredning og miljørisiko i analyseområdet.

Det finnes derfor betydelig om kunnskap om dette temaet. Gjennom kunnskapsinnhenting er det likevel gjort mer arbeid på feltet. Dette skyldes blant annet at:

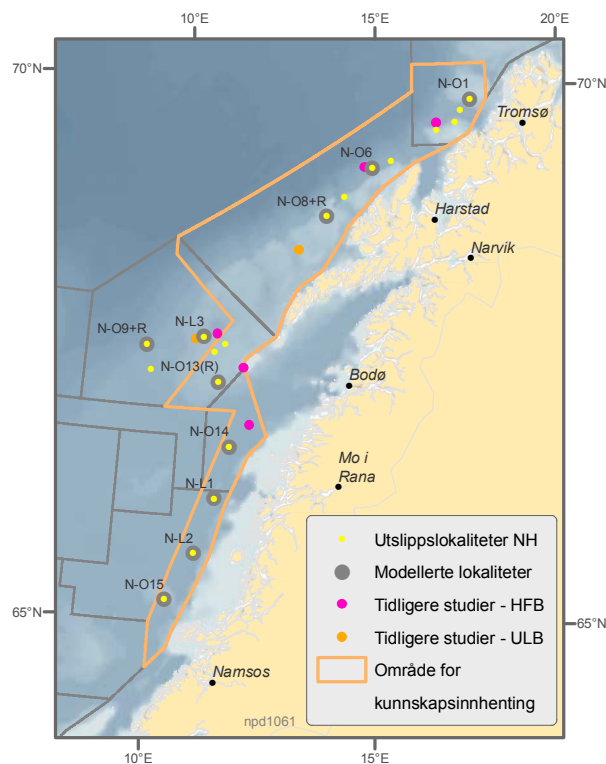
- Tidligere arbeider ikke har dekket hele analyseområdet.
- Det er benyttet mer detaljert oppløsning av strømdata.
- Modellverktøyet som er brukt til spredningsanalysene er forbedret.
- Tidligere analyser er basert på varierende forutsetninger og det er derfor vanskelig å sammenligne resultatene.

Det er derfor også gjennomført modelleringer og vurderinger for lokasjoner som tidligere har vært studert.

9.1.1 Utslippsscenarioer

Basert på høyt og lavt aktivitetsbilde (Oljedirektoratet 2012-a) er det etablert et sett av scenarioer for akuttutslipp som grunnlag for modellering av oljedrift. Utslippsscenarioene er definert som tenkte oljeutslipp fra en geografisk lokasjon enten som overflate- eller havbunnsutslipp, med én olje- eller kondensattype, kombinert med én av tre utslippsrater og én av tre utslippsvarigheter.

²³ Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten-Barentshavet.



Figur 9-1. Kart over utslippsskjasjoner som er analysert i foreliggende og tidligere arbeider. Kilde: Oljedirektoratet

Utslippsskjasjoner

Utgangspunktet for modelleringene er kunnskapen om geologien i området, herunder hvor man forventer å kunne finne petroleum, om en forventer olje eller gass og med hvilke egenskaper.

Det er ut fra dette utgangspunktet tatt en "konservativ" tilnærming, hvor en har valgt å se på utfall som har potensial for å gi mer negative utfall enn det som forventes. Eksempelvis er det modellert oljeutslipp i de tilfeller hvor Oljedirektoratet antar størst sannsynlighet for funn av gass. Videre er det, utover de feltlokaliseringene som er angitt av Oljedirektoratet, lagt til ytterligere punkter for leteboring blant annet for å gi bred dekning i vurderingen av effekter av et akuttutslipp kystnært i Nordland IV. Det er også lagt inn et punkt i åpnet del av Nordland VI for å modellere dette med nye strømdata og oppgradert spredningsmodell. I tillegg er to punkter (O8 og O15) modellert spesielt for kondensatutslipp for å belyse særskilte utfordringer relatert til fiskeegg og -larver. Totalt er det modellert for ti utslippsskjasjoner innenfor analyseområdet, jf. figur 9-1.

Type hendelser/utslipp

I forbindelse med oppdatering av det faglige grunnlaget for forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (von Quillfeldt (red), 2010), ble det studert en rekke hendelser med utslipp av olje til sjø. Basert på dette arbeidet anbefales det at ulike mulige akuttutslipp av olje til sjø analysemessig ivaretas i form av oljeutblåsninger²⁴ med varierende utslippsrate og -varighet (DNV, 2010). Det er i foreliggende arbeid derfor kun modellert oljeutblåsninger, fordi dette også vil ivareta andre relevante utslippshendelser (andre typer hendelser er imidlertid vurdert konsekvensmessig og presentert i grunnlagsrapporten fra DNV (Kruuse-Meyer m.fl., 2012)).

Avhengig av situasjonen kan en oljeutblåsning skje fra havbunnen eller fra plattform/rigg. I enkelte tilfeller med overflateutblåsning fra borerigg vil denne av sikkerhetsmessige årsaker kobles fra, og videre hendelsesforløp, dersom alt sikkerhetsutstyr svikter, er da utblåsning fra havbunnen. For modelleringene er det lagt til grunn at hendelser er fordelt på 70 pst. overflateutslipp og 30 pst. havbunnsutslipp (Rudberg m.fl., 2012).

Oljetype, rater og varigheter

For funn og felt i produksjon er oljetype kjent, mens det for leteboring må gjøres antagelser basert på geologisk kunnskap. Utblåsningsrater er i hovedsak styrt av reservoaregenskaper, men brønndesign og tekniske tiltak kan også påvirke raten. Varigheten av en utblåsning avhenger av en rekke forhold, både i forhold til brønnforhold og -design, type hendelsesforløp og mulighet for å gjennomføre tiltak.

²⁴ Proactima (2010) gir følgende definisjon av utblåsning: "En utblåsning er en hendelse der formasjonsvæske (olje, kondensat/gass/vann osv.) strømmer ut av en brønn mellom formasjonslag til omgivelsene etter at alle definerte tekniske brønnbarrierer eller operasjoner av disse har sviktet. En utblåsning kan oppstå på sjøbunnen eller oppe på en eventuell innretning og kan forekomme både i forbindelse med boreoperasjoner, brønnoverhaling og brønnvedlikehold og under normal produksjon. Dette gjelder både oljefelt og gassfelt."

I forhold til miljømessige konsekvenser er utblåsning av olje viktig, mens utblåsning av gass i hovedsak kun er en sikkerhetsmessig problemstilling (nærmere omtalt i 9.1.3). Som et konservativt grunnlag for de miljømessige analysene er det i arbeidet lagt til grunn en oljeutblåsning.

Basert på geologisk kunnskap har Oljedirektoratet utarbeidet et sett med forutsetninger om rater, oljetype og gass-olje forhold (GOR). Som for tidligere arbeider i analyseområdet anbefaler Oljedirektoratet en oljekvalitet av type Svale²⁵. For modellering av lettolje (gass som kondenseres som følge av trykktap ved produksjon; kondensat) er det valgt å legge til grunn tilsvarende kvalitet som ble benyttet ved oppdateringen av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, det vil si Huldra kondensat²⁶. For ratene er det gjort en sannsynlighetsvurdering. Dette gir et robust grunnlag for å analysere en rekke ulike utfall basert på geologisk kunnskap om områdene. Punkter benyttet i rapporten etter Macondo-ulykken (Risiko-gruppen, 2010) er nå utvidet til å dekke supplerende rater/varigheter.

Forholdet mellom gass og olje i reservoaret (GOR) er vurdert av Oljedirektoratet basert på prospektenes dyp, antatte kildebergarter mv. For punktet i Nordland IV forventes reservoar i

²⁵ Svale olje er en naftensk olje med en tetthet på 914 kg/m³ med et lavt voksinnhold (2,1 vekt pst.). Oljen når et maksimalt vannopptak på 70 pst. (vinter 5 °C) og 75 pst. (sommer 15 °C) etter 9-12 timer på sjø. Vann-i-olje emulsjonen som dannes er stabil ved vintertemperatur. Svale viser et høyt potensiale for bruk av dispergeringsmidler, med effektivitet fra 70 til 91 pst. Svale er en relativt tung råolje noe som gir den et lavt fordampningstap på ca. 12 pst. etter 5 dagers forvitring.

²⁶ Huldra er et parafinsk kondensat med en tetthet på 809 kg/m³ med et relativt høyt innhold av flyktige komponenter og lite asfaltener. Et høyt innhold av flyktige komponenter medfører at kondensatet har et høyt fordampningstap på 40-50 pst. etter ett døgn. Det har et relativt høyt voksinnhold (5,2 vekt pst.) som gjør at kondensatet hurtig emulgerer vann, men tar kun opp ca. 40 vol. pst. vann. Vann-i-olje emulsjonen som dannes er svært ustabil grunnet et lavt innhold av asfaltener. Huldra kondensatet er dispergerbart.

bergarter av trias, eventuelt perm alder. Reservoaregenskapene er forventet dårligere enn i Nordland V som har et forventet reservoar i jura, noe som gir lavere strømningssegenskaper. Det er derfor lagt til grunn lavere rater. Forutsetninger for modelleringen er gitt i tabell 9-1.

Område	Rater (m ³ /d)	Olje-type	GOR
Nordland IV	250, 750, 1 500	Svale	100
Nordland V	1 000, 2 000, 4 000	Svale	100
Nordland VI og VII	1 500, 3 000, 4 500	Svale	50
Troms II	1 500, 3 000, 4 500	Svale	100

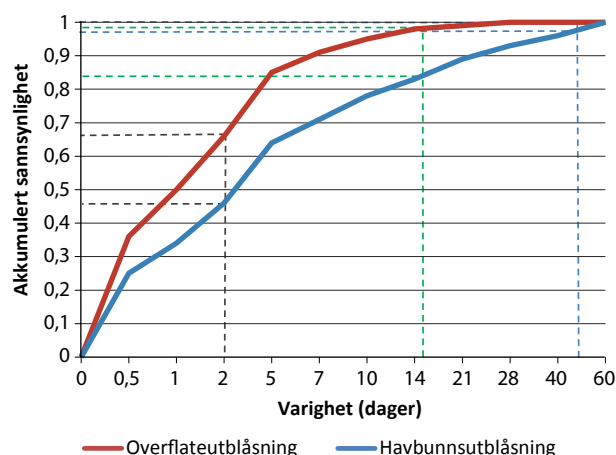
Tabell 9-1. Forutsetninger for oljedriftsmodellering. Kilde: Oljedirektoratet.

Basert på statistikk fra tidligere hendelser fremkommer det at de fleste utblåsninger (og brønnlekkasjer) har kort varighet. 85 pst. av registrerte overflateutblåsninger varer mindre enn fem dager og tilsvarende tall for havbunnsutblåsning er 64 pst. (Scandpower, 2012). En varighetsfordeling basert på statistiske hendelser omfattet av Sintef Blowout Database er presentert i figur 9-2. Denne databasen samler kunnskap om utblåsninger og andre alvorlige hendelser fra hele verden, og disse er vurdert i forhold til relevans for norske forhold. En brønnlekkasje²⁷ kan stanses ved hjelp av brønnens barrieresystemer og har normalt varighet i størrelsesorden timer. Utblåsninger stanses passivt som følge av trykktap, selvtetting eller kollaps i reservoar, eller aktivt ved tiltak utført fra rigg (mekanisk eller tilførsel av tungt boreslam, eller stenging av BOP²⁸). Såkalt *capping*-teknologi (se nedenfor) er under utvikling. Dersom ingen tiltak lykkes, vil det bores en eller flere avlastningsbrønner for å stanse utblåsningen. En avlastningsbrønn innebærer at det bores en ny brønn inn i brønnbanen, hvorpå det pumpes inn tungt boreslam for å stanse utblåsningen, og således få kontroll på hendelsen. For letebrønner på norsk sokkel er det et krav at avlastningsbrønn skal planlegges og kunne påbegynnes innen 12 dager.

²⁷ Forskjellen mellom en utblåsning og en brønnlekkasje er at formasjonsvæskene ved en brønnlekkasje kan stanses ved bruk av brønnens barrieresystem, mens andre mekanismer må til for å stanse en utblåsning.

²⁸ Blow-Out Preventer.

De varigheter som er lagt til grunn i foreliggende arbeid er henholdsvis 2, 15 og 50 døgn. I figur 9-2 er det angitt hvor sannsynlige disse varighetene er basert på statistikken. Det er 66 pst. sannsynlig at en overflateutblåsning vil ha varighet kortere enn 2 døgn, og 98 pst. sannsynlig at en slik utblåsning vil ha en varighet kortere enn 15 døgn. For en undervannsutblåsning er tilsvarende sannsynligheter henholdsvis 46 og 84 pst.



Figur 9-2. Akkumulert sannsynlighet for varigheter av utblåsning. Stiplede linjer angir sannsynlighet for de varighetene som er modellert i arbeidet (2, 15 og 50 døgn). Kilde: Scandpower, 2012.

I kjølvannet av Macondo-ulykken i Mexico-gulven er det utviklet teknologi for å tette brønner som har brønnhodet plassert på havbunnen. Ved større havdyp er denne typen brønner vanlig og teknologien kan derfor være relevant for petroleumsvirksomhet i analyseområdet. Det nyutviklede utstyret har en planlagt responstid på 10-15 dager. Dette vil bidra til å øke den relative sannsynligheten for at utslippsvarigheten begrenses til 15 dager. Varighetsfordelingen må derfor anses som konservativ i forhold til en eventuell fremtidig situasjon med petroleumssaktivitet i området.

Basert på en gjennomgang av felt i produksjon i Norskehavet²⁹ er det for modelleringen forutsatt en varighetsfordeling som angitt i tabell 9-2.

²⁹ Gjennomgang av data i NOFOs planverk (Skeie og Rudberg, 2007) som en del av grunnlaget for sektorutredning petroleum og energi under forvaltningsplanen for Norskehavet (OED, 2008).

Varighetene er lagt konservativt ved at for eksempel kategori varighet 50 døgn omfatter alle varigheter over 15 døgn. Sammenstilt mot statistikken (jf. figur 9-2) ser en at de valgte verdier også er lagt konservativt.

Utslippskategori	Varigheter (døgn) og sannsynlighetsfordeling (pst.)		
	2 d	15 d	50 d
Overflate	55	38	7
Havbunn	42	38	20

Tabell 9-2. Sannsynlighetsfordeling for varighet av utblåsning som grunnlag for modellering. Kilde: Rudberg m.fl., 2012.

9.1.2 Oljedriftsmodellering

Oljedriftsmodellering baseres på at et oljeutslipp skjer. Det tas ikke hensyn til at sannsynligheten for en hendelse er lav, heller ikke hensyn til at tiltak for å samle opp olje eller på annen måte hindre spredning settes inn.

DNV (Rudberg m.fl., 2012) har gjennomført oljedriftsmodellering med modellen OSCAR (versjon 6.2). OSCAR er en tre-dimensjonal oljedriftsmodell som beregner oljemengde på sjøoverflaten, på strand og i sedimenter, samt konsentrasjoner i vannsøylen. Modellen inkluderer utslipp både fra havoverflate og havbunn. For havbunnsutslippene blir en egen modul anvendt; en nærsonemodell som beregner den første fasen av havbunnsutblåsningen. Oljedriftsimuleringene er modellert i et 3 x 3 km grid med en detaljert kystlinje (1:50 000). For å bestemme oljens drift og utbredelse på overflaten beregner modellen overflatespredning, transport av olje, nedblanding av olje i vannmassene, fordampning, emulsjonsdannelse og stranding. I vannsøylen blir det simulert horisontal og vertikal transport, oppløsning av oljekomponenter, absorpsjon, avsetninger i sedimenter samt nedbryting.

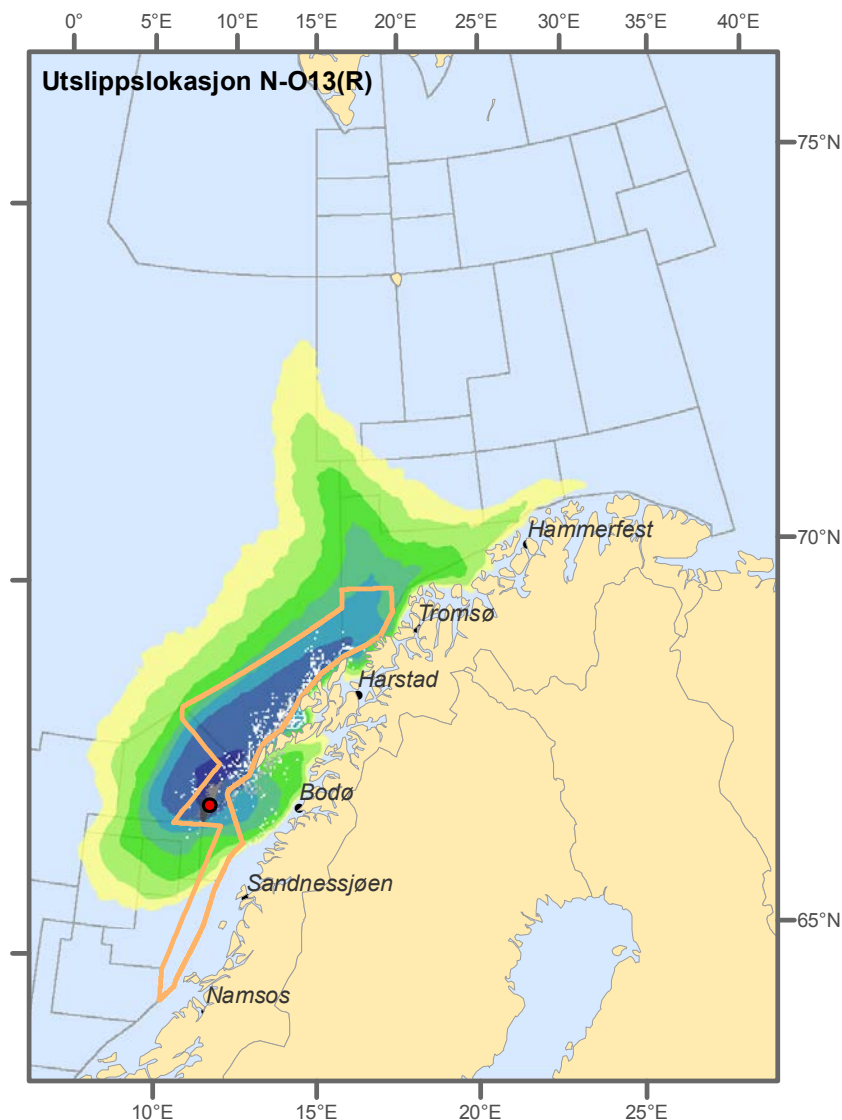
Det er lagt til grunn et strømdatasett med større oppløsning (4x4 km) enn hva som tidligere er benyttet i arbeidet med forvaltningsplanene (20x20 km). Større oppløsning av strøm-

data ble fremhevet i innspillene til kunnskapsinnhenting. Den høye oppløsningen gir en mer detaljert beskrivelse av strømforholdene, og synes generelt å vise større influensområder for oljeutslipp sammenlignet med tidligere studier.

Spredningsmodelleringen er utført for ti utslippspunkter med stor geografisk variasjon innenfor analyseområdet. Grunnlaget for modelleringen er de nevnte tre utslippsrater og tre utslippsvarigheter, og det er modellert for ulike måneder og sesonger, og på strømdata for åtte år. For å avgrense omfanget av resultatbilder er det her presentert resultater fra vektete utslippsscenarioer. Det betyr at en tar hensyn til alle rater og varigheter, og deres individuelle sannsynlighet. Totalt er det gjennomført 1 656 modelleringer for hvert punkt for de vektete utslippsscenarioene.

Det store omfanget av modelleringer gir et robust grunnlag for å kunne vurdere sannsynligheter for at olje fra en utblåsning innenfor analyseområdet skal treffe et gitt område. Et influensområde avgrenses normalt i ytterkant til det området som har sannsynlighet for treff av ett tonn olje³⁰ i en 10x10 km rute (eller land) større eller lik fem pst. Det sammensatte influensområdet består av 1 656 enkeltsimuleringer fra hvert punkt med ulike starttidspunkt i perioden med nye strømdata (åtte år). Det er jevn fordeling av modellering over året, og resultater kan vises på månedsbasis, sesongbasis og for hele året. Under presenteres resultater for hele året samlet.

30 Grenseverdien på 1 tonn er valgt da den samsvarer med laveste verdi for miljøkonsekvens (1-100 tonn pr 10x10 km rute) som benyttes i miljørisikoanalyser. Grenseverdien anses som meget konservativ.



Figur 9-3: Utbredelse for et enkeltutslipp fra lokalitet O13 med en utslippsvarighet på to dager (og følgetid 15 dager) og utslippsrate 3000 Sm³/d. Mørkere til lysere gråtoner angir hvordan dette beveger seg over tid. Figuren viser også statistisk influensområde for modellering av 1656 oljeutblåsninger fra lokasjonen. Kilde: Rudberg m.fl., 2012.

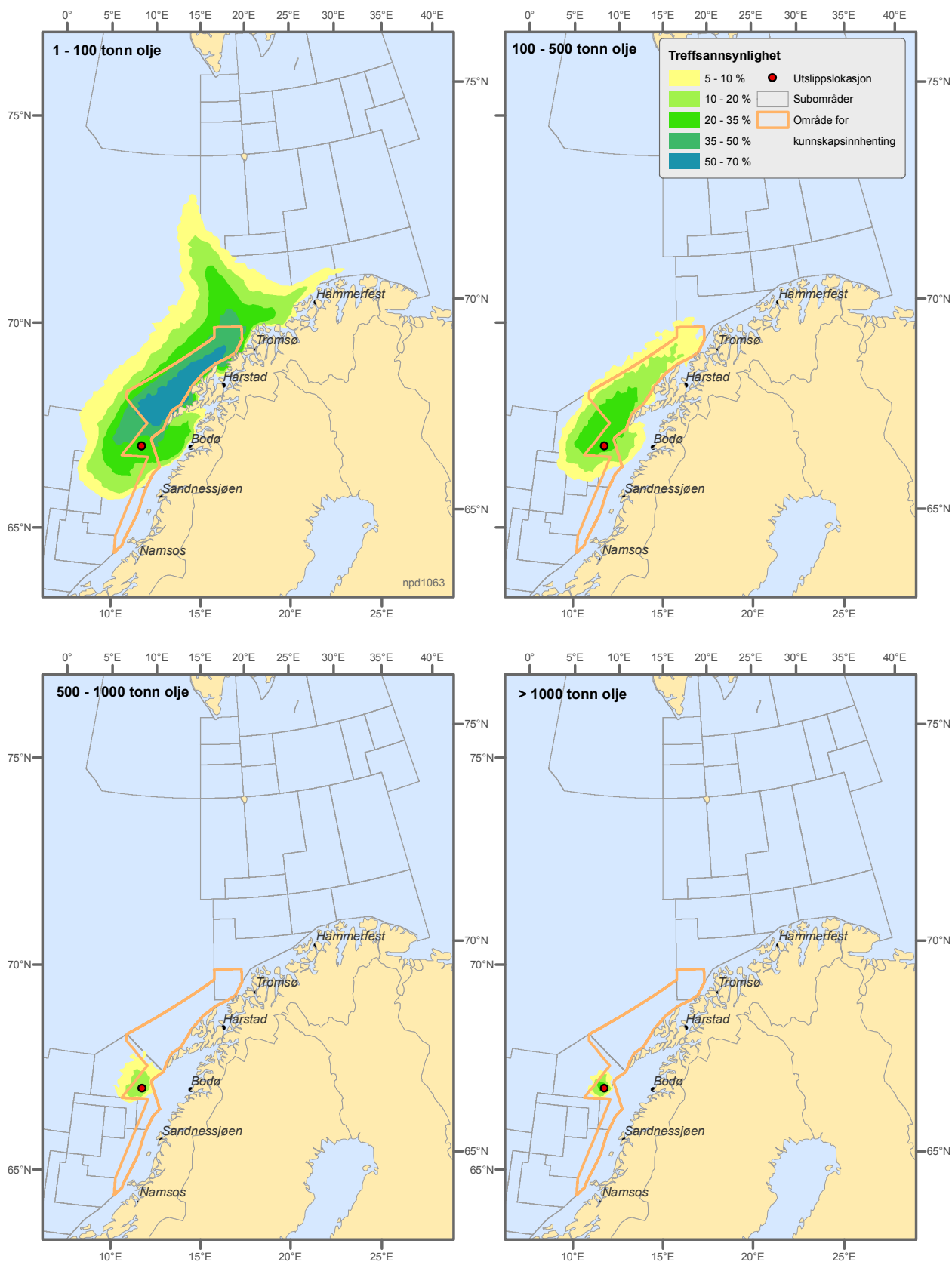
Influensområder og spredning av akuttutslipp

I figur 9-3 vises resultatet av modelleringen fra lokasjonen O13 som er plassert sørvest for Røst i Lofoten. Figuren viser blant annet hvordan et enkeltutslipp utvikler seg over tid, illustrert med gråtoner. Lysere farge angir gradvis endret utbredelse av utslippet etter henholdsvis 2, 5, 10 og 17 dager³¹. Den valgte utblåsningen i figur 9-3 representerer et *forventet* utslipp i den forstand at oljemengden og varigheten til utblåsningen har stor sannsynlighet for å inntreffe, gitt en utblåsning.

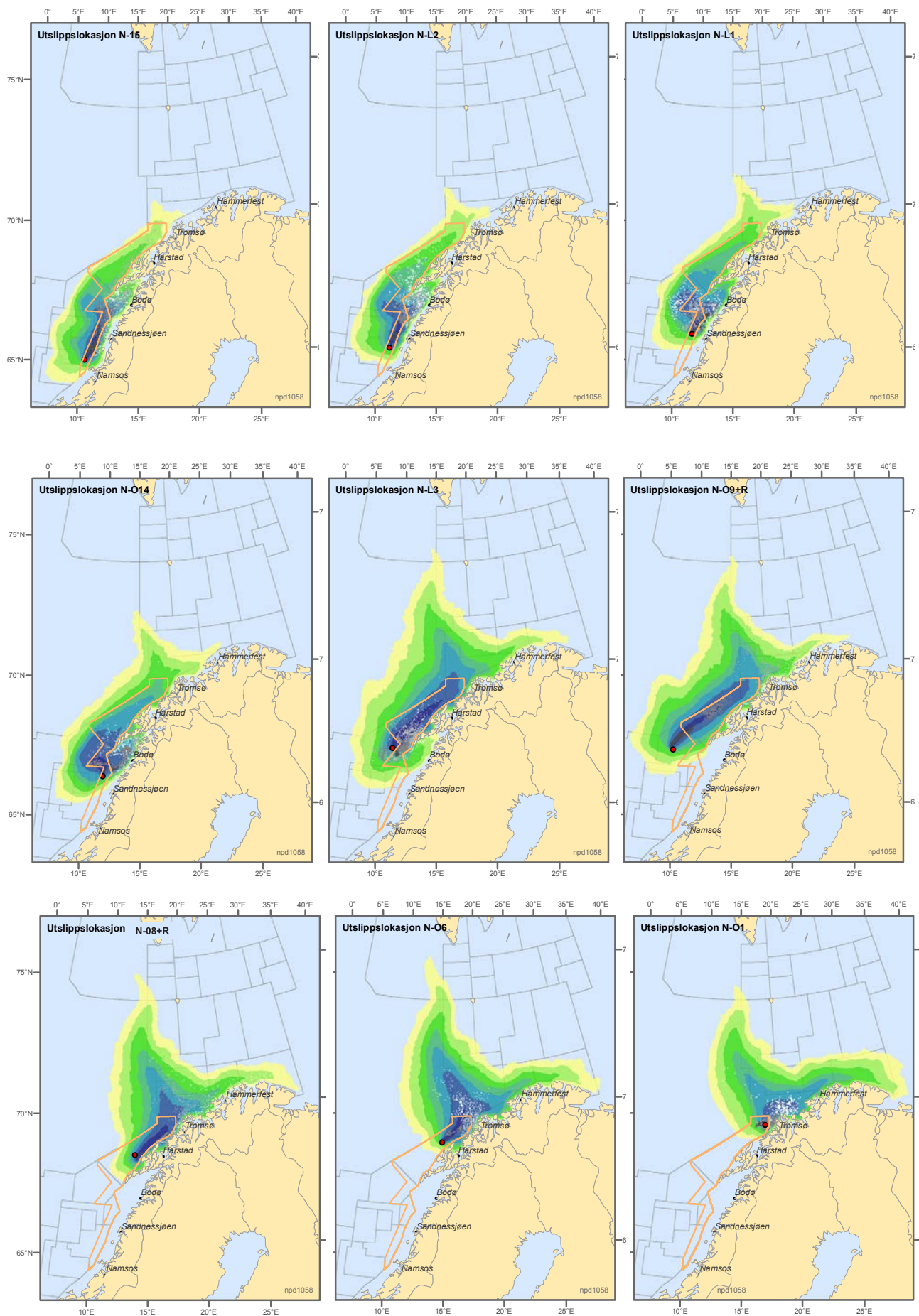
³¹ Utslippsscenarioet som ligger til grunn er oljeutblåsning fra rigg med Svalde olje, og for øvrig mest mulig forventede betingelser; middels utslippsrate 3000 m³/døgn og 2 dagers varighet, sommersesong. I tillegg er det lagt til grunn for valget av dette scenarioet en forventet (50 persentil/gjennomsnittlig) mengde olje som strander, gitt stranding.

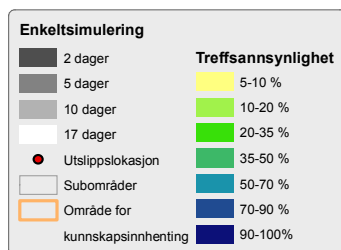
Som bakgrunn for dette ligger at det er vel 50 pst. sannsynlig at en utblåsning har varighet kortere enn 2 døgn med en middels utslippsrate. Gitt at et oljeutslipp gir stranding, er det så valgt ut det enkeltscenarioet som ligger nærmest gjennomsnittlig mengde olje strandet.

I tillegg viser figur 9-3 det statistiske influensområdet for oljeutslipp fra lokasjonen. Dette representerer en sannsynlighetsfordeling for treff av olje i et område basert på summen av 1656 enkeltmodelleringer som naturlig nok vil variere i sin spredning. Figuren viser at et gitt utslipp kun vil dekke en mindre del av det totale influensområdet. Særlig vindforhold, men også strømforhold, påvirker retning og drivhastighet på utslippet. Utslipp med lang varighet og høy utslippsrate vil normalt sett dekke en større del av det statistiske influensområdet.



Figur 9-4: Sannsynligheten for treff av olje i ulike oljemengdekategorier, 1-100 tonn, 100-500 tonn, 500-1000 tonn og > 1000 tonn i 10×10 km ruter gitt en overflateutblåsning fra lokasjon O13, basert på 1 656 modelleringer. Kilde: Rudberg m.fl. 2012.





Figur 9-5: Utbredelse for et enkeltutslipp fra ulike lokasjoner. Mørkere til lysere gråtoner angir hvordan enkeltutslippet beveger seg over tid. Figuren viser også statistisk influensområde for modellering av 1656 oljeutblåsninger fra lokasjonene. Kilde: Rudberg m.fl., 2012.

Et influensområde viser altså ikke utstrekningen til et modellert akuttutslipp, men sier noe om sannsynligheten for at det havner mer enn ett tonn olje (om lag 1 000 liter) i et areal på 10x10 km, tilsvarende 100 000 hustomter (hver på 1000 kvm). Influensområdets utstrekning påvirkes derfor av grenseverdien for mengde olje i arealet på 10x10 km. Dersom grenseverdien settes høyere reduseres influensområdet kraftig. Dette er eksemplifisert for utslippslokasjonen O13 i figur 9-4. Figuren viser influensområder for en mengde på henholdsvis over 1 000 tonn, 500-1 000 tonn, 100-500 tonn og 1-100 tonn pr 10x10 km rute. Dette viser at selv om det er store mengder som totalt sett slippes ut vil de fleste områder kun belastes med mindre mengder olje, og de store oljemengdene er avgrenset til mindre arealer.

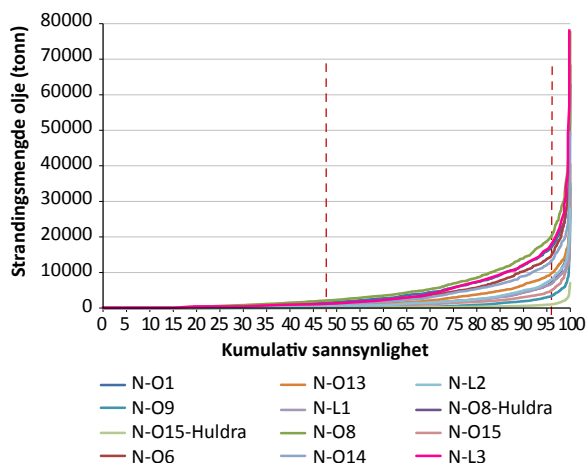
Figur 9-5 viser et enkeltutslipp og tilhørende influensområde for de øvrige utslippslokasjonene som er modellert kun vil dekke en mindre del av det totale influensområdet. Særlig vindforhold, men også strømforhold, påvirker retning og drivhastighet på utslippet. Utslipp med lang varighet og høy utslippsrate vil normalt sett dekke en større del av det statistiske influensområdet.

Stranding av olje

Aktuelle vind- og strømforhold samt oljens forvitringsegenskaper er blant de viktigste faktorene som bestemmer hvordan et oljeutslipp utvikler seg over tid. Muligheten for at olje når land avhenger også av avstand fra utslippspunktet til land. De fleste av de modellerte utslippspunktene ligger i relativ nærhet til land (25 - 133 km).

Erfaringsmessig blir miljøkonsekvensene større dersom olje når land enn om oljen brytes ned på havet. Et grunnprinsipp for å redusere konsekvensene av akutt forurensning, er derfor å bekjempe oljeutslippet så nær kilden som mulig og å hindre stranding. I forhold til både miljøkonsekvenser og beredskap mot akutt forurensning er oljemengde som strander viktig, og for sistnevnte er også tiden det tar før oljen når land viktig for å sikre en tilstrekkelig og hurtig respons. I figur 9-6 er det angitt statistisk sannsynlighet for oljemengde som strander ved oljeutblåsning fra de ulike lokasjonene. Normalt er oljetype en viktig parameter i forhold til hvor mye olje som strander. I kunnskapsinnhenting er Svaleolje lagt til grunn, i tillegg til Huldra-kondensat fra to punkter. I en tidligere studie har DNV (2008) modellert forskjeller i oljespredning og strandingsmengde for fem oljetyper fra samme to utslippspunkt utenfor Lofoten og Vesterålen. Resultatene angir stor variasjon, men hvor Svale (som her er benyttet) gir størst oljemengde på land. Svaleolje må således anses som et konservativt valg på denne parameteren. Denne usikkerhetsfaktoren påvirker derfor ikke resultatene her.

Resultatene fra de utførte modelleringene viser at forventet oljemengde som strander varierer fra noen hundre tonn til 2 400 tonn. Dersom en legger til grunn scenarioer med svært lav sannsynlighet (scenarioer med høy rate og/eller lang varighet) øker strandet mengde for alle lokasjoner og forskjellen mellom dem endres betydelig. De høyeste fem pst. av scenarioene (95 persentilen) viser at en kan få opp mot 19 000 tonn eller mer olje strandet fra posisjon O8 (utenfor Bø i Vesterålen), mens posisjon O9 (133 km til havs vest av Værøy) tilsvarende gir vel 3 000 tonn strandet olje.



Figur 9-6. Kumulativ sannsynlighet for strandingsmengde ved oljeutblåsning fra utslippspunktene. Kilde: Rudberg m.fl., 2012.

Drivtid fra et utslipp skjer og inntil det eventuelt når land er som nevnt en viktig parameter både konsekvensmessig og i forhold til oljevern (responsid). Drivtid er modellert for alle utslippslokasjonene. Forventet strandingstid varierer fra to til seks døgn for alle lokasjoner bortsett fra utslippspunkt O9 som har 15 dagers drivtid til land. De modellerte scenarioene kan ha kortere drivtid til land, men da med lavere sannsynlighet. I beredskapssammenheng er det vanlig å se bort fra de mest ekstreme tilfellene, slik at en forholder seg til 95 persentilen som en mulig korteste drivtid til land (ser da bort fra de fem pst. mest ekstreme tilfellene). Drivtiden er da 16 timer på det laveste (punkt O8) og ellers fra 20 til 30 timer for de fleste utslippslokasjonene.

9.1.3 Akuttutslipp av gass

I Oljedirektoratets vurdering av ressurspotensialet i utredningsområdet er det antatt betydelige mengder gass og i Troms II er det mer sannsynlig med funn av gass enn olje (Oljedirektoratet 2010-a og 2010-b). En gassutblåsning er primært relevant for brann- og eksplosjonsvurderinger for fartøy og installasjoner, og tilhørende mannskaper. Miljøkonsekvenser vurderes avgrenset til det umiddelbare området som berøres, og inkluderes normalt ikke i miljørisikoanalyser. For felt med våtgass kan kondensatet (lettoljen) medføre innblanding i vannsøylen og spredning på havoverflaten. Dette er inkludert i oljedrifts-

modelleringene som er gjennomført. DNV (Rudberg m.fl., 2012) har vurdert mulig spredning av gass fra en undervanns gassutblåsning.

Gass fra et undervannsutslipp vil bevege seg betydelig raskere oppover enn olje på grunn av større oppdrift. I sekundene etter at utslippet starter kan det bygges opp en større mengde gass under vann som bryter overflaten etter ett til fem minutter (avhengig av mengde gass og vanddybder) og fortsetter i luft som en gassky. Dersom lekkasjen er vedvarende, vil det etableres en stabil situasjon med boblestrøm i vannsøylen over utslippsstedet. Denne danner en sirkulær bubblesone på overflaten. Radius til bubblesonen blir bestemt av utslippsrate og havdybde. På vei oppover vil gass løses opp i vannet, og strømningsrate av gass som kommer opp på overflaten er mindre enn utslippsraten på havbunnen. Havstrømmer i vannsøylen vil gjøre at boblestrømmen bøyes av medstrøms. Hastigheten til boblene er betydelig høyere enn vanlig havstrøm, og avbøyningen til boblestrømmen er derfor relativt liten.

På overflaten vil gassen fortsette å spre seg i luft. Siden naturgass er noe lettere enn luft vil den stige ved lave vindhastigheter. Ved normale og høye vindhastigheter vil gassen legge seg langs vannet.

Ved større havdyp vil mer av gassen løses opp i vannet og dette gir kortere skyer over vann. Beregninger foretatt for havdyp ned til 400 meter (relevant for analyseområdet), viser at 22 pst. av gassen vil komme opp til overflaten ved denne dybden; resten løses opp i vannet. Ved større dyp vil mer av gassen løses opp i vannet. Det er usikkert ved hvilken dybde gass ikke kommer opp til overflaten, og dette vil også variere med størrelsen på utslippet.

9.2 Miljømessige konsekvenser ved store akuttutslipp

9.2.1 Kunnskapsgrunnlag

I kapittel 3 er det gitt en generell omtale av kunnskapen om miljøforhold og naturresurser i analyseområdet og henvist til sentrale programmer og prosesser som ivaretar og oppdaterer kunnskapsnivået for de ulike komponenter. Generelt vurderes kunnskapen om utbredelse av nøkkelarter, bestandenes status og trender, og også om miljøtilstanden som god. De fleste fiskebestander vurderes å være i god forfatning mens det for flere arter av sjøfugl har vært bestandsnedgang de siste 10 år. For sjøpattedyr vurderes tilstanden som stabil. Flere nye arter er observert introdusert og flere arter enn tidligere er vurdert som truet (Sunnanå m.fl., 2012).

Når det gjelder kunnskap om effekter på naturresurser og miljø som følge av akutt utslipp av olje finnes betydelig kunnskap både fra forskning og undersøkelser etter utslippshendelser. En rekke studier har dokumentert negative effekter av oljeforurensning på økosystem, i hovedsak relatert til tempererte og tropiske strøk. Mange av disse skyldes ulykker med tankskip, men også enkelte hendelser fra petroleumsvirksomhet til havs. Eksempelvis har undersøkelser etter oljeutblåsningen fra Macondo i Mexicogolfen i 2010 fremskaffet betydelig med dokumentasjon, og mange undersøkelser pågår fremdeles. I tillegg til olje ble det her brukt betydelige mengder kjemiske dispergeringsmidler, slik at vannlevende organismer er antatt å kunne berøres i større grad enn ellers. En rekke akutte effekter av utslippet er rapportert, men for fisk gjerne på individ-/ cellenivå. Det er så langt ikke påvist effekter på bestandsnivå hos fisk (Trannum og Bakke, 2012), og generelt er miljøkonsekvensene omtalt som mindre enn først antatt. Det er likevel for tidlig å konkludere om langtidseffektene av utslippet (Whitaker m.fl., 2011). Betydelig kunnskap om akutte og langtids virkninger av oljeutslipp er opparbeidet etter hendelsen med Exxon Valdez i Alaska i 1989 (Peterson m.fl., 2003).

Undersøkelser etter større oljeutslipp fra petroleumsvirksomhet til havs i Norge, for eksempel oljeutblåsningen på Ekofisk Bravo (1977) og brudd på overføringsslange ved oljelossing på Statfjord (2007), angir generelt ingen målbare negative konsekvenser (Moe m.fl., 1993; Grøsvik m.fl., 2008). Det er mer erfaringsmateriale etter oljeutslipp i forbindelse med skipsulykker langs Norskekysten, men utslippsvolumene har vært begrenset. Kunnskap om virkninger etter slike hendelser har nylig blitt sammenstilt av Havforskningsinstituttet (Boitsov m.fl., 2012). Dette gjelder kystnære skipshavarier med i hovedsak utslipp av tung bunkersolje og ikke uventet er det naturressurser i sjøoverflaten, de øvre deler av vannsøylen og strandsonen som blir mest utsatt. Store naturlige variasjoner har gjort det utfordrende å vurdere miljøskaden knyttet til hvert av utslippene. Sjøfugl rammes ofte mest, men virkningene av hendelsene er generelt funnet å være kortvarige, ved tilsig av individer fra uberørte områder. Rapporten refererer følgende skade på sjøfugl: *“Ved forliset av ”Rocknes” ble det anslått at 2000–3000 sjøfugl døde, og ved ”Server”-forliset ble det anslått at 3200–8000 sjøfugl døde. Ved forliset av ”Full City” var det et anslag på 2000–2500 døde sjøfugl, og ved ”Godafoss”-forliset var tallet 2500–3000 døde sjøfugl. Selv om det klart er dokumentert skader på sjøfugl, så har skadene ikke vært så store at det har truet bestandene av de enkelte artene i de påvirkete områdene. Ingen rødlistede sjøfuglarter har heller vært spesielt utsatt ved disse utslippene.”*

I analyseområdet har det tidligere forekommet flere akuttutslipp av olje fra skip. Noen eksempler er *Gallic Stream* ved Hamarøy (1975), *Deifovos* utenfor Sør-Helgeland (1981), og olje av ukjent opprinnelse utenfor Troms (1982). Det største utslippet kom fra *Deifovos* med et utslipp på om lag 1000 tonn olje. Utslippet rammet et kystområde på omkring 2500 km² og er med det blant de utslipp som har ført til det største landpåslaget. Det er anslått at 20–30 000 sjøfugl døde langs Helgelandskysten (Moe m.fl., 1993). Skadevirkninger på strandvegetasjon ble omtalt som små og situasjonen ble ansett som naturlig restituert i løpet av ett til tre år. Det er ikke gjennomført studier av eventuelle langtidsvirkninger av oljeutslippet.

Skadepotensialet av olje fra et akuttutslipp i forhold til miljøkomponenter er todelt; fysisk tilgrising og toksiske virkninger (forgiftning). I praksis vil det ofte være en kombinasjon av disse. Ulike oljekvaliteter vil ha forskjell i toksisitet. Toksisitet vil også i tillegg til den akutte effekten kunne medføre langtidsvirkninger. Slike forhold er studert både i laboratorieforsøk og i etterkant av faktiske oljeutslipp.

Når det gjelder toksisitet på fisk er det generelt funnet at tidligere livsstadier er mest sårbare, og disse har ofte også dårlig egenbevegelse og er således mer utsatt enn voksne individer. Siden toksisiteten varierer med oljetype har det vært faglige diskusjoner omkring etablering av terskelverdier for skadelig konsentrasjon på fiskelarver. Gjennom et arbeid utført av DNV, Havforskningsinstituttet og Universitetet i Oslo (Brude m.fl., 2008) anbefales i stedet bruk av en dose-respons funksjon som grunnlag for skadeberegninger i denne type analyser. Dose-respons funksjonen som normalt benyttes har startpunkt på 100 ppb (parts per billion), som gir 1 pst. dødelighet, opp til 1 ppm (parts per million) som gir 100 pst. dødelighet. En slik dose-respons funksjon er antatt å reflektere den reelle skade som kan påføres fiskelarvene som følge av oljeeksponering. Denne funksjonen er benyttet i skadeberegningene for fiskeegg og -larver i forbindelse med kunnskapsinnhenting.

For sjøfugl og sjøpattedyr er det gjerne den fysiske tilgrisingen som medfører størst skadepotensial, ved at fjærdraktens/pelsens isolerende/vannavstøtende egenskaper svekkes, og individet fryser i hjel. For individer som er noe tilgriset kan toksiske effekter være avgjørende, ved at de spiser oljen i forsøk på å rense fjærdrakt/pels.

For strandmiljø er gjerne den fysiske tilgrisingen mest signifikant i akuttfasen, mens toksiske effekter kan bidra til mer langvarige virkninger.

9.2.2 Metode for vurdering av konsekvenser

Metoden for vurdering av konsekvenser har lagt som forutsetninger at utslippet skjer og tar ikke hensyn til gjennomføring av avbøtende tiltak.

Basert på kunnskapen om effekter på de ulike typer av miljøkomponenter og dokumenterte erfaringer fra utslippshendelser, er det etablert skadenøkler hvor restitusjonstid er måleparameteren for miljøskade; “hvor lang tid det tar før miljøkomponenten er tilbake til situasjonen før hendelsen”. Dette er en veletablert metode i “miljørettet risikoanalyse” (MIRA; OLF, 2007) som brukes blant annet ved søknad om utslippstillatelse til forurensningsmyndighetene. Metoden er videre anvendt i arbeidet med forvaltningsplaner og er også anvendt i foreliggende arbeid. I denne metodikken tas det hensyn til miljøkomponenters sårbarhet og bestandssituasjon. Sårbarhet for oljeforurensning og andel av en bestand eller utstrekning av en miljøkomponent som berøres, bestemmer konsekvensen. Det er utviklet spesifikke skadenøkler for ulike miljøkomponenter. Som et eksempel viser en skadenøkkel for sjøfugl med lavt restitusjonspotensial og negativ populasjonsutviklingstrend (Tabell 9-3) at dersom mer enn 30 pst. av bestanden dør, vil det være 100 pst. sannsynlig for en restitusjonstid på over 10 år, dvs. “alvorlig” konsekvens. De andre konsekvensklassene er “mindre”, “moderat” og “betydelig”. Videre viser matrisen for eksempel at gitt et bestandstap på 10-20 pst. kan dette medføre en kombinasjon av miljøskade av moderat (10 pst.), betydelig (50 pst.) og alvorlig (40 pst.) kategori.

Akutt bestandsreduksjon	Konsekvenskategori – miljøskade Teoretisk restitusjonstid i år			
	Mindre <1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
1-5 %	40 %	50 %	10 %	
5-10 %	10 %	50 %	30 %	10 %
10-20 %		10 %	50 %	40 %
20-30 %			20 %	80 %
≤ 30 %				100 %

Tabell 9-3: Skadenøkkel for sannsynlighetsfordeling av teoretisk restitusjonstid ved akutt reduksjon av sjøfuglbestander med lavt restitusjonspotensiale og negativ populasjons-utviklingstrend. Kilde: OLF (2007).

Basert på oljedriftsmodelleringene og data med geografisk fordeling av miljøressurser gjennomføres overlappsanalyser. Dette gjøres ved å koble

sannsynlighet for treff av ulike oljemengdekategorier som fremkommer av oljedriftsimuleringen (henholdsvis 1-100 tonn, 100-500 tonn, 500-1000 tonn og ≥ 1000 tonn per 10×10 km rute), med en sannsynlighet for bestandsreduksjon gitt treff og bestandsandel per 10×10 km rute som kan bli eksponert for oljeforurensning.

Dette er illustrert ved tabell 9-4 for sjøfugl med ulike grad av sårbarhet. Tabellen viser at dersom 10 pst. av en sjøfuglbestand (med sårbarhetsverdi 3) befinner seg i en 10×10 km rute som treffes av 1-100 tonn olje, vil bestandstapet i denne ruta bli 10 pst. $\times$ 20 pst. = 2 pst. Total bestandsreduksjon finnes videre ved å summere bestandstapet i alle berørte ruter som overlapper den aktuelle miljøkomponenten.

Oljemengde (tonn) i 10×10 km rute	Effektnøkkel – akutt dødelighet		
	Individuell sårbarhet av VØK ¹ sjøfugl		
	S1	S2	S3
1-100 tonn	5 %	10 %	20 %
100-500 tonn	10 %	20 %	40 %
500-1000 tonn	20 %	40 %	60 %
≥ 1000 tonn	40 %	60 %	80 %

Tabell 9-4: Effektnøkkel for beregning av andel sjøfugl innenfor en 10×10 km sjørute som omkommer ved eksponering av olje fordelt på fire kategorier. Kilde: OLF (2007).

Ved å beregne bestandstap per oljedriftssimulering kan det etableres en sannsynlighetsfordeling for konsekvenskategoriene ”mindre”, ”moderat”, ”betydelig” og ”alvorlig”. Ved bruk av denne metodikken er det for en lang rekke miljøkomponenter vurdert konsekvenspotensial for utslippsscenarioene og de ulike utslippslokasjonene i analyseområdet. En oppsummering av resultatene er presentert i de følgende underkapitler.

For hver utslippslokasjon er det modellert konsekvenser for hver relevant miljøkomponent for utslippsscenarioer med henholdsvis tre ulike rater og tre varigheter. For enkelte punkt er det også modellert for to oljekvaliteter. Det foreligger således et betydelig sett av resultater, som naturligvis også representerer et stort spenn i konsekvenspotensial. Resultater fra samtlige

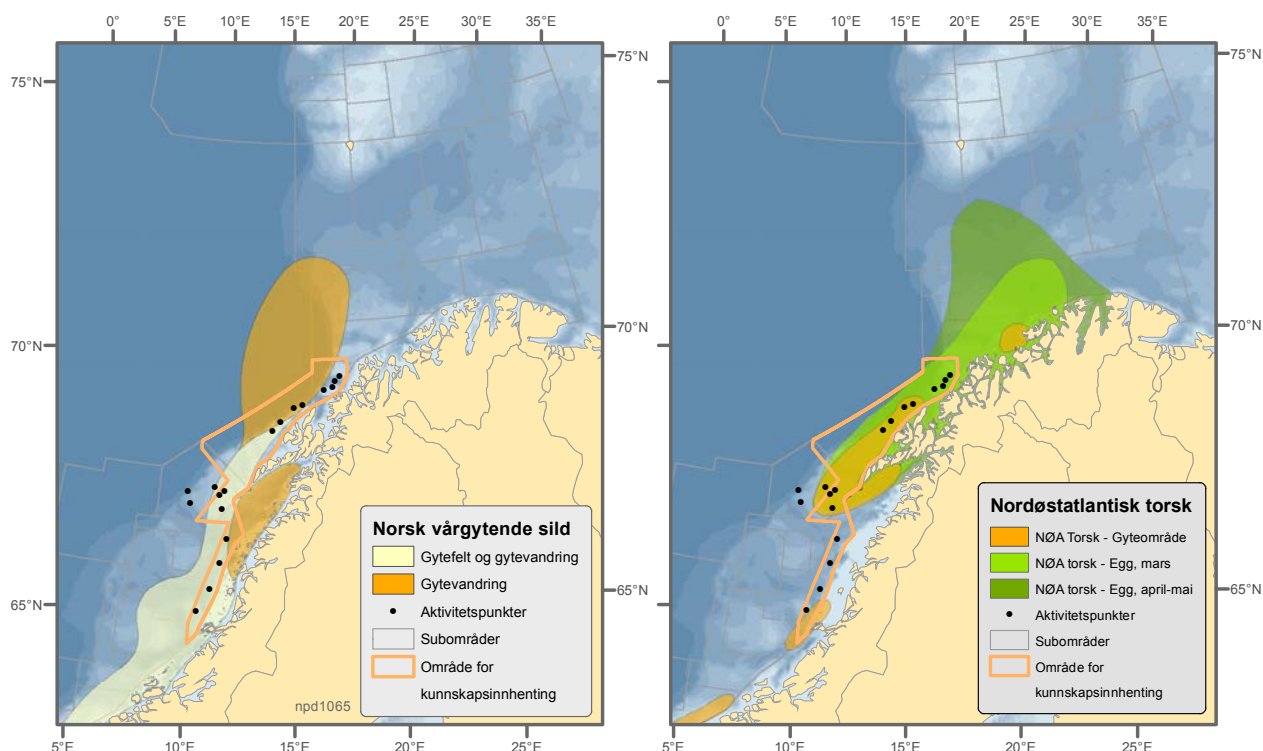
scenarioer er presentert i underlagsrapporten (Kruuse-Meyer m.fl., 2012). Det er her valgt å presentere resultater som er vektet for alle rate- og varighetskombinasjoner. Dette angir resultater for alle modellerte scenarioer der en har tatt hensyn til relativ sannsynlighet av de ulike scenarioene. I tilfeller hvor disse betingelsene ikke gir målbar konsekvens er andre resultater basert på andre forutsetninger presentert. I tillegg er det diskutert resultater fra utslippsscenarioer der en har lagt til grunn høy utslippsrate, lang varighet og vær og vindforhold som gir stor påvirkning på miljøkomponenter nær den aktuelle utslippslokasjonen.

9.2.3 Konsekvenspotensial for fisk

Konsekvenser for fisk er modellert for alle kombinasjoner av rater og varigheter. Men det er kun kombinasjonen av høyeste rate og lengste varighet som gir tapsandeler av fiskeegg/larver over en halv pst. Lavere rater og/eller varighet medfører ikke miljøskade etter metodikken som er benyttet. For de fleste modelleringer er følgende konsekvenspotensialet lavt/neglisjerbart.

Resultatene som er presentert under er derfor basert på ekstreme forutsetninger for utblåsning og angir verst tenkelig omfang av konsekvenser.

For fisk gir overflateutblåsningene generelt lavere konsentrasjoner i vannsøyle og lave tapsandeler sammenlignet med en utblåsning på havbunnen. Det er derfor valgt å presentere resultater fra havbunnsutblåsninger. Konsekvenspotensialet for fisk varierer gjennom året. I store deler av året er det ikke betydelige mengder fiskeegg/larver i analyseområdet og konsekvensene av et utslipp i slike perioder vil være neglisjerbare. Generelt er perioden fra mars-mai og utover sommeren (juli - august) mest sårbar, noe varierende for ulike deler av analyseområdet. Torsk og sild er de fiskearter som er studert. Lodde er også inkludert i analysene for de nordligste lokasjonene, men ga lavere tapsandeler enn torsk og sild. Figur 9-6 angir gyteområder og et forenklet bilde av drift av egg/larver for torsk og sild.

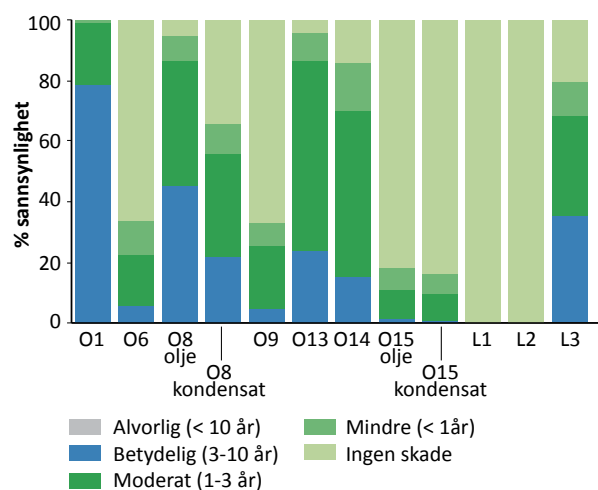


Figur 9-6. Gyteområde/gytevandring av sild (til venstre) og gyteområder samt egg av nordøst atlantisk torsk. Kilde: Ottersen og Auran, 2007.

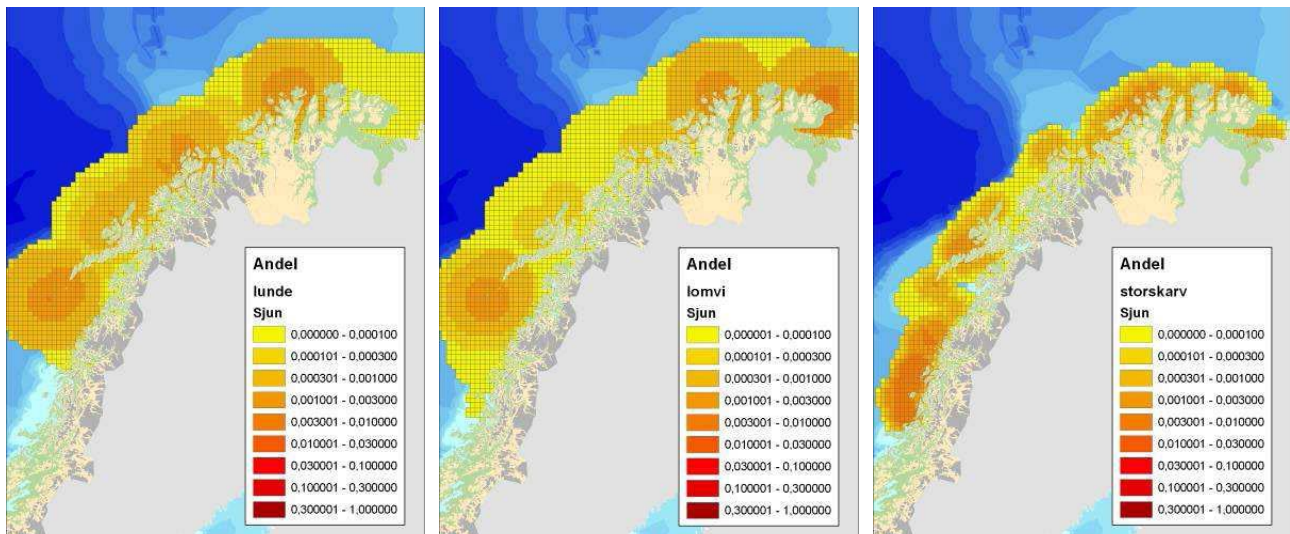
Resultater er presentert for arten med størst konsekvenspotensial i hvert område for måneden med størst konsekvens. Det er således svært konservative forutsetninger som er lagt til grunn for de resultater som her presenteres.

Basert på modellerte tapsandeler er det også for fisk beregnet effekt på bestanden uttrykt i form av restitusjonstid. Resultater for utslippsscenarioer med "verste tilfelle" betingelser er presentert i figur 9-7. Utslippsscenarioer med lavere rate og/eller varighet gir ingen målbare tapsandeler for samtlige utslippslokasjoner. For letebrønnene L1 og L2 er det heller ikke analysert målbare konsekvenser i "verste tilfelle". Lokasjonen O1 (i Troms II utenfor Kvaløya) skiller seg ut konsekvensmessig i negativ retning. Her er det 79 pst. sannsynlighet for miljøskade med restitusjon inntil 3-10 år for torsk. Også lokasjonen O8 angir inntil 45 pst. sannsynlighet for miljøskade med restitusjon 3-10 år. For de andre lokasjonene er det mindre grad av sannsynlighet for betydelig miljøskade og generelt en forventning om mindre/moderat eller ingen miljøskade. Det understrekes igjen at dette konsekvensbildet gjelder for verste utslippsbetingelser og for den art i den måned med høyest konsekvenspotensial.

Dette gir muligheter også til å gjøre konsekvensreducerende tiltak. For scenarioene med lavere rate og varighet, og for flere scenarioer med verst tenkelig betingelser med utslipp fra havoverflaten, samt for årstider uten viktige mengder av fiskeegg/-larver i de aktuelle områdene, angir analysene ingen miljøskade.



Figur 9-7. Sannsynlighet for miljøskade uttrykt ved restitusjonstid for gytebestand av torsk/sild ved oljeutblåsning fra havbunn i ulike posisjoner for scenarioer med høyest rate og varighet. Kilde: Kruuse-Meyer m.fl., 2012.



Figur 9-8. Geografisk bestandsfordeling av lunde (venstre), lomvi og storskarv i hekkeperioden (juni) angitt i pst. av totalbestand pr. 10x10 km rute. Kilde: Kruuse-Meyer m.fl., 2010.

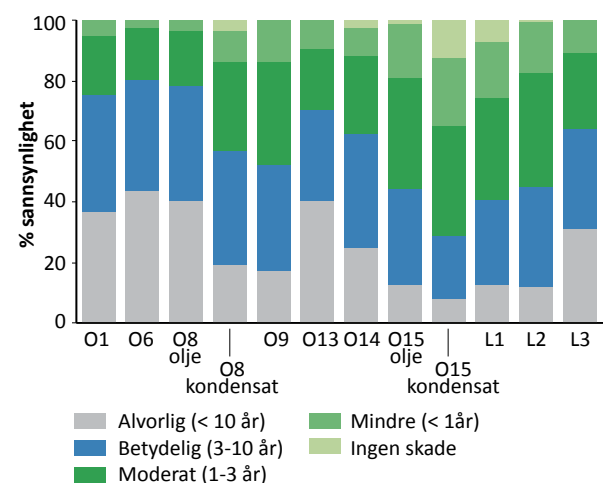
9.2.4 Konsekvenspotensial for sjøfugl

Gjennomgående er de høyeste konsekvenspotensialene funnet for sjøfugl relativt til andre analyserte miljøkomponenter i analyseområdet. Sjøfugl er sårbare for oljeutslipp, både gjennom deres adferd (de befinner seg på havoverflaten store deler av tiden) og ved lav toleranse for fysisk kontakt med olje.

Konsekvenspotensialene er analysert for en rekke arter, men hvor alkefugl som lunde, alke og lomvi gjennomgående har høyest konsekvenspotensial. Lunde er den mest tallrike arten i Norskehavet med ca. 800 000 hekkende par (herunder ca. 500 000 par på Røst) av totalt knapt 1,3 mill. hekkende par av sjøfugl i dette havområdet (Barret m.fl., 2006). Hekkebestanden av lomvi er redusert fra flere 100 000 par på 60-tallet til under 20 000 par nå, og bestanden vurderes som truet. Gjenstående kolonier av betydning omfatter Røst (i analyseområdet) samt Hjelmsøya og Hornøya langs Finnmarkskysten. I områdene sør for Lofoten er det i større grad relativt store bestandsandeler av sjøfugl som storskarv og ærfugl, men også disse artene har vid utbredelse. Geografisk fordeling av bestandsandeler av henholdsvis lunde, lomvi og storskarv er illustrert i figur 9-8.

I figur 9-9 angis resultater med sannsynlighetsfordeling for miljøskade på sjøfugl for den

måned hvor det er estimert størst konsekvens, og for den arten som er målt med høyest konsekvens. Resultatene er her basert på en vektning av resultatene for alle rater og varigheter. Det høyeste konsekvenspotensialet er funnet for lokasjonene i Nordland VI, VII og Troms II, med 70 – 80 pst. sannsynlighet for miljøskade med restitusjonstid over tre år, herunder 40-45 pst. sannsynlighet for miljøskade over 10 år. Også for andre lokasjoner er det analysert et betydelig konsekvenspotensial for sjøfugl, generelt lavere sør for Lofoten og noe varierende gjennom området.



Figur 9-9. Sannsynlighet for ulik grad av skade (uttrykt ved restitusjonstid) for den måneden med høyest utslag for sjøfugl, gitt en overflateutblåsning (gir størst konsekvens på sjøfugl relativt til havbunnsutslipp), vektet for alle rate- og varighetskombinasjoner, vist for hver av lokasjonene. Kilde: Kruuse-Meyer m.fl., 2012.

Relativt mellom lokasjonene er det O6 (utenfor Andøya) som har det mest omfattende konsekvenspotensialet for vektete utslippsbetingelser (resultater fra alle rater og varigheter, sannsynlighetsfordelt). For verst tenkelige utslippsbetingelser angir konsekvenspotensialet inntil 100 pst. sannsynlighet for alvorlig miljøskade med restitusjonstid over 10 år for vinter-sesongen, 50-65 pst. sannsynlighet for alvorlig miljøskade om våren, 80-90 pst. sannsynlighet om sommeren og 20-30 pst. sannsynlighet om høsten. I motsatt retning angir de minst ekstreme utslippsbetingelsene fra null til 20 pst. sannsynlighet for alvorlig miljøskade for samme lokasjon, varierende gjennom året.

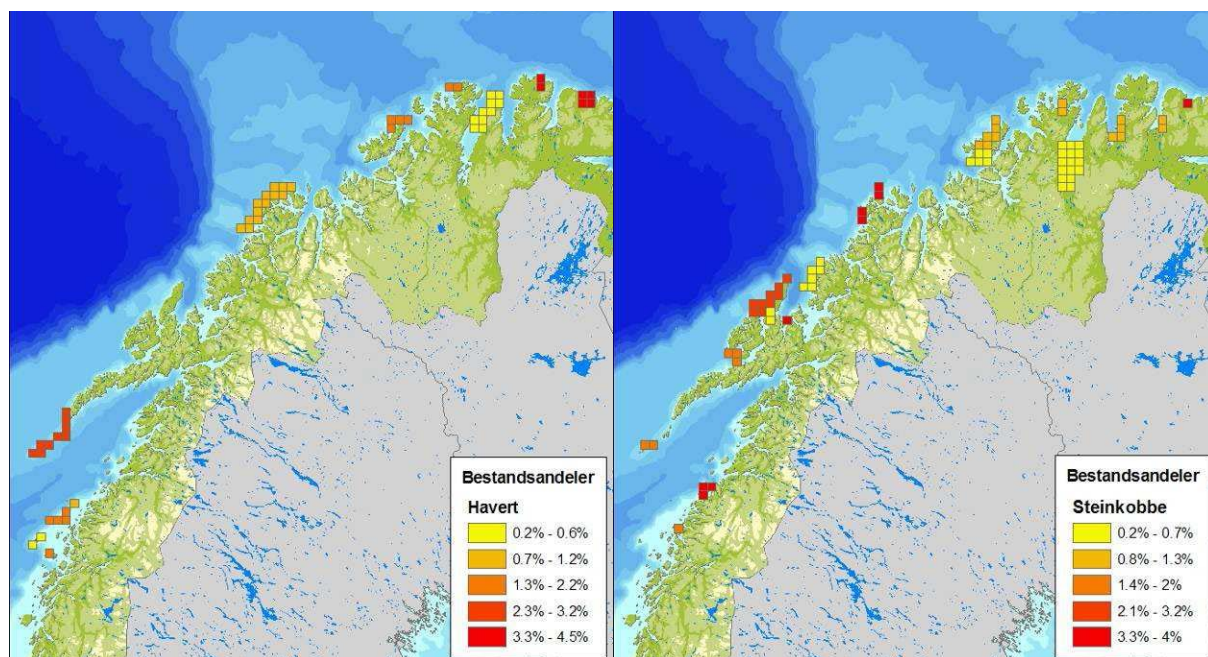
Som nevnt er det i resultatutvalget fokusert på den arten som oppnår størst konsekvens og for måneden med størst konsekvens. Det er betydelig variasjon i konsekvenspotensial gjennom året. For sjøfugl er det relativt lavere konsekvenspotensial om høsten. I enkelte områder er konsekvenspotensialet høyest om vinteren, for andre delområder i vår-/sommer-sesongene, generelt knyttet til hekkelokaliteter.

9.2.5 Konsekvenspotensial for marine pattedyr, plankton og bunndyr

De kvalitative konsekvensvurderingene for plankton konkluderer med mulig lokal effekt i nærheten av utslippspunktene, men konsekvensene er kategorisert som *mindre* eller *neglisjerbare* (Kruuse-Meyer m.fl., 2012).

Ved akuttutslipp av olje er det generelt forventet liten og lokalt begrenset eksponering av korallrev og svampsamfunn. Dersom eksponeringen av korallrev og svampsamfunn blir langvarig, vil det kunne forekomme skader på lokale korallrev og svampsamfunn som det vil ta lang tid å restituere (>10 år).

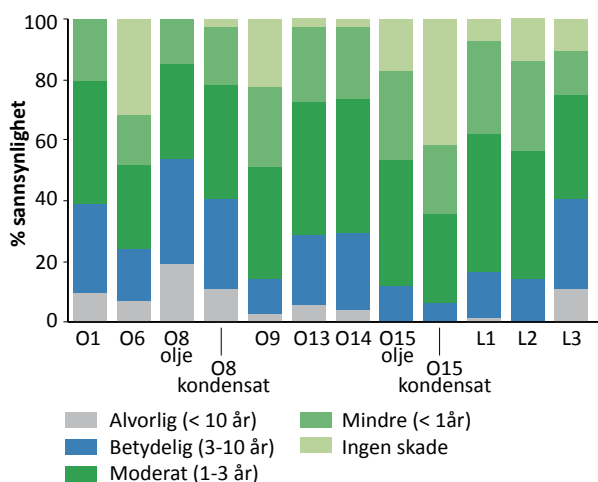
For arter av hval som primært opptrer enkeltvis er konsekvenspotensialet generelt vurdert å være lavt (mindre miljøskade). Men, konsekvenspotensialet ved eventuell eksponering av individer av grønlandshval er vurdert som høyere på grunn av at restbestanden av denne kritisk truede arten er på mindre enn 50 reproduserende individer. Uhellsutslipp fra lokaliteter med estimerte influensområder i Vestfjorden (O13, O14, L1 og L2) vurderes å ha størst konsekvenspotensial for hval, men dette er begrenset i forhold til bestandsmessige virkninger.



Figur 9-10. Geografisk fordeling av havert (venstre) og steinkobbe (høyre) i analyseområdet. Kilde: Ottersen og Auran 2007.

Kystsel som havert og steinkobbe er spesielt utsatt for oljepåvirkning i forbindelse med kaste- (fødsel) og hårfellingsperiodene. Konsekvenspotensial er beregnet på lik linje med sjøfugl, fisk og strand. Figur 9-10 angir forekomst av bestandsandeler av kystsel i analyseområdet³², og angir således i hvilke områder de er mest utsatt.

For enkelte utslippslokasjoner (figur 9-11) oppnår steinkobbe relativt høyt konsekvenspotensial i juni (12 pst. sannsynlighet for alvorlig miljøskade for punkt O8), mens havert oppnår alvorlig konsekvenspotensial i september-oktober for hendelser fra punkt O8 med lang varighet. Relativt mellom lokasjonene er det O8 som har det høyeste konsekvenspotensialet for de vektete utslippsbetingelsene (resultater fra alle rater og varigheter, sannsynlighetsfordelt). Her er analysert 19 pst. sannsynlighet for alvorlig miljøskade og totalt over 50 pst. sannsynlighet for miljøskade med restitusjonstid over tre år. Relativt høyt konsekvenspotensial er videre funnet for lokasjonene O1, L3, O13 og O14, med 30-40 pst. sannsynlighet for miljøskade med restitusjonstid over tre tre år.



Figur 9-11. Sannsynlighet for ulike grad av skade (uttrykt ved restitusjonstid) for den måneden med høyest utslag for marine pattedyr, gitt en overflateutblåsning, vektet for alle rate- og varighetskombinasjoner, vist for hver av lokasjonene. Kilde: Kruuse-Meyer m.fl., 2012.

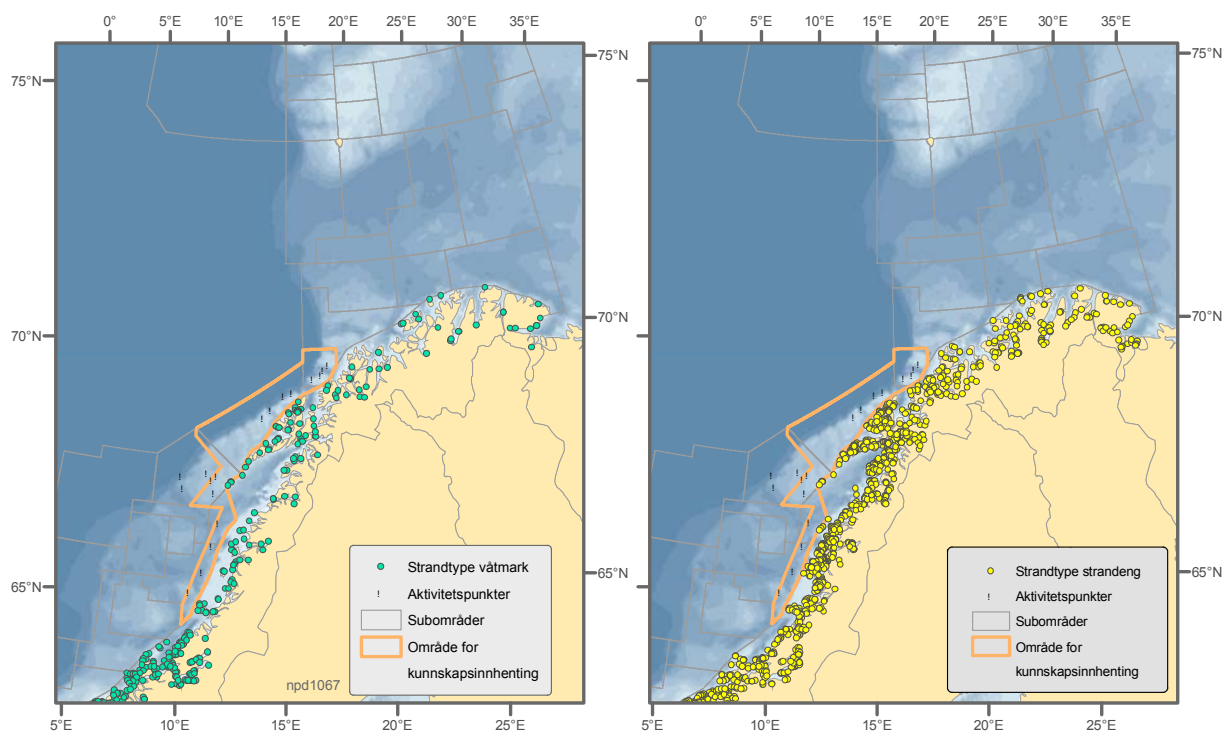
³² Bestandsestimatene for havert dekker området fra Stad til grensen mot Russland, for steinkobbe fra Rogaland til grensen mot Russland.

Verst tenkelige utslippsscenarioer angir de største konsekvensene totalt sett på steinkobbe for lokasjonen O8 med 75-90 pst. sannsynlighet for alvorlig miljøskade i månedene juni og juli. For havert er det største konsekvenspotensialet sør og nord i området, med 25-40 pst. sannsynlighet for alvorlig miljøskade fra posisjon O1 og 30-40 pst. sannsynlighet for alvorlig miljøskade fra O15. De fleste lokasjonene angir betydelig grad av sannsynlighet for alvorlig miljøskade ved disse utslippsbetingelsene.

9.2.6 Konsekvenspotensial strandmiljø

Effekter av olje på strandhabitat oppstår ved en kombinasjon av oljens mekaniske belastning og dens giftighet over tid. Erfaringer fra historiske akuttutslipp av olje viser at skadene på strandmiljøet kan variere i omfang og varighet – fra stor negativ påvirkning av lokalt økosystem (hvor tilstedeværende planter og dyr går til grunne og nyetablering tar langt tid) til marginale, ikke-dødelige effekter på individnivå (Kruuse-Meyer m.fl., 2012). Ulike typer av strand har ulike sårbarhet for olje, og ulike evne til rensing og restitusjon. Evnen til naturlig rensing og restitusjon avhenger av ulike forhold der bølgeeksponering bidrar til hurtigere utvasking og nedbrytning av olje. Strandenger og våtmark er generelt mest sårbare for oljepåvirkning, med over 10 års restitusjonstid etter oljepåvirkning, men også andre beskyttede strandmiljø kan være svært sårbare. Figur 9-12 gir en oversikt over strandenger og våtmark i analyseområdet.

I figur 9-13 er det presentert resultater for oljeutblåsning, som legger til grunn vektete forutsetninger (resultater fra alle rater og varigheter, sannsynlighetsfordelt), angitt ved omfang av konsekvenspotensial på strandhabitat. Alvorlig miljøskade (restitusjonstid over 10 år) kan inntreffe fra flere lokasjoner med en sannsynlighet opp mot tre pst. (lokasjonene utenfor Vesterålen). Betydelig miljøskade (tre-10 års restitusjonstid) kan inntreffe fra de fleste posisjoner for oljeutslipp, varierende mellom 7-15 pst. sannsynlighet. Moderat miljøskade (ett til tre års restitusjonstid) kan inntreffe fra samtlige posisjoner, varierende

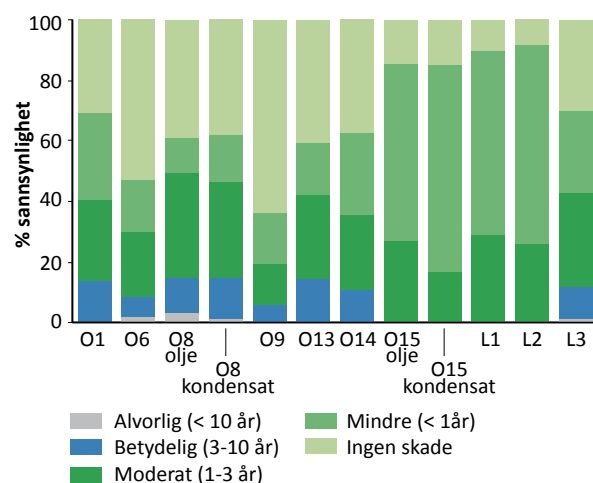


Figur 9-12. Forekomst av strandtypene våtmark (venstre) og strandeng i analyseområdet. Kilde: Kruuse-Meyer m.fl., 2012.

fra 14-35 pst. sannsynlighet. Mindre miljøskade varierer mellom 12-69 pst. sannsynlighet for å inntreffe mellom ulike lokasjoner, mens ingen miljøskade har fra åtte til 64 pst. sannsynlighet. Totalt sett angir dette at det er relativ store forskjell i potensial for skade på strandhabitat fra de ulike lokasjonene, og at også grad av miljøskade vil variere betydelig. Gjennomgående er det 0-15 pst. sannsynlighet for miljøskade som tar over tre år å restituere, mens forventet miljøskade gjennom hele området vil være mindre miljøskade, med inntil ett års restitusjonstid.

Generelt vil lengre varigheter av utblåsninger (og totalt større oljemengder) medføre større grad av stranding av olje. De mest ekstreme scenarioene (varighet av utblåsning på 50 døgn) vil således gi et verre konsekvensbilde, mens scenarioer med lavere rater og kortere varighet vil gi et betydelig lavere omfang av konsekvenser. For lokasjon O8 (utenfor Bø i Vesterålen), som vil ha relativt størst potensial for miljøskade under vektete betingelser, angir verste scenario 25-65 pst. sannsynlighet for miljøskade med restitusjon over tre år (herunder 9-25 pst. sann-

synlighet for skade over 10 år). Kombinasjonen korteste varighet/laveste rate gir 68-85 pst. sannsynlighet for mindre eller ingen skade.



Figur 9-13. Sannsynlighet for konsekvenspotensial uttrykt ved restitusjonstid for strandhabitat. Sammenstilling mellom alle lokasjoner for median utslippsscenarioer. Kilde: Kruuse-Meyer m.fl., 2012.

9.2.7 Oppsummering av miljøkonsekvenser ved store akuttutslipp

Blant de vurderte lokasjonene er det generelt lokasjonene lengst syd i Norskehavet (L1, L2 og O15) som relativt sett har det laveste konsekvenspotensialet for både sjøfugl, marine pattedyr, standhabitater og fisk. Dette har sammenheng med at disse lokasjonene har lavere forventede utblåsningsrater enn de resterende lokasjonene i det nordøstlige Norskehavet. Det er likevel over 10 pst. sannsynlighet for restitusjonstid over 10 år for sjøfugl, gitt utslipp (vektet for alle rate- og varighetskombinasjoner) fra disse lokasjonene i den måned der utslaget er størst. Forventet konsekvens ved utblåsning fra en av disse lokasjonene er inntil tre års restitusjonstid.

Lokasjonene O1, O6, O8 og O13 er de lokasjonene som har det høyeste konsekvenspotensialet for en eller flere av miljøressursene det er gjennomført beregninger for. Det relativt sett mest alvorlige konsekvenspotensialet er beregnet for lokasjon O6 med litt over 50 pst. sannsynlighet for restitusjonstid over 10 år for sjøfugl gitt utslipp (vektet for alle rate- og varighetskombinasjoner).

For fisk er konsekvenspotensialet størst ved sjøbunnsutblåsning fra lokasjon N-O1, hvor det er om lag 80 pst. sannsynlighet for miljøskade med restitusjon inntil tre-10 år for torsk i verst tenkelige tilfelle (varighet 50 døgn og utblåsningsrate 4 500 Sm³/døgn). Et slikt konsekvenspotensial er kun relevant for en del av året, generelt vår/sommer. Konsekvensene ved laveste utblåsningsvarighet (som har størst sannsynlighet) vil være *neglisjerbare*, dvs. mindre enn en halv pst. tap av egg og larver.

9.3 Miljørisiko ved store akuttutslipp

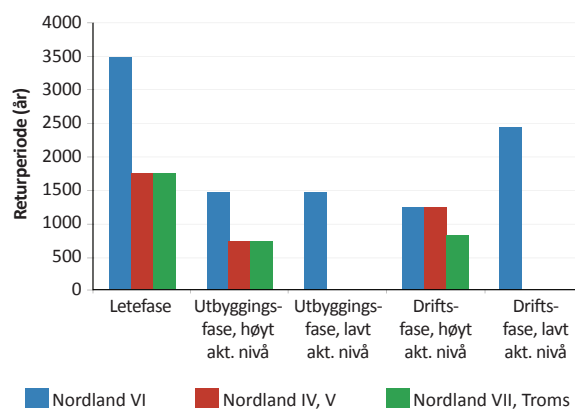
For å sette konsekvensene ved utslippsscenarioene i et miljørisikoperspektiv er det tatt utgangspunkt i sannsynlighet for oljeutblåsning for de ulike scenarioene. Det er valgt å fokusere på sjøfugl, sjøpattedyr og strandhabitat, da det er disse miljøkomponentene som slår ut mest i

konsekvensanalysen. Det er valgt å vise miljørisiko for letefasen, utbyggingsfasen og driftsfasen for hver av utslippslokasjonene.

Sannsynlighet for oljeutblåsning er høyest for utbyggingsfasen i høyt aktivitetsbilde (OD, 2012-a), som omfatter utbygging av fire oljefelt og boring av 20 produksjonsbrønner per år. Årlig utblåsningsfrekvens for området Nordland IV/V, og Nordland VII/Troms II tilsvarer én utblåsning fra hvert av områdene per 750 utbyggingsår. I Nordland VI i utbyggingsfasen angir frekvensen én utblåsning fra området per 1 500 utbyggingsår.

I driftsfasen vil utblåsningsfrekvensen være høyest for området Nordland VII/Troms II i og med at det her vil være flest produserende oljebrønner. Frekvensen er beregnet å tilsvare én utblåsningshendelse per 820 driftsår. For scenarioet med lavt aktivitetsnivå vil det kun være oljeproduksjon i Nordland VI, med 10 produserende brønner. Frekvensen blir da tilsvarende én utblåsning per 2 500 driftsår.

Til sammenlikning ble det for Nornefeltet i Norskehavet beregnet en utblåsningsfrekvens³³ for driftsfasen (Kruuse-Meyer m.fl., 2009) tilsvarende én utblåsning per 1 200 driftsår.



Figur 9-14. Utblåsningsfrekvenser for ulike faser av utbygging og drift av petroleumsvirksomhet i aktivitetsnivåene. Uttrykt som returperiode – antall år mellom utblåsning. Kilde: Kruuse-Meyer m.fl., 2012.

³³ Utblåsningsfrekvensen for Nornefeltet er beregnet ut fra en antagelse om 24 produserende brønner, fire boreoperasjoner, tre wireline-operasjoner, en kveilerørsoveroperasjon og en brønnoverhaling.

Konsekvensvurderingene for fisk viste i all hovedsak at det kun var de verste utslippsbetingelsene som ga konsekvensutslag. Disse utslippsbetingelsene har samtidig svært lav sannsynlighet. Den påfølgende miljørisiko er derfor betraktet som meget lav. Returperioden for en hendelse kategorisert med betydelig miljøskade vil være meget lang og kun gi negative utslag i mindre deler av året.

For andre miljøkomponenter som sjøfugl og strandhabitat ble det påvist konsekvenser også for utslippsscenarioer med kortere varigheter og mindre rater, og disse miljøkomponentene ble således vurdert som dimensjonerende for risikonivået. Disse er derfor i studert i større grad (Kruuse-Meyer m.fl., 2012).

For å vurdere miljørisiko er det valgt å fokusere på artene med høyest utslag i konsekvensberegningen. For Nordland VI var dette lunde og alkekonge, for Nordland IV og V var dette polarlomvi og lunde, mens det for Nordland VII og Troms II var alke, praktærfugl, krykkje, lunde og selarten havert. I letefasen er månedene med høyest utslag valgt ut, mens det for utbygging og drift er tatt utgangspunkt i helårsstatistikk for lokasjon O13 i Nordland VI, O14 i Nordland V og O6 i Nordland VII. Det var disse lokasjonene som kom dårligst ut i konsekvensberegningene. Skaden er kategorisert tilsvarende som i konsekvensberegningene slik at forventet restitusjonstid mindre enn ett år betegnes som *mindre* miljøskade, restitusjonstid ett til tre år betegnes som *moderat* miljøskade, restitusjonstid tre til 10 år betegnes som *betydelig* miljøskade og restitusjonstid over 10 år betegnes som *alvorlig* miljøskade.

Figur 9-15 viser antatt returperiode (antall år med aktivitet før en kan forvente miljøskade i hver av de definerte skadekategoriene) for områdene Nordland IV/V, Nordland VI og Nordland VII/Troms II. Det er bare skadekategoriene *moderat*, *betydelig* og *alvorlig* miljøskade som er vist da returperiodene for *ingen* eller *mindre* miljøskade til sammenlikning vil være svært lang.

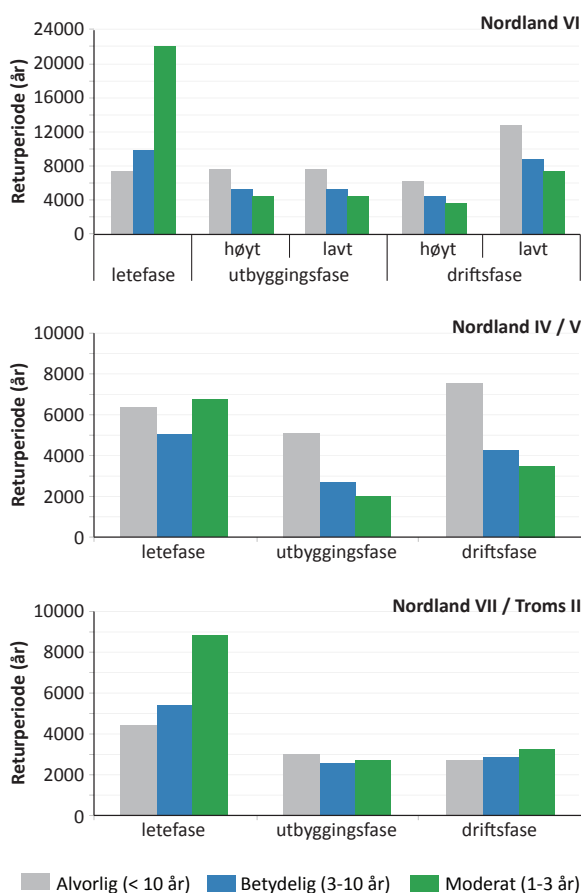
Hendelsesfrekvensen for utblåsning og miljøskade er lavere i letefasen enn i utbygging og

drift (gitt høyt aktivitetsnivå), men i denne fasen er potensielt konsekvensene mer alvorlige. Hovedårsaken til at konsekvensene fremstår som mer alvorlige i letefasen er at det konservativt er tatt utgangspunkt i den måneden med høyest konsekvenspotensial for hvert område, mens det ved helårig utbygging og drift er gjort et gjennomsnitt over året. Dette betyr at konsekvensene i letefasen kan bli mindre dersom en utblåsning finner sted i en periode av året der naturressursene i influensområdet er mindre sårbare eller tilstede i færre antall. Styring av leteaktiviteter i forhold til tid på året, slik som det gjøres på åpnede deler av norsk sokkel, vil således medføre risikoreduksjon.

I områdene Nordland VI og Nordland VII/Troms II i letefasen er det størst relativ sannsynlighet for alvorlig miljøskade, forutsatt at hendelsen skjer i juli i Nordland VI eller november i Nordland VII/Troms II. Returperioden for alvorlig miljøskade tilsvarer én hendelse per 7 500 år med leteboring i Nordland VI, og én hendelse per 4 400 år med leteboring i Nordland VII/Troms II. I Nordland IV/V er det, i letefasen, størst sannsynlighet for betydelig miljøskade, tilsvarende én hendelse per 5 000 år med leteboring.

I utbyggingsfasen er utblåsningsfrekvensen høyest med utbygging i Nordland IV/V og Nordland VII/Troms II gitt høyt aktivitetsnivå. For Nordland IV/V er returperiode for betydelig miljøskade 2700 år og for moderat miljøskade 2000 år. Relativ sannsynlighet for alvorlig miljøskade er høyest for driftsfasen i Nordland VII/Troms II, tilsvarende én hendelse med alvorlig miljøskade per 2700 år med drift.

Utblåsningsfrekvens for Nordland VI er høyest i driftsfasen gitt høyt aktivitetsnivå. I dette området kan det forventes én utblåsning per 1 200 driftsår. Returperioden for en moderat miljøskade i Nordland VI er ca. én hendelse per 3 700 år med drift.



Figur 9-15. Antall år med aktivitet per miljøskade på sjøfugl/sjøpattedyr i kategori moderat, betydelig eller alvorlig i hver av fasene ved etablering av petroleumsvirksomhet (høyt aktivitetsnivå) i området Nordland VI (øverst), Nordland IV/V (i midten) og Nordland VII/Troms II (nederst). Kilde: Kruuse-Meyer m.fl., 2012.

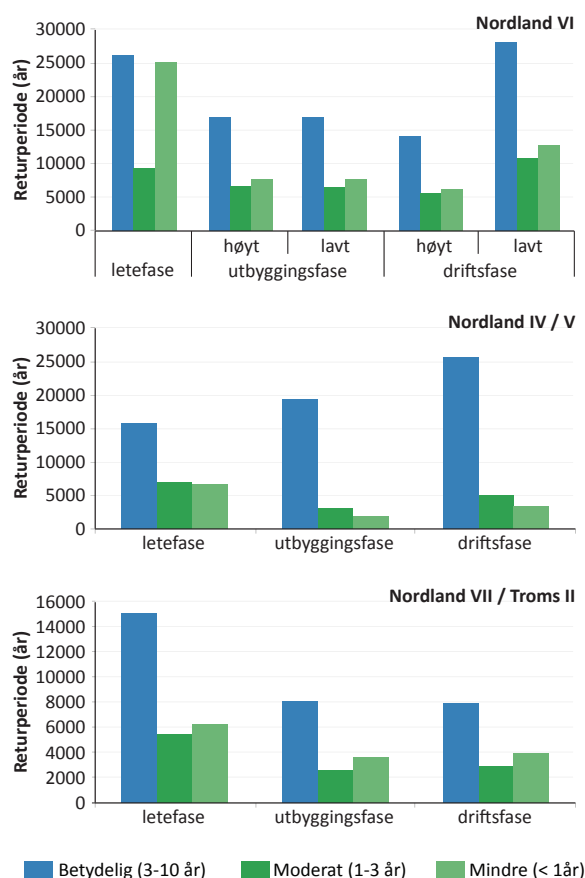
Lokasjon O8 (Nordland VII), L3 (Nordland VI) og O14 (Nordland V) viste størst negativ konsekvens for strandhabitat, og disse lokasjonene er derfor vurdert i miljørisikoberegningene.

Skaden er kategorisert tilsvarende som i konsekvensberegningene slik at forventet restitusjonstid mindre enn ett år betegnes som mindre miljøskade, restitusjonstid ett til tre år betegnes som moderat miljøskade, restitusjonstid tre til ti år betegnes som betydelig miljøskade og restitusjonstid over ti år betegnes som alvorlig miljøskade. Resultatene er vist i figur 9-16 som returperioden for skadekategori mindre, moderat og betydelig. Returperioden for skadekategori alvorlig er svært lang sammenliknet med de resterende skadekategoriene, og derfor ikke inkludert i figurene.

For alle områdene er returperioden lengst for alvorlig miljøskade, dvs. minst sannsynlige konsekvens.

Sannsynligheten for en utblåsningshendelse i utbyggingsfasen av Nordland VII/Troms II eller Nordland IV/V tilsvarer én utblåsning per 750 år, og det størst relativ sannsynlighet for mindre eller ikke-kvantifiserbar miljøskade (*ingen* miljøskade). Av de ulike områdene er det størst relativ sannsynlighet for betydelig miljøskade forbundet med utblåsning fra Nordland VII/Troms II i driftsfasen. Frekvensen tilsvarer én hendelse med betydelig miljøskade per 7 800 driftsår.

Sannsynligheten for alvorlig miljøskade er lav i alle faser i alle områder, men høyest for Nordland VII/Troms II i utbyggingsfasen tilsvarende én hendelse med alvorlig miljøskade per 42 000 år med utbygging.



Figur 9-16. Antall år med aktivitet per miljøskade på strand i kategori mindre, moderat, betydelig eller alvorlig i hver av fasene ved etablering av petroleumsvirksomhet i området Nordland VI (øverst), Nordland IV/V (i midten) og Nordland VII/Troms II (nederst). Kilde: Kruuse-Meyer m.fl., 2012.

9.3.1 Oppsummering og vurdering av risikonivå

Vurderingene av miljørisiko for aktivitetsbildene i analyseområdet viser gjennomgående lav miljørisiko, særlig fordi sannsynlighet for betydelig eller alvorlig miljøskade er lav. Dette på tross av at konsekvensvurderingene isolert sett angir et betydelig potensial for store konsekvenser på miljø. I dette ligger en lav sannsynlighet for oljeutblåsning samt en lav sannsynlighet for en oljeutblåsning som overlapper med de mest utsatte perioder og områder/naturressurser. Det er i denne vurderingen av miljørisiko ikke tatt hensyn til risikoreduserende tiltak ved styring av enkelte aktiviteter i forhold til sårbare perioder, eller konsekvensreduserende tiltak som beredskap mot akutt forurensning. Sistnevnte er adressert i kapittel 10.

Konsekvenspotensial og miljørisiko relatert til oljeutslipp fra eventuell petroleumsvirksomhet i analyseområdet har vært studert i flere anledninger. Det er i foreliggende arbeid sett på et stort geografisk område, mange utslippslokasjoner er analysert, og nye strømdata er lagt til grunn. De resultatene som er fremkommet gjennom kunnskapsinnhenting bekrefter det konsekvenspotensialet som tidligere er funnet. Generelt er det nå som tidligere identifisert et til dels betydelig konsekvenspotensial. Sjøfugl er gjennomgående den miljøkomponent som kan tenkes hardest berørt. Samtidig er miljørisikoen generelt lav, som følge av lav sannsynlighet for at en slik alvorlig hendelse som en oljeutblåsning skal inntreffe. For fisk er konsekvenspotensialet vurdert som mindre relativt til andre miljøkomponenter, og miljørisikoen er vurdert som meget liten. Konsekvenspotensialet for fisk er også begrenset til deler av året.

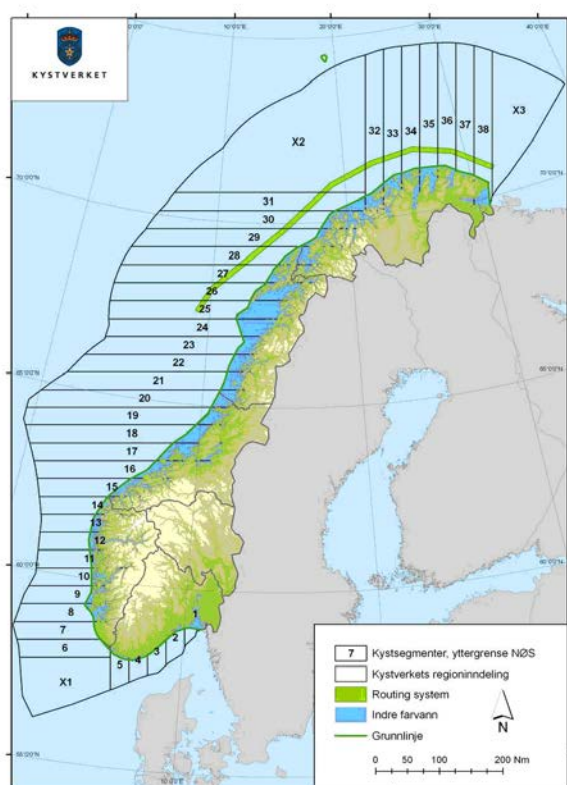
9.4 Miljørisiko for skipstrafikk i analyseområdet

For å sette det analyserte nivået av miljørisiko i en sammenheng er det gjort en sammenligning med miljørisiko for skipstrafikk i analyseområdet. Som et underlag til Kystverkets beredskapsanalyse ble det gjennomført en Miljørisikoanalyse for skipstrafikk (Brude m.fl., 2011). I den analysen ble det beregnet sannsynlighet for ulike miljøkonsekvenser (kategorisert fra K1 - liten konsekvens til K6 - stor konsekvens) for ulike kystsegmenter langs fastlands-Norge. Inndelingen i segmenter er vist i figur 9-17.

I tabell 9-5 er det gitt en oversikt over volumkategorier benyttet i Kystverkets analyse og tilsvarende kategorier avledet fra utblåsningsvolumer benyttet i kunnskapsinnhenting, samt i hvilke konsekvenskategorier disse er plassert. Tabellen angir at for konsekvenser i kategori 3 sammenlignes sannsynligheten for utslipp i størrelsesorden 700 tonn (råolje eller tung bunkers) fra skipstrafikk mot utblåsningsvolumer mellom 500 og

	Konsekvenskategori			
	K3	K4	K5	K6
Representativt utslippsvolum skip:				
- Råolje	700	12 000	30 000	160 000
- Tung bunkers	700	2 500		
Utblåsningsvolum Nordland IV	500-3 750	11 250-12 500	22 500-37 500	75 000
Utblåsningsvolum Nordland V	2 000-4 000	8 000-15 000	30 000-60 000	100 000-200 000
Utblåsningsvolum Nordland VI/VII Troms II	3 000-6 000	9 000-22 500	45 000-75 000	150 000-225 000

Tabell 9-5. Oversikt over volumkategorier av råoljeutslipp og kobling mot ulike konsekvenskategorier fra kystverkets miljørisikoanalyse fra 2011 og utblåsningsvolumer fra ulike delområder i foreliggende analyse. Konsekvenskategori K6 angir mest alvorlige miljøkonsekvenser. Oljemengder angitt i tonn. Kilde: Kruuse-Meyer m.fl., 2012.

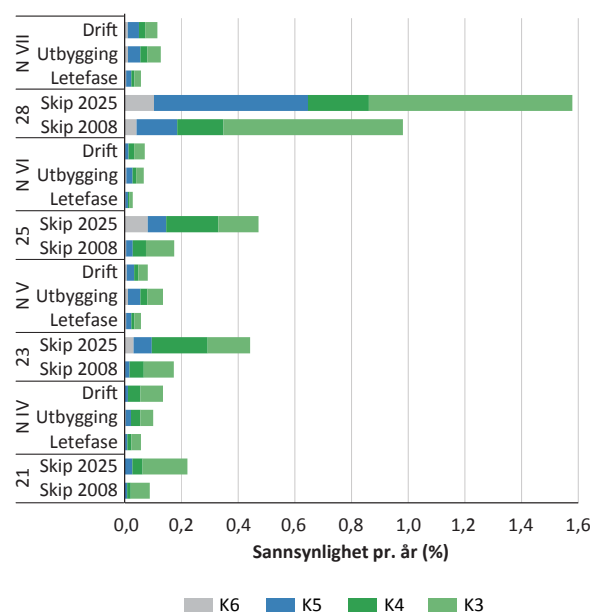


Figur 9-17. Oversikt over ulike kystsegmenter (1 - 38) hvor det ble beregnet miljørisiko forbundet med skipstrafikk i Kystverkets analyse fra 2011. Kilde: Kystverket (St meld 14 (2004-2005)).

3750 tonn olje fra petroleumsaktivitet i Nordland IV. Utblåsningsvolumene er utledet fra utblåsningsrater og -varigheter og sannsynligheten for ulike kombinasjoner av disse.

I figur 9-18 er miljørisiko for de ulike delområdene i analyseområdet sammenlignet med miljørisiko forbundet med skipstrafikk. De ulike delområdene er sammenlignet med det kystsegmentet som de ligger innenfor dvs. Nordland VII

er sammenlignet med kystsegment nr. 28 i Kystverkets analyse, Nordland VI er sammenlignet med kystsegment nr. 25 i Kystverkets analyse osv. Miljørisiko er vist som sannsynlighet (pr. år) for ulike miljøkonsekvenskategorier K3-K6, hvor K6 er størst miljøkonsekvens. De laveste konsekvenskategoriene fra Kystverkets analyse (K1 og K2) er ikke tatt med, da utblåsninger generelt vil havne i kategori 3 og høyere.



Figur 9-18. Miljørisiko vist som sannsynlighet pr. år for ulike miljøkonsekvenser (gitt i kategorier hvor K6 er mest alvorlig). Miljørisiko fra utblåsninger fra ulike delområder (Nordland IV til VII) er sammenlignet med miljørisiko fra skipstrafikk for relevante kystsegmenter langs kysten av Nordland og Troms. Kilde: Kruuse-Meyer m.fl., 2012.

Resultatene viser at miljørisikobildet som følge av høyt aktivitetsnivå for oljevirkksomheten (leteboring, utbygging og driftsfase) generelt sett er lavere enn tilsvarende risikonivå som følger av skipstrafikk i området (selv innenfor et enkelt kystsegment). Resultatene viser også forskjeller mellom områdene.

9.5 Samfunnsmessige konsekvenser ved store akuttutslipp

9.5.1 Konsekvenser for fiskerivirkksomhet

Akutt oljeforurensning kan påvirke fiskeriene direkte ved å båndlegge arealer, tilsøle redskap eller skade ressursgrunnlaget, eller indirekte ved lavere priser på fisk som følge av omdømmeeffekter. Fiskemottak vil kunne påvirkes av reduserte eller fraværende leveranser fra fiskere, og de samme omdømmeeffekter som nevnt over. Havbruk kan bli utsatt for tilsvarende påvirkninger.

Norut og Akvaplan-niva/Proactima (Midtgaard m.fl. 2012-b) har utredet mulige virkninger av et større akutt oljeutslipp i analyseområdet. Studien ser på konsekvenser for utøvelse av fiske og havbruk langs kysten. De to største utslippene på norsk sokkel (Bravo-utblåsningen i 1977 og Statfjord A-utslippet 2007, se introduksjonen til kapittel 9) har ikke medført påvirkninger på fiske. Akutte oljeutslipp i norske farvann har vært dominert av grunnstøtinger og forlis av ulike lastefartøy, med bunkers/diesel generelt under tusen tonn. Denne typen hendelser har gitt begrensede konsekvenser for fiskeri og havbruk.

Selv om både redskap og fartøy kan renses etter tilgrising fra oljesøl, er gjerne at ulempene så store at utstyret må regnes som å være tapt. Tilsløsing av redskap og fartøy kan føre til stopp i utøvelsen av alle typer fiske. For fiskeflåten vil utslippet bety et avbrudd i fisket.

Den generelle antakelsen er at fisk (med en viss mobilitet) vil sanse olje og svømme unna. Det vil

derfor være fiskeegg og -larver som er mest sårbare for oljeforurensning. Erfaringer fra hendelser i andre land tilsier at olje på havet kan føre til restriksjoner for fiskeri pålagt av landets egne myndigheter, og at forbud mot å fiske i hele/deler av området kan vare fra uker (i åpent hav) til måneder (i kystnære områder). Prestige-forliset utenfor Spania i 2002 er imidlertid et eksempel på at konsekvensene av restriksjoner, selv etter en slik alvorlig hendelse, kan være moderate. Her var det satt ulik karantenetid for forskjellige delområder langs kysten. Området med lengst stenging var stengt i om lag ti måneder. Nyere erfaringer fra Macondo-ulykken i Mexicogulfen viser tilsvarende at alle restriksjoner på fiske var opphevet innen ett år etter ulykken (hvorav det meste innen et halvt år).

Erfaringer fra tidligere oljesøl viser at kvaliteten på fangstene kan forringes ved at fisk eller skalldyr tar opp olje i muskelvev og indre organer. Dette kan gjøre fangstene uegnet for konsum eller tilvirkning. Smak av olje er ikke dokumentert for fisk som lever i åpent farvann, og er mer aktuelt for fisk som blir eksponert for kroniske utslipp, oljesøl i kystnære farvann med dårlig vannutskiftning eller hos oppdrettsfisk produsert i urent vann. Virvelløse dyr, som skjell og krepsdyr, vil trolig være mer utsatt da de mangler avgiftningsmekanismer som fisk har.

Markedsvurderinger (omdømmeeffekt) snarere enn forurensningsvurderinger er gjerne en viktig begrunnelse for at restriksjoner pålegges fiskeri i et område etter et akuttutslipp. Frykten for renomméet kan medføre større mottiltak enn hva det i utgangspunktet er grunnlag for. Etter forliset av Braer (Shetland 1993) det ble observert ikke-dødelige konsentrasjoner av olje i vevet hos store mengder oppdrettsfisk. Det ble likevel besluttet at disse skulle slaktes. Ved et oljesøl kan det dermed komme mottiltak f.eks. i form av restriksjoner på fiske i potensielt oljepåvirket område.

Større fiskefartøyer er generelt mer fleksible i forhold til aktivitetsbegrensninger enn den mindre kystflåten, og vil kunne fiske tildelte kvoter et annet sted. Som hovedregel vil tildelte kvotene fiskes opp, men en hendelse kan medføre økte driftskostnader. Sesongfiskerier som torske- og

sildefisket er imidlertid særlig utsatte, spesielt dersom ressursituasjon er dårlig eller det er innført særskilte reguleringer. Dette gjelder særlig for kystfiskeflåten, som har minst fleksibilitet.

Et større utslipp av olje med stranding av olje har størst potensial for å påvirke havbruksnæringen negativt. Et utslipp fra en installasjon til havs som når akvakulturanlegg, kan medføre tilsvarende konsekvenser som for fiskeriene.

Oppdrettsfisk vil stilles overfor de samme utfordringene i fiskemarked som villfisken, der kvalitetsprodukter fra et rent hav er merkevaren til norsk fisk. Som for villfanget fisk, vil oppdrettsnæringens omdømme kunne skades. Et akuttutslipp fra petroleum eller skipsfart som berører områder med oppdrettsvirksomhet, kan få konsekvenser i markedet uavhengig av om fisk eller skalldyr har forringet kvalitet eller ikke.

9.5.2 Konsekvenser for reiselivsnæring og turisme

NORUT Tromsø har i samarbeid med Akvaplan-niva og Proactima (Midtgard m.fl., 2012-b) studert mulige virkninger for samfunn og næringsliv av et eventuelt akutt oljeutslipp i analyseområdet. Spesiell fokus i studien er rettet mot turist- og reiselivsnæringen og fiskeri. Konsekvenser på turisme og reiseliv er også tidligere studert for deler av analyseområdet, blant annet av Asplan Viak i ULB-arbeidet (Asplan Viak, 2003), i forbindelse med oppdatering av forvaltningsplanen for Barentshavet-Lofoten (Haugberg m.fl., 2010), og av Sintef som underlag for forvaltningsplanen for Norskehavet (Bull-Berg m.fl., 2008).

NORUT har sett på effekter av et akuttutslipp, herunder mulig omfang og varighet, basert på kunnskap og erfaringer fra andre områder som har opplevd et oljeutslipp, kunnskap om lokale/regionale samfunns- og næringsmessige forhold (Espelien m.fl., 2012; Midtgard m.fl., 2012-a), og resultater fra oljedriftsmodelleringen (Rudberg m.fl., 2012).

Oljedriftsmodelleringene utgjør en viktig premiss for vurdering av omfang av negative virkninger. Disse viser at oljeutblåsning fra alle analyserte lokasjoner kan medføre at olje kan nå kysten, og i relativt store mengder, varierende i tid og rom. Generelt vil oljen i stor grad drifte nord- og nordøstover med havstrømmer, men hvor vindforhold påvirker hvor oljen kan nå land og hvor hurtig. I oljedriftsmodelleringen er det ikke tatt hensyn til oljevertiltak som gjør det mulig å samle opp olje og redusere skadepotensialet (nærmere omtalt i kapittel 10.3).

Det er usikkerhet knyttet til konsekvenser på reiselivsnæringen av et mulig fremtidig oljeutslipp. Likevel finnes det flere historiske utslippshendelser som bidrar med kunnskap om effekter, deres varighet og konsekvenser for næringer og lokalsamfunn. Selv om resultatene av disse fag-lige analysene ikke alltid er entydige, gir de et godt grunnlag for vurderinger.

Reiseliv er et satsingsfelt, og ikke minst for spesifikke deler av Nord-Norge. Attraktiviteten ligger primært i en uberørt natur, og for deler av reiselivet i et samspill med fiskerinæringen (Midtgard m.fl. 2012-a). I analyseområdet er turistbasert infrastruktur størst i nærheten av befolkningskonsentrasjoner, men også andre områder tiltrekker seg turister som nettopp er motivert av natur og naturbaserte opplevelser. Kystnære landområder er ofte populære feriedestinasjoner. Dette er da de samme geografiske områdene som eksponeres for oljeutslipp, og oljeforurensning av et kystområde vil trolig påvirke feriesegmentet negativt. Feriesegmentet er sammensatt av ulike grupper, hvor de som bruker kystsonen og sjøen trolig vil påvirkes mest. Ferierende som er motivert av aktiviteter som fisketurisme, rorbuferie, hvalsafari og rekreasjon vil være negativt påvirket. Andre former for ferieaktiviteter vil bli mindre influert, for eksempel fotturer i fjellet osv.

I spesifikke undersøkelser foretatt som en del av kunnskapsinnhenting om folks holdninger til eventuelt ikke å besøke et område som er utsatt for oljeforurensning, fremkommer at en kan påregne en nedgang på mellom 30-40 pst. første sommersesong innen feriesegmentet. De erfarte besøkstallene fra tidligere akuttutslipp angir

imidlertid en nedgang på åtte-20 pst. første sesong og deretter normalisering den påfølgende. Erfaringene fra andre undersøkte hendelser viser ikke en varig nedgang for berørt reiseliv. Ved andre undersøkte hendelser ser man en vekst i antall yrkesreisende i etterkant av utslippene. Denne er trolig relatert til opprydningsarbeidet. Basert på forutsetningene om nedgang har NORUT estimert virkninger innen henholdsvis omsetning, sysselsetting og overnatting som følge av et større oljeutslipp fra Nordland IV, Nordland VI og Troms II og tilstøtende områder på land.

Område	Omsetning (mill. kroner)	Sysselsetting (ansatte)	Overnatting (antall)
Nordland IV	27 - 136	78 - 394	17 760 - 88 800
Nordland VI	31 - 154	114 - 568	31 000 - 155 000
Troms II	7,3 - 37	31 - 160	4 500 - 22 400

Tabell 9-6. Virkninger av akutt oljeutslipp på reiselivsnæringen i analyseområdet målt ved lavere omsetning, redusert sysselsetting og færre overnattinger. Forutsatt nedgang på 8-40 pst. Kilde: Midtgard m.fl., 2012-b.

Feriemarkedet er viktigst for Lofoten, og det utgjør en mindre andel av en betydelig mindre reiselivsnæring på Senja og i Vesterålen. Reiseliv i Lofoten vil derfor trolig bli sterkest rammet ved et oljeutslipp. Lofoten er kjent for sine naturkvaliteter i kombinasjon med en fiskerkultur, begge elementer som påvirkes gitt et oljepåslag. Oljen fra tankskipsulykkene med Prestige og Sea Empress tilgriset regioner av stor naturverdi, herunder naturvernområder og nasjonalparker. Dette var områder som ble prioritert under oppryddingsarbeidet, og det finnes ikke belegg for å hevde at renomméet til disse stedene ble ødelagt.

Lofoten har flest ferierende, og gjesteundersøkelsen (se Midtgard m.fl., 2012-a) danner grunnlag for å anta at noen vil avholde seg fra å reise til området gitt et uhell. Disse vil bli erstattet, spesielt første året etter eventuelt påslag, av oppryddingspersonell, fagdelegasjoner og komiteer. Økonomisk vil hotell- og overnattingsbransjen bli lite skadelidende, da segmen-

tene yrke og kurs & konferanse vil fylle opp kapasiteten. Aktivitetstilbydere vil trolig bli mer utsatt.

Det ligger en rekke fisketurismebedrifter langs kysten. Felles for disse er at de har aktivitet (av omfang) fra mars - april av og ut oktober. Fisketurisme er spredt over en større del av året enn noen annen gruppe, og deres tilstedeværelse er helt avhengig av et rent og tilgjengelig hav. Dette er gruppen av næringsaktører som i aller størst mon vil bli rammet. Dertil kommer andre sjø- og havbaserte aktiviteter som hvalsafari, kajakk-ekspedisjoner og andre former for sjøbaserte aktiviteter.

Vesterålen og Senja vil oppleve de samme problemstillingene, men disse regionene har på langt nær samme innarbeidede renommé som Lofoten. De har ikke den sterke betoningen av natur og fiskekultur. De har en høyere grad av yrkestrafikk og denne vil neppe bli skadelidende av eventuelt oljepåslag. For alle regionene vil tilreisende på grunn av en hendelse med et stort oljeutslipp demme opp for tapet av naturbaserte opplevelsesturister. Om dette kundesegmentet returnerer vil avhengige av opprydding og kommunikasjon ut om at produktet er rent og uten problemer å besøke igjen.

9.5.3 Andre konsekvenser

Et akutt oljeutslipp i analyseområdet vil kunne ha negative effekter på samfunn og næringsliv lokalt og regionalt. Men basert på de vurderte utslippsscenarioene er det lite grunnlag for store og/eller langvarige problemer for næringsliv eller lokalsamfunn. En viktig premisse for å dempe skadevirkninger er at myndigheter og ansvarlige operatørselskaper har effektive og troverdige strategier for å bidra til nødvendig tilpasning.

Alvorlighetsgraden av et akutt oljeutslipp varierer for ulike grupper i samfunnet. Et utslipp kan være alvorlig for enkeltpersoner, lokalsamfunn og enkeltbedrifter – uten at det nødvendigvis er et stort problem for næringssektorer, regioner eller befolkningen mer allment. Et akutt utslipp kan også skape angst og frustrasjoner hos de som

rammes direkte, men erfaringene tilsier at dette for de fleste vil være forbigående gitt tre forutsetninger: egenbidrag, opprydding og erstatningsprosedyrer som fungerer.

En viktig faktor for å motvirke eskalering i skadeomfang ligger i håndteringen av hendelsen; korrekt og tilstrekkelig informasjonsdeling, nasjonal politisk deltakelse i krisen /tilkjenne-givelse av forståelse, oppryddingsarbeid og påfølgende markedsinnsats for rammede produkter – i all hovedsak for fisk og reiseliv. De tre viktigste tilpasningsstrategiene oppsummeres som troverdig kommunikasjon, tilrettelegging for meningsfull deltakelse fra de berørte og kompensasjonsordninger for å opprettholde inntektsgrunnlaget under virksomhetsstans/ periode med etterspørselssvikt.

Petroleumsloven har regler om erstatningsansvar for forurensningsskade. Dersom det oppstår skade eller tap som skyldes forurensning som følge av utstrømming eller utslipp av petroleum fra en innretning, er rettighetshaver erstatningsansvarlig. Erstatningsansvaret vil typisk omfatte ukontrollert utblåsning fra brønn og lekkasjer fra for eksempel boreplattformer, produksjonsplattformer, lastebøyer, rørledninger og lagringssanlegg. Som forurensningsskade regnes også skade eller tap som en fisker har lidt på grunn av reduserte fiskemuligheter.

Rettighetshaver er erstatningsansvarlig på objektivt grunnlag. Det er altså ikke nødvendig å påvise at rettighetshaver har utvist skyld eller opptrådt uaktsomt.

Erstatningskravet oppstår ved inntreden av forurensningsskaden og rettighetshaver ved operatøren skal uten ugrunnet opphold offentlig kunngjøre hvem erstatningsansvaret skal rettes mot og hvor det skal sendes.



Redusert negativ påvirkning fra petroleumsvirksomhet

All virksomhet representerer en fare for at ikke-planlagte hendelser kan oppstå. For petroleumsvirksomhet til havs kan enkelte alvorlige hendelser utgjøre en trussel for liv, helse og miljø. Å forebygge ulykker er derfor viktig både i forhold til sikkerhet for personell, ytre miljø, eiendom og verdier og samfunnet generelt.

Som presentert i kapittel 9 kan større oljeutslipp i analyseområdet medføre et betydelig negativt konsekvenspotensial for ytre miljø. Samtidig vurderes miljørisikoen som sammenlignbar med andre områder hvor det drives tilsvarende virksomhet. På tross av kunnskapen som er lagt til grunn for analysene, er en slik vurdering av risiko likevel beheftet med usikkerhet. Et slikt usikkerhetsaspekt er ikke lett å tallfeste, ikke desto mindre er det en viktig side ved risikoen (Aven, 2012). For myndigheter og oljeselskaper er det viktig at usikkerheten ivaretas ved vurdering og styring av risiko. Ulykkesrisiko kan ikke fjernes, men den kan styres slik at ulykker unngås. Lav risiko er heller ikke en tilstand, men noe som kontinuerlig må skapes og gjenskapes i hver

enkelt aktivitet (Årstad m.fl., 2010). Fokus på risikostyring og kontinuerlig forbedring er derfor helt essensielt for petroleumsvirksomhet til havs.

10.1 Styring av risiko

Risikostyring er grunnpilaren i sikkerhetsregelverket for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Risikoen skal håndteres gjennom spesifikke risikoanalyser og gjennom operative styrings-systemer. Dette betyr at risikoreduserende tiltak skal vurderes og implementeres for primært å unngå en hendelse, samt eventuelt for å hindre eskalering og begrense skadeomfang. I dette kapitlet gjennomgås tiltak for å redusere sannsynligheten for at en ulykke skal oppstå (unngå hendelser), og det gis referanse til noen sentrale arbeider og prosesser i så måte.

Myndighetene legger føringer for styring av risiko gjennom regelverket, og følger dette opp gjennom tilsyn og overvåking. Risikoutviklingen overvåkes for å hjelpe myndigheter og industri

til å gjennomføre tiltak som kan motvirke uhellshendelser samt redusere konsekvensene av slike. I tillegg bidrar denne overvåkingen til bedre kunnskap som igjen kan redusere usikkerhet og sikre mer robuste beslutninger.

Gjennom prosjektet Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet (RNNP), måler Petroleumstilsynet (Ptil) årlig en rekke indikatorer for HMS-risiko, inklusive risiko for tap av brønnsk kontroll eller utblåsning. Dette arbeidet har pågått i flere år. Etter oljeutblåsningene i Australia (Montara) og i USA (Macondo), ble det iverksatt en rekke studier av behovet for risikoreduserende tiltak, både av industrien selv og av myndigheter i Norge og andre land.

Macondo-ulykken demonstrerer behovet for bedre risikostyring og prosesser som fører til mer robuste løsninger for å gjøre virksomheten i stand til å tåle menneskelige og tekniske feil, driftsavvik, uforutsette situasjoner, pressede situasjoner, etc. Robuste løsninger bør også bidra til at farlige forhold identifiseres og håndteres effektivt og at det er tilstrekkelig tid til rådighet for å bringe en farlig situasjon under kontroll. Krav til robuste løsninger gjelder for teknologi, kapasitet, kompetanse, organisering og styring i alle faser. Dette er ekstra viktig ved operasjoner i utfordrende områder som dypt vann og arktiske forhold. Det er derfor viktig at operatører i disse områdene kan vise til teknologi, operasjoner og organisasjon som er tilpasset regionale risikopåvirkende faktorer.

Arbeidet med reduksjon av HMS-risiko generelt – og risiko for storulykke spesielt – er en kontinuerlig prosess som innebærer tekniske, operative og ledelsesforbedringer. Miljørisiko er ofte mest betydelig for store oljeutslipp i forbindelse med bore- og brønnoperasjoner. Primær fokus her rettes derfor mot slike hendelser og tiltak. Noen tiltak er allerede implementert mens andre er i utviklingsstadiet.

Prosser og tiltak for mer robuste løsninger som pågår eller er implementert omfatter:

- Industrien har iverksatt oppdatering av standarder for boring for å reflektere læring etter Macondo-ulykken og ytterligere forbedre boreoperasjoner på norsk sokkel.
- Prinsippet om to uavhengige og testede brønnbarrierer er et etablert og viktig prinsipp for boring på norsk sokkel, inkludert krav om overvåking av barrierene. Ptil konkluderer med at Macondo-ulykken bekrefter viktigheten av at boreoperatører og oljeselskapene videreutvikler ytelseskravene til de ulike barriereelementene. Dette gjelder ambisjonsnivået for ytelseskravene både i forbindelse med etablering, testing, vedlikehold og overvåking.
- En risikoreduserende faktor i forhold til uhellslutslipp er forbedret boreteknologi og overvåking av brønnbarrierene i sanntid. En viktig teknologisk forbedring som anses å ha betydelig innvirkning på påliteligheten til kontrollsystemet, er “måling under boring”, et system som utfører nedihulls målinger og overfører informasjon til overflaten i sanntid i hvert trinn av boring. Dette gir bedre gjenkjenning av potensielle brønnspar. En annen forbedring er bruk av nye teknologier for vertikal seismisk profil (VSP) for å øke nøyaktigheten i måling av poretrykk under boring. VSP gir blant annet forbedret informasjon nedenfor borekronen om potensielle trykksoner og forkastninger.
- Vurdering av interne verifikasjonsprosesser og brønnstyringssystemer, som sammen med en bedre styring av operative endringer bør sikre at bore- og brønnansvarlige både på land og offshore holder risikonivået så lavt som praktisk mulig (ALARP) i brønnenes levetid. I dette ligger også forbedring innen opplæring og beredskapsøvelser.
- Etablering av effektive planer for tetting av brønn og stansing av en utblåsning skulle dette være nødvendig. Utstyr, ressurser, prosedyrer, planer, samarbeidsavtaler mv. må være på plass i enhver aktivitet der en utblåsning er mulig. Det er dessuten viktig at ressursene er tilpasset de aktuelle forholdene som forventes i hvert tilfelle (reservoarforhold, regionale forhold mv.).

- Siste utvei for å få kontroll på en utblåsning er å bore avlastningsbrønner. Sjøbunns kapsling av brønnhodet og oppsamling av brønnstrømmen (*capping and containment*) vil være et interessant komplement til avlastningsbrønn når andre tiltak mislykkes.

For nærmere detaljer om de ulike tiltak henvises til DNVs oppsummering (Kruuse-Meyer m.fl., 2012) og kildene angitt over.

10.2 Beredskap mot akutt forurensing

En delutredning av DNV (Tvedt m.fl., 2012) belyser utfordringer og mulige løsninger for beredskap mot akutt forurensning i analyseområdet. Omtalen i dette kapittelet bygger på denne delutredningen.

10.2.1 Utfordringer i analyseområdet

En oljevernaksjon i analyseområdet kan for store deler av området og i perioder av året sammenlignes med en tilsvarende aksjon i åpne deler av Norskehavet, og også andre steder på norsk sokkel hvor det drives oljevirkksomhet. Beredskapstiltak vil da primært bli ivaretatt gjennom mekaniske metoder (oljelenser og oljeopptakere som er standardutstyr for NOFOs oljevernfar-tøy), sekundært kan bruk av kjemiske dispergeringsmidler vurderes i særskilte områder og etter grundige miljøvurderinger.

Fra et operasjonelt perspektiv er det i analyseområdet utfordringer knyttet til værforhold, farvann og strandforhold i de berørte kystområdene. Værforholdene er ikke forskjellige fra sammenlignbare områder ellers langs norskekysten, men er like fullt utfordrende. Utfordringene er relatert til vind- og bølgeførhold, nedbør og lave temperaturer om vinteren. Lysforholdene er dårlige om vinteren, men svært gode i sommerhalvåret.

I deler av området vil det være utfordrende for havgående fartøyer å operere kystnært, som følge av grunne og urene farvann. Dette varierer betydelig gjennom analyseområdet, og er spesielt utfordrende langs deler av Helgelandskysten. I enkelte områder vil det videre finnes eksponerte eller bratte strandsoner som kan være så å si utilgjengelig for personell og hvor oppsamling må skje fra sjøsiden. Langs hele den aktuelle kyststrekningen vil det også kunne være sterke havstrømmer som er utfordrende for oljevernet. Med sterke tidevannsstrømmer kan dette være spesielt utfordrende. Det må likevel understrekes at krevende farvann, strandtopografi og værforhold er vanlig for store deler av norskekysten, og at forholdene i analyseområdet i oljevernsammenheng ikke skiller seg avgjørende ut i negativ retning.

Sammenlignet med en del andre kystregioner i Norge, preges den nordlige landsdelen av færre og mer spredte befolkningssentra, og mindre infrastruktur. Dette er forhold som bl.a. har innvirkning på organisering og logistikk. Tilgang på for eksempel infrastruktur og menneskelige ressurser vil være spesielt viktig ved en omfattende strandrenningsaksjon.

10.2.2 Oppsamling

Hovedstrategien for beredskap mot akutt forurensning på norsk sokkel er mekanisk oppsamling nær utslippskilden ved hjelp av Norsk oljevernforening for operatørselskaper (NOFO) sine havgående systemer (fartøy, lenser og oljeopptaker). Dette omtales som barriere 1 og 2 (se nedenfor) i oljevernberedskapen. For felt i produksjon er den norske modellen at havgående beredskap skal dimensjoneres for å kunne håndtere tilsvarende opptil 90 pst. av mengden i de forventede utblåsningsratene for feltet. For leteboring dimensjoneres beredskapen på bakgrunn av en vektet rate, da det her er større usikkerhet knyttet til ratene. Beredskap i barrierene 1 og 2 dimensjoneres for å ha tilstrekkelig opptakskapasitet til å kunne håndtere emulsjonsmengden (olje som har tatt opp vann og danner vann-i-olje emulsjon) som kommer inn til barrieren.

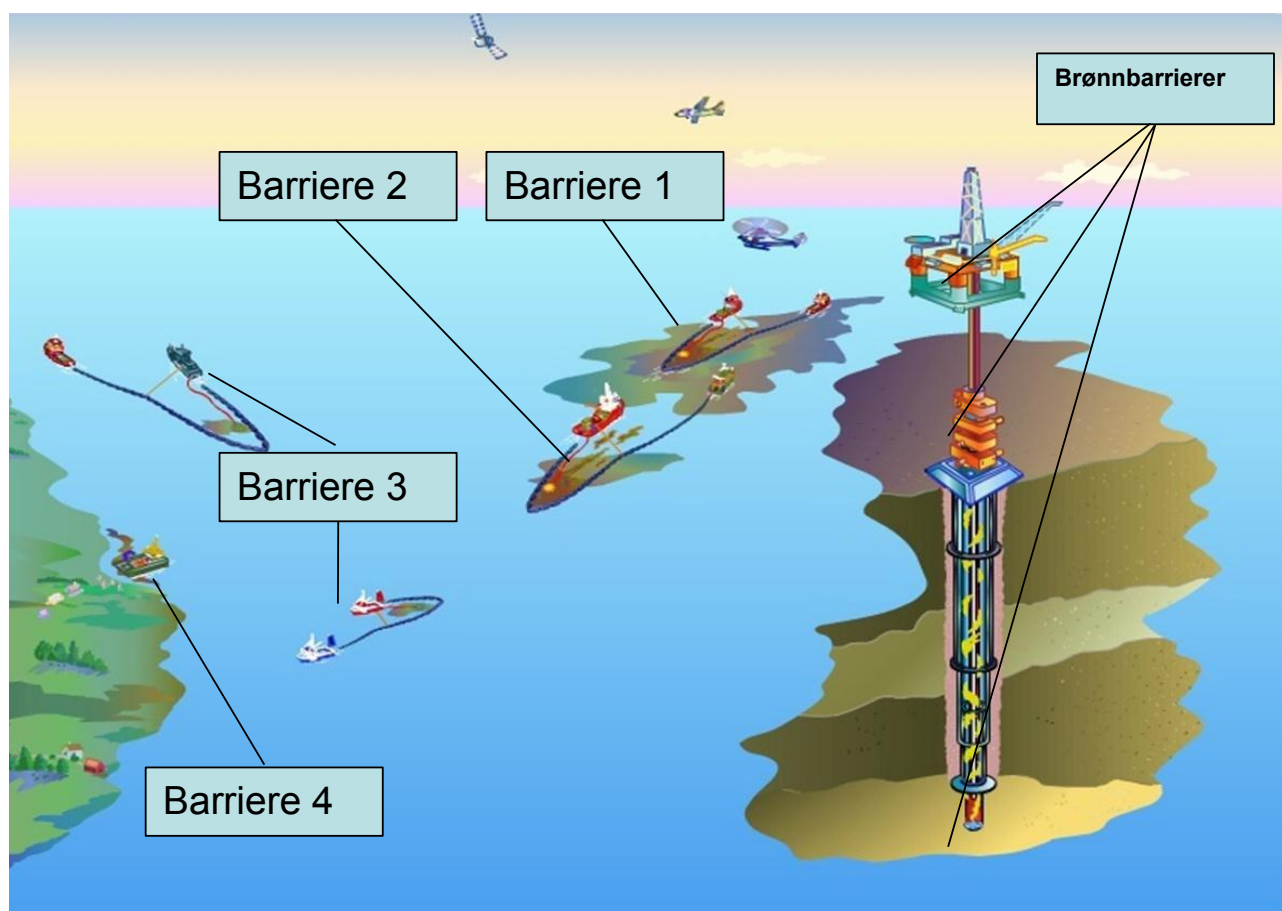
Oljevernberedskap for norsk petroleumsvirksomhet til havs er organisert gjennom NOFO, men hver operatør er selv ansvarlig for å planlegge, dimensjonere og ivareta egen beredskap. NOFO har etablert standardløsninger for havgående beredskap, og har etablert operative løsninger dels plassert på dedikerte fartøyer og dels på depoter på land. Beredskapen bygger på samarbeid mellom selskapene, og regionale beredskapsplaner er etablert for områder med nærliggende aktivitet.

I tillegg til bekjempelse på åpent hav, er strategien også å kunne bekjempe eventuell olje i kystområder som er påvirket av et utslipp og bekjempelse av olje som har strandet på land (barriere 3 og 4), figur 10-1.

De fire barrierene for oljevernberedskapen er:

- Barriere 1: Bekjempelse på åpent hav nær kilden
- Barriere 2: Bekjempelse på åpent hav og inn mot kystsonen
- Barriere 3: Bekjempelse i kystsonen og fjordområdene og beskyttelse av sårbare naturressurser
- Barriere 4: Bekjempelse i strandsonen, inkludert strandsanering.

Med kystnært oljevern menes beredskapstiltak i barriere 3 og 4 for å hindre eller redusere skader og ulemper på miljøet i kyst- og strandsonen. Dette dimensjoneres ut fra mengde olje og emulsjon som når kyst- og strandsonen i beredskapsanalysene. Beredskap i kystsonen organiseres (som for havgående beredskap) gjennom NOFO, men med avtaler med de interkommunale utvalgene mot akutt forurensning (IUA) samt Kystverket og Kystvakten.



Figur 10-1. Illustrasjon av barrierene innen beredskap mot akutt forurensning på norsk sokkel.
Kilde: Norsk Olje og Gass.

Analyseområdet er stort og har varierende grad av tilgjengelig infrastruktur. Infrastrukturen i området anses som tilstrekkelig for tilførsel av oljevernmateriell og innsatsressurser utenfra, men dette vil være logistikkmessig utfordrende og kreve betydelig ressursinnsats.

Hovedutfordringer ved kystnære beredskapsoperasjoner i analyseområdet vil være krevende farvann for kystoperasjoner, spesielt i enkelte delområder, tøffe klimatiske forhold i enkelte sesonger og krevende forhold for strandrensing i deler av området. Stor deler av kysten, spesielt Helgelandskysten, har store områder med grunt vann og et stort antall mindre øyer, skjær og undervannsskjær. Dette reduserer tilgjengeligheten for havgående fartøy og systemer. Lokale tidevannsstrømmer kan til dels være meget sterke, og vil vanskeliggjøre operasjoner og bidra til videre spredning av olje og kontaminering av områder hvor det allerede er satt inn tiltak.

10.2.3 Kjemisk dispergering

Oljetypen vil normalt bestemme hvorvidt dispergeringsmiddel kan benyttes for å løse opp oljen, og hvor lenge den vil være i en tilstand som muliggjør dette. For alle oljer som produseres på norsk sokkel, har man oversikt over disse egenskapene. Svale olje, som er lagt til grunn for beredskapsanalysen, muliggjør bruk av dispergeringsmiddel over relativt lang tid, med effektivitet fra 70 pst. til 91 pst. (Sintef, 2010). Dersom olje med de samme egenskaper påtreffes i analyseområdet, skulle oljens kjemiske dispergerbarhet ikke utgjøre noen begrensning for bruk av kjemisk dispergering som bekjempelse. Både fly- og båtpåføring vil kunne være aktuelt, men flypåføring vil i dagens situasjon ikke kunne utføres i mørke. Fra Macondo-hendelsen finnes nå også erfaringer med å tilføre dispergeringsmiddel under vann.

Siden sjøfugl er spesielt utsatt for oljepåvirkning, og samtidig finnes i betydelige konsentrasjoner i analyseområdet, kan bruk av dispergeringsmiddel tenkes å inngå i en beredskapsstrategi. Bruk må balanseres mot mulige negative virkninger av dispergert olje på vannlevende organismer, herunder fiskeegg og -larver. Dette kan

klargjøres gjennom netto-miljøgevinst analyser (NEDRA) i forkant av eventuelle bore- og produksjonsaktiviteter i området.

10.2.4 Videreutvikling av utstyr og nye løsninger

For å supplere konvensjonelle oljevern tiltak er det utviklet nye tiltak og metoder for å redusere omfanget av et oljeutslipp. I tilfeller hvor en utblåsning ikke lykkes å stanse konvensjonelt, ved tung borevæske, plugging eller BOP, er nyutviklede metoder for innkapsling av brønner et alternativ. Dette er en forholdsvis ny løsning som ble utviklet i forbindelse med Macondo-ulykken og som siden er videreutviklet. Teknologien går ut på at det kobles en innretning over brønnhodet som kan stanse olje/gass-strømmen fra brønnen. Tiltaket er utviklet for brønnhoder på havbunnen, og kan være aktuelt i analyseområdet. Tiltaket utføres under vann og er således relativt uavhengig av forhold som vær og sikt. Ved å gjøre denne teknikken tilpasset og tilgjengelig vil potensialet for langvarige utblåsninger være vesentlig redusert.

Selv om effekten av denne teknologien kan være betydningsfull under ukontrollerte brønnhendelser må løsningen suppleres med annet oljeopprydningsutstyr. En del hendelser vil ikke være dekket av systemet og det er viktig at selskapene videreutvikler løsninger som kan håndtere slike situasjoner.

Innenfor mer konvensjonelt mekanisk oljevern-utstyr blir det også stadig utviklet nye konsepter og det forventes at nye løsninger vil kunne brukes mer effektivt enn dagens systemer. NO-FOs satsing på utvikling av enfartøyssystemer som kan operere med høyere hastigheter og være mindre begrenset av bølgehøyde har bidratt til disse prosessene. Oil Shaver er en nytt type lense- og opptakersystem som skal kunne operere i inntil fem knops hastighet. Med brytende bølger vil systemet kunne operere i ca. tre knops hastighet. I likhet med Oil Shaver kan også systemet MOS Sweeper brukes under betydelig høyere hastighet enn konvensjonelle løsninger, og det krever også bare et fartøy under operasjon.

10.3 Effekt av beredskap mot akutt forurensning - eksempelstudier

Effektiviteten av beredskapstiltak varierer med sted, årstid og værforhold. I stor grad vil værforholdene sette de ytre, naturgitte grensene for beredskapens effektivitet.

Andre viktige forhold er organisering og ledelse, erfaring/kompetanse, kapasitet på ressurser, logistikk og tilgjengelighet, oljetype og forvitring, mv.

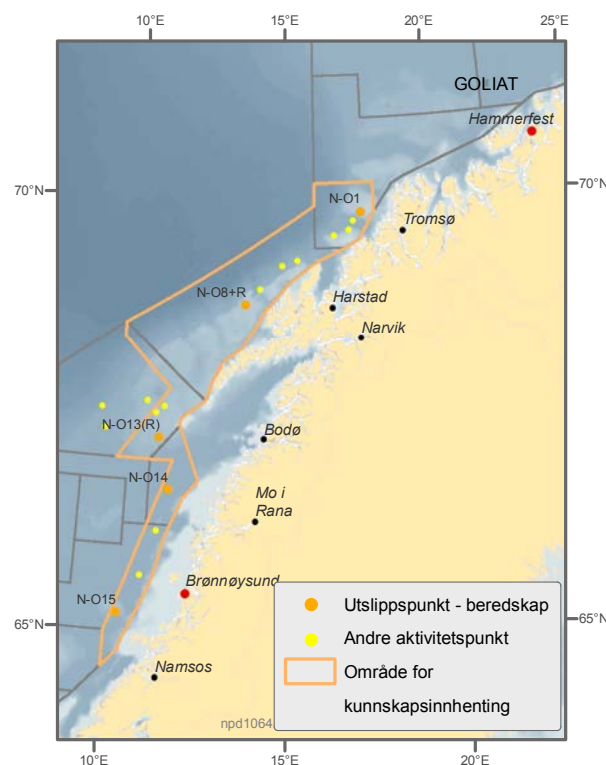
Etablering av beredskap mot akutt forurensning tilknyttet petroleumsvirksomhet i et område, vil i tillegg til å ivareta eget beredskapsbehov, også virke positivt i forhold til generell beredskap i området, herunder spesielt for skipstrafikk. Tilstedeværelse av fartøy og beredskapsressurser vil også virke positivt i forhold til kommunikasjon, sikkerhet og redning, blant annet for fiskerivirksomheten i området.

10.3.1 Beredskapstiltak til havs

For å eksemplifisere hva en kan forvente av resultater fra en aksjon mot akutt oljeutslipp fra petroleumsvirksomhet i analyseområdet, er effekten av oljeverntiltak modellert. Et beredskapsscenario med fire mekaniske systemer i henholdsvis både barriere 1 og 2 er modellert og analysert for seks utslippslokasjoner fra utenfor Kvaløya i Troms i nord til utenfor Vikna i sør (O1, O6, O9, L3, O14 og O15), figur 10-2.

En grunnleggende forutsetning for beredskapen er at det vil være beredskapsfartøy på feltet, mens havgående systemer vil bli hentet fra NOFO sine baser langs kysten. Eksempelstudiene er beregnet med fire NOFO-systemer i barriere 1 og fire systemer i barriere 2. Utslippsbetingelsene er oljeutblåsning med utslippsrate på ca. 4500 m³/døgn og varighet på 15 døgn. I motsetning til grunnlaget for oljedriftsmodellering og miljørisikovurderinger, som belyser sannsynlighetsfordelte utslippsrater og varigheter, er forutsetningene her lagt nærmere det som normalt legges til grunn for dimensjonering

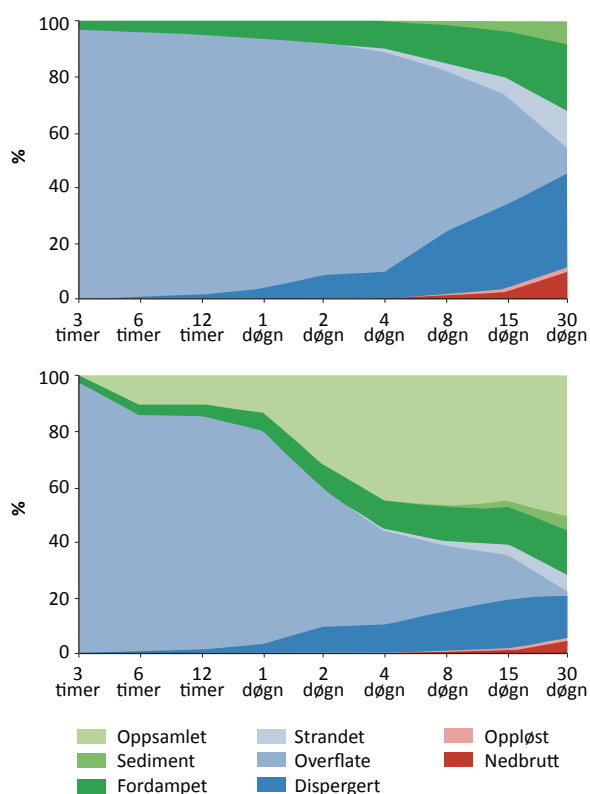
av beredskap mot akutt forurensning, normalt 90 pst. av ratefordelingen for felt i drift og vektet rate for leteboring.



Figur 10-2. Oversikt over utslippspunkt benyttet i analysen samt lokalisering av industriens beredskapsressurser i området.

Kilde: Tvedt m.fl., 2012.

Et eksempel på massebalanse uten og med oljeverntiltak for utslippet olje etter 30 døgn fra lokalitet N-O6 utenfor Andøya i Nordland VII er vist i figur 10-3. Oljen utsettes for naturlige forvitningsprosesser som fordampning, dispergering, oppløsning og etter hvert nedbrytning. Noe olje vil sedimentere på havbunnen mens noe vil nå land. Figur 10-3 illustrerer hvordan oljevernets opptak av olje gradvis vil redusere olje på havoverflaten, og hvordan dette også påvirker mengde av olje som når land. Både olje på havoverflaten og olje som når land er konsekvensmessig viktige forhold, hvor olje på havoverflaten er spesielt viktig i forhold til sjøfugl. Tilsvarende massebalanser for de resterende utslippslokasjonene, og også med noe forskjellige beredskapsoppsett, er presentert i underlagsrapporten fra DNV (Tvedt m.fl., 2012).



Figur 10-3. Massebalanse for olje gjennom 30 døgn etter utslipp, henholdsvis uten (øverst) og med beredskapstiltak (oppsamling) til havs for lokasjon O6. Kilde: Tvedt m.fl., 2012.

Den beregnede opptakseffektiviteten angir 45-55 pst. opptak i sommerhalvåret og 20-35 pst. i vinterhalvåret, noe varierende mellom de ulike lokasjonene (tabell 10-1). Tallene refererer til oljemengde.

Olje som samles opp til havs har betydelig innvirkning på hvor stor mengde som strandet, og denne effekten er gjennomgående høyere enn selve opptakseffektiviteten. Modellingene viser at 45 til 75 pst. av oljen samles opp fra de ulike lokasjonene i sommersesongen. Likevel er det for flere lokaliteter betydelige mengder som passerer barriere 1 og 2 og må håndteres av kyst- og strandberedskapen. Strandet mengde i tabell 10-1 er angitt som oljeemulsjon, olje som har tatt opp vann – gjerne 2-3 ganger oljemengden, og angir således den mengde oljeemulsjon som må håndteres.

Utslippslokalitet	Opptakseffektivitet av havgående oljevern (pst.)		Redusert mengde strandet oljeemulsjon som følge av oljevern (tonn), sommer, 50 persentil scenario	
	Sommer	Vinter	Uten oljevern	Med oljevern
O1, 33 km fra Kvaløya	56	34	42 000	16 000
O6, 33 km fra Andøya	50	25	31 000	8 900
O9, 133 km fra Værøy	47	24	1 500	500
L3, 75 km fra Værøy	47	29	14 300	6 500
O13, 37 km fra Røst	50	27	19 000	4 700
O14, 25 km fra Træna	50	20	27 700	13 500
O15, 33 km fra Vikna	44	21	51 200	28 500

Tabell 10-1. Opptakseffektivitet av oljevern i analysene for henholdsvis sommer- og vinterhalvår og effekten av dette på strandet mengde oljeemulsjon for forventet scenario (50 persentil) etter 30 døgn. Kilde: Tvedt m.fl., 2012.

Utslippslokalitet	Korteste drivtid til land, gjennomsnittlig blant modellerte scenarier (50 persentil), i døgn.		Korteste drivtid til land, korteste drivtid blant modellerte scenarier (95 persentil), i døgn.	
	Sommer	Vinter	Sommer	Vinter
O1, 33 km fra Kvaløya	4,6	2,4	1,0	0,8
O6, 33 km fra Andøya	8,5	5,0	2,5	1,2
O9, 133 km fra Værøy	17,3	11,4	8,1	6,4
L3, 75 km fra Værøy	9,9	6,6	3,0	2,6
O13, 37 km fra Røst	7,7	3,9	1,7	1,2
O14, 25 km fra Træna	5,5	3,5	1,3	1,3
O15, 33 km fra Vikna	3,5	2,3	0,7	0,9

Tabell 10-2. Korteste drivtid til land fra de ulike utslippslokasjoner. Kilde: Tvedt m.fl., 2012.

Responstid er en annen viktig parameter beredskapsmessig³⁴. For konkret virksomhet stiller myndighetene krav til en gitt responstid. Det innebærer at beredskapen må dimensjoneres for å møte de krav til responstid som stilles. I analysen er det forutsatt ett beredskapsfartøy på hvert felt med en responstid på to timer. Drivtid av olje til land eller utsatte miljøressurser er videre normalt en viktig faktor for krav til responstid.

For utslippslokasjonene er det beregnet korteste drivtid til land. I tabell 10-2 er det angitt korteste forventet tid (50 persentilen) og korteste tid (95 persentil³⁵). Korteste forventet tid til land varierer mellom vel tre og 17 døgn om sommeren, og vel to og 11 døgn om vinteren. Lokasjonen utenfor Vikna (O15) og lokasjonen utenfor Kvaløya i Troms har de korteste drivtidene til land blant de analyserte lokasjonene. I ekstremtilfellene er drivtiden til land analysert til under 20 timer.

10.3.2 Effekt av beredskapstiltak i kyst- og strandsone

Olje som man ikke lyktes å samle opp i barriere 1 eller 2 til havs (jf. kapittel 10.3.1) vil drifte inn i kyst- og strandsone, hvor nye bekjempelsestiltak vil bli iverksatt. Beredskapsløsningen og opptakskapasitetene som er lagt til grunn i analysen av barriere 3 og 4 tilsvarer hovedelementene i beredskapen som er under implementering for Goliatfeltet. Goliat er valgt som utgangspunkt, da løsningene er godt beskrevet og anses å representere nyeste og beste praksis for kyst- og strandsoneberedskap på norsk sokkel. Kapasitet av beredskapen må likevel tilpasses den enkelte aktiviteten, og er her kun et eksempel.

I beredskapen for Goliat er det etablert en innsatsgruppe (Innsatsgruppe (IG) Kyst) spesielt utformet med tanke på effektiv mekanisk bekjempelse i kystsonen. Innsatsenheten består av kontraktfestede og godkjente kystfiskefartøy, middels tunge lensesystemer med hovedvekt på høyhastighetssystemer, oljeopptakere og lagringsenheter for oppsamlet oljeemulsjon. I enheten inngår et støttefartøy med kapasiteter for deteksjon og monitorering av oljesøl på sjøen uavhengig av lys og sikt. Støttefartøyet fyller i tillegg viktige funksjoner i innsatsgruppen når det gjelder operativ ledelse, sikkerhet og logistikk. IG Kyst har responstid på to døgn. For analyseområdet er det modellert drivtider på mindre enn to døgn og det kan derfor være behov for kortere responstid i analyseområdet.

³⁴ Den tid det tar før utslippet starter til beredskapsressurser skal være på plass klare for å aksjonere.

³⁵ I beredskapssammenheng ser en normalt bort fra de 5 pst. innen utfallsrommet som er mest ekstreme, da disse ikke anses som relevante for dimensjonering.

Det er påpekt en betydelig underkapasitet mellom analysert beredskap i kyst- og strandsonen (basert på Goliat-nivået) og mulig emulsjonsmengde i disse leddene. Det vurderes som lite hensiktsmessig å løse en slik utfordring utelukkende gjennom styrking av kapasitet i disse barrierene. Grunnlaget for analysen inkluderer allerede en omfattende innsats i dette leddet. Beredskapsmessig kan dette heller tenkes imøtekommet ved hjelp av ulike virkemidler eller en kombinasjon av disse, herunder:

- Styrket havgående beredskap, gjennom flere systemer og hurtigere tilgang på disse.
- Vurdering av alternative beredskapsstrategier som kjemisk dispergering.
- Styrket beredskap i kyst- og strandsonen, gjennom kapasitetsoppbygging hos de involverte interkommunale utvalg mot akutt forurensning (IUA) og andre relevante deler av beredskapen.

10.4 Beredskapens effekt på miljørisiko

I enkelte tidligere studier er det vurdert mulig effekt av beredskap mot akutt utslipp i forhold til konsekvenser på miljø. Som del av en studie utarbeidet i forbindelse med oppdateringen av forvaltningsplanen for Barentshavet - Lofoten, ble effekter av beredskap på konsekvenser for sjøfugl av oljeutslipp i Nordland VI vurdert for totalt 14 sjøfuglarter (Singsaas *et al.*, 2010). Uten beredskapstiltak ble antallet fugl rammet anslått til mellom 17 000 og 20 000 for ulike årstider. For en beredskapsstrategi basert på mekanisk opptak av olje ble det estimert en konsekvensreducerende effekt på 57 - 63 pst. for ulike årstider, eller 10 000 - 11 500 individer. Med en kombinert beredskapsstrategi av mekaniske og kjemiske metoder økte effekten til 64 - 66 pst., dvs. at antallet rammet fugl ble redusert til 6 400 - 6 700.

For kunnskapsinnhenting er effekten av beredskap i forhold til miljøkonsekvenser analysert basert på de analyseverktøy og metoder som er benyttet for miljøkonsekvenser og miljørisiko.

Dette innebærer en vurdering av sannsynlighet for konsekvens gitt en oljeutblåsning, og resultatene angir således ikke en virkning direkte som antall individer rammet/ikke rammet som i eksempelet over.

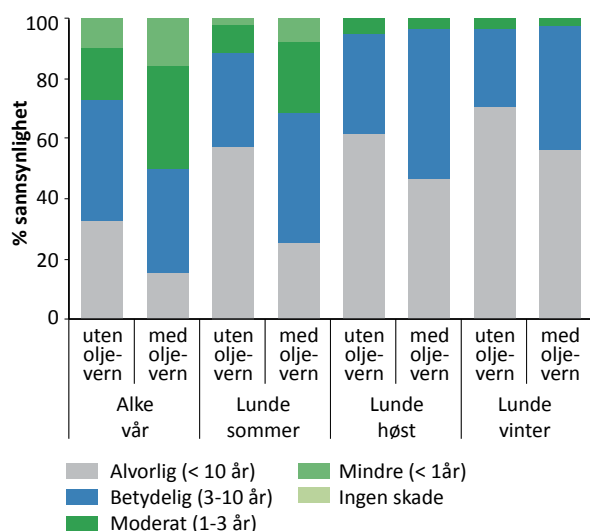
Da konsekvenspotensialet gjennomgående er funnet høyest for sjøfugl, er denne miljøkomponenten valgt som måleparameter for effekt av beredskapen. Det legges til grunn en beredskapsstrategi med beredskapstiltak for å redusere oljemengdene på havoverflaten, og stranding av olje for å beskytte sårbare ressurser, gitt at en overflateutblåsning har skjedd. Det er lagt til grunn utblåsningsscenarioer med høyeste rate (4 500 Sm³/døgn) og 15 døgn varighet av utblåsningen. Analysen er gjort for lokasjonene O1, O6 og O13, i og med at disse har et høyt konsekvenspotensial for sjøfugl, gitt uhellsutslipp av olje. I beredskapsanalysen (Tvedt m.fl., 2012) er det antatt innsats av totalt åtte oljevernssystemer, dvs. fire i barriere 1 (nærmest kilden) og 4 i barriere 2 (i åpent hav). Foreliggende analyse tar ikke i betraktning oljeverniltak i kystnære områder (barriere 3 og 4).

Det er viktig å merke seg at denne typen sammenlikningsstudie har betydelig usikkerhet i forhold til faktisk miljøgevinst ved iverksetting av beredskapstiltak. Dette kommer av at metodikken for miljørisikoberegning benytter store oljemengdekategorier i tapsberegningen. Laveste kategori går fra 1-100 tonn olje per 10 x 10 km område, noe som innebærer at en kan redusere oljemengden fra 99 tonn til 1 tonn uten å se noen modellert bedring hva angår for eksempel antall fugl som rammes. Samtidig kan oljen i modellberegningene få endret sin drivbane som følge av oljeverniltak og kan tenkes å treffe et område med stor sjøfuglaggregering i en periode av året, som ikke ble truffet i den opprinnelige modelleringen uten beredskapstiltak. I en faktisk oljevernaksjon settes innsats inn for særlig å forhindre tilflyt av olje til sårbare områder.

Resultatene av analysen for lokasjon O1 er vist i figur 10-4. Dette viser at oljeverniltak reduserer sannsynligheten for alvorlige konsekvenser (over 10 års restitusjonstid) betraktelig i vår- og sommersesongen. I begge disse sesongene mer enn halveres sannsynligheten for alvorlig miljøskade,

fra om lag 33 pst. til 15 pst. i vårsesongen, og fra 57 pst. til 26 pst. i sommersesongen. I vårsesongen reduseres også sannsynligheten for betydelig miljøskade (tre til ti års restitusjonstid) med fra 41 til 35 pst. I høst- og vintersesongen er det også en reduksjon i konsekvenspotensialet, der sannsynligheten for alvorlig miljøskade reduseres med om lag 15 prosentpoeng i begge sesongene.

Forskjellene i reduksjonen i sommersesongen kontra vintersesongen reflekterer forskjellen i oppsamlingseffekt som følge av fysiske miljøforhold i vintersesongen som vanskeliggjør en effektiv oljevernaksjon. I vintersesongen vil det både være begrensninger i lys store deler av døgnet, samt vind og bølgeforhold som begrenser muligheten til mekanisk oppsamling av olje på havoverflaten.

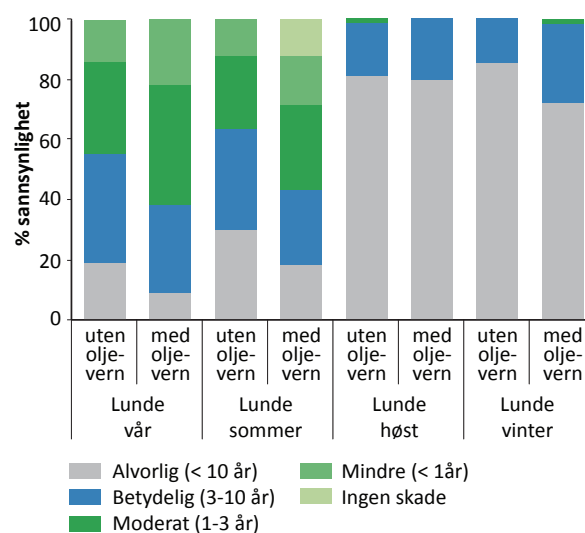


Figur 10-4. Betinget sannsynlighet for skade på sjøfugl, gitt en utblåsning fra lokasjon O1 med rate 4500 Sm³/døgn og varighet 15 døgn. Resultatene er vist for to ulike scenarioer i hver sesong, dvs. innsats av fire systemer i barriere 1 og fire systemer i barriere 2 og uten beredskapstiltak. For detaljer rundt modelleringsoppsett, responstider o.l. henvises det til Tvedt m.fl., 2012. Kilde: Kruuse-Meyer m.fl., 2012.

Resultatene av analysen for lokasjon O6 er vist i figur 10-5. Dette viser at oljeverntiltak reduserer sannsynligheten for alvorlige konsekvenser (over 10 års restitusjonstid) betraktelig i vår- og sommersesongen. I vårsesongen halveres sannsynligheten for alvorlig miljøskade, fra om lag

19 pst. til 10 pst. i vårsesongen, reduksjonen i sommersesongen er på om lag 12 prosentpoeng. I begge sesonger reduseres også sannsynligheten for betydelig miljøskade (tre til 10 års restitusjonstid) med om lag åtte prosentpoeng. I høst- og vintersesongen er det en mindre reduksjon i konsekvenspotensialet, der sannsynligheten for alvorlig miljøskade reduseres med om lag to prosentpoeng i høstsesongen og om lag syv prosentpoeng i vintersesongen.

Forskjellene i reduksjonen i sommersesongen kontra vintersesongen reflekterer forskjellen i oppsamlingseffekt som følge av fysiske miljøforhold som omtalt for forrige eksempel.

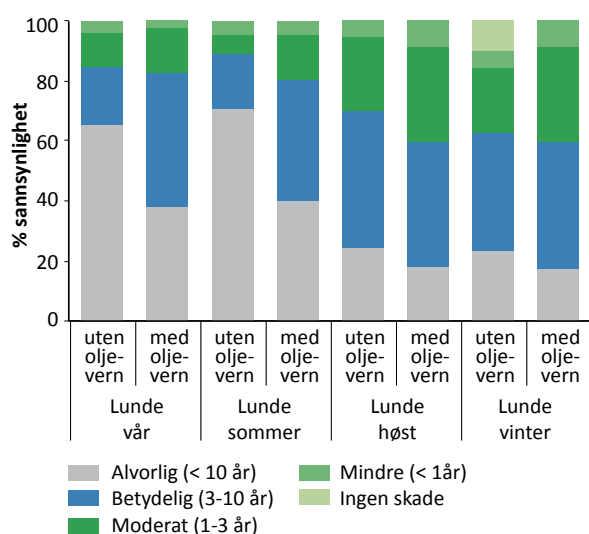


Figur 10-5. Betinget sannsynlighet for skade på sjøfugl, gitt en utblåsning fra lokasjon O6 med rate 4500 Sm³/døgn og varighet 15 døgn. Resultatene er vist for to ulike scenarioer i hver sesong, dvs. innsats av fire systemer i barriere 1 og fire systemer i barriere 2 og uten beredskapstiltak. For detaljer rundt modelleringsoppsett, responstider o.l. henvises det til Tvedt m.fl., 2012. Kilde: Kruuse-Meyer m.fl., 2012.

Resultatene av analysen for lokasjon O13 er vist i figur 10-6. Dette viser at oljeverntiltak reduserer sannsynligheten for alvorlige konsekvenser (over 10 års restitusjonstid) betraktelig i vår- og sommersesongen. I vårsesongen reduseres sannsynligheten for alvorlig miljøskade, fra om lag 65 pst. til 38 pst., reduksjonen i sommersesongen går fra 71 pst. til 40 pst. I høst- og vintersesongen

er det en mindre reduksjon i konsekvenspotensi-
alet, der sannsynligheten for alvorlig miljø-skade
reduseres med om lag syv prosentpoeng i høst-
sesongen og om lag seks prosentpoeng i vinter-
sesongen.

Forskjellene i reduksjonen i sommersesongen
kontra vintersesongen reflekterer forskjellen i
oppsamlingseffekt som følge av miljøforhold i
vintersesongen som vanskeliggjør en effektiv
oljevernaksjon, jf. foregående eksempler.



Figur 10-6. Betinget sannsynlighet for skade på sjøfugl, gitt en utblåsning fra lokasjon O13 med rate 4500 Sm³/døgn og varighet 15 døgn. Resultatene er vist for to ulike scenarioer i hver sesong, dvs. innsats av fire systemer i barriere 1 og fire systemer i barriere 2 og uten beredskapstiltak. For detaljer rundt modelleringsoppsett, responstider o.l. henvises det til Tvedt m.fl., 2012. Kilde: Kruuse-Meyer m.fl., 2012.



Referanser

Abelsen B., Nilsen T. og Aure M., 2012. Ungdom og Goliat: Unge Alta, Hammerfest og Honningsvåg om petroleumssektoren som framtidig arbeidsmarked. Norut Alta-rapport 2012:4.

Agenda, 2007. Forvaltningsplanen for Norskehavet. Samfunnsmessige forhold i planområdet.

Anon., 2005. Arealvurderinger. Sårbare områder. Interessekonflikter. Rapport fra arbeidsgruppe, Forvaltningsplanen for Barentshavet - Lofoten.

Aaserød M.I., Larsen L-H., Bjørgesæter A. og Palerud R., 2010. Oppdatering av faglig grunnlag for forvaltningsplanen for Barentshavet og områdene utenfor Lofoten (HFB). Konsekvenser for fiskeri av petroleumsvirksomheten og akuttutslipp fra skipstrafikk eller petroleumsvirksomhet. Acona Wellpro / Akvaplan-niva. Rapport, 76 sider.

Asplan Viak, 2003. Konsekvenser for turistnæring ved oljeutslipp i Lofoten, Nordkapp og Svalbard. Asplan Viak Stavanger rapport 1216.

Aven T., 2012. Liv og levebrød: Hva er nok sikkerhet og beredskap? Kronikk i Stavanger aftenblad, 2. oktober 2012.

Avinor, 2012. Ny petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Norskehavet. Konsekvenser for luftfart. Avinor rapportnr: 12/04416.

Avinor, 2003. Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Barentshavet - Lofoten. Tema: Konsekvenser for luftfart.

Bakke T., Klungsøyr J. og Sanni S., 2012. Langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten: Resultater fra ti års forskning. Oslo Norway, Norges forskningsråd, 40s.

Barrett R.T., Lorentsen S-H. og Anker-Nilssen T., 2006. The status of breeding seabirds in mainland Norway - Atlantic Seabirds 8(3): 97-126.

Boitsov S., Klungsøyr J. og Dolva H., 2012. Erfaringer etter oljeutslipp langs kysten av Norge. Skipsulykker med større oljeutslipp, effekter på miljøet og erfaringer med gjennomførte miljøundersøkelser. Rapport fra Havforsk-ningen Nr. 23–2012.

Brude O.W., Hjermann D., Skogen M., Vikebø F., Sverdrup L., Rudberg A., Persson M. og Bohne-Kjersem A., 2008. Metodikk for miljørisiko på fisk ved akutte oljeutslipp. DNV rapport 2007-2075. 87s.

Brude O.W., Nordtug T., Sverdrup L., Johansen Ø. og Melbye A., 2010. Petroleumsvirksomhet. Oppdatering av faglig grunnlag for forvaltningsplanen for Barentshavet og områdene utenfor Lofoten (HFB). Konsekvenser av akuttutslipp for fisk. DNV Rapport nr. 2010-0527. 113s.

Bull-Berg H., Bjørkvoll T., Hofmann M. og Stokka A., 2008. Samfunnsmessige konsekvenser av skipstrafikk og akutt oljeforurensning i Norskehavet. Sintef rapport A6080.

Busch K.E.T., Iversen K.R. og Larsen L-H., 2012. Kystnære fiskerier utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja. SALT rapport nr. 1002, 96 sider.

Dalen J., Dragsund E., Næss A. og Sand O., 2007. Effekter av seismiske undersøkelser på fisk, fiskefangster og sjøpattedyr. DNV Rapport nr. 2006 - 1921, 33 sider.

Direktoratet for naturforvaltning, Fiskeridirektoratet, Havforskningsinstituttet, Kystdirektoratet, Norsk polarinstitutt, Oljedirektoratet, Sjøfartsdirektoratet, Statens forurensningstilsyn og Statens strålevern, 2005. Konsekvenser av samlet påvirkning på Lofoten-Barentshavet med dagens aktiviteter og i 2020.

Econ, 2010. Næringsmessige konsekvenser av redusert petroleumsaktivitet. Econ-rapport på oppdrag for Lederne.

Eger K.M., Grimstad H., Solberg K.E., Barlindhaug J., Pedersen T. og Karlstrøm R., 2012. Infrastruktur og logistikk relevant for petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet. Rapport fra Analyse & Strategi, Multi-consult, Det norske Veritas og Perpetuum AS.

Eikeland S., Nilssen I.B., Karlstad S., Ness C. og Nilsen T., 2009. Dette er Snøhvit. Sluttrapport fra følgeforskning av Snøhvit 2002-2008. Norut Alta-rapport 2009:3.

Engås A., Løkkeborg S., Ona E. og Soldal A.V., 1996. Effects of seismic shooting on local abundance and catch rates of cod (*Gadus morhua*) and haddock (*Melanogramma aeglefinus*). Can. J. Fish. Sci. 53: 2238-2249.

Espelien A., Grünfeld L.A., Bullvåg E., Ovesen S., Nyvold C.E., Iversen L.M. og Holmen R., 2012. Lofoten, Vesterålen og Senja. Statusbeskrivelse og framtidsutsikter for lokalt og regionalt nærings- og samfunnsliv. Menon publikasjon 2012.

Fiskeridirektoratet m.fl., 2002. Fiskeriaktiviteten i området Lofoten - Barentshavet. Delrapport til konsekvensutredning for fiskeri, havbruk og skipstrafikk.

Fiskeridirektoratet, 2002. Forvaltningsplan for Barentshavet. Beskrivelse av habruksnæringen i området Lofoten til den norsk-russiske grense. Delrapport til konsekvensutredning av fiskeri, havbruk og skipstrafikk.

Fiskeridirektoratet m.fl., 2004. Utredning av konsekvenser av fiskeri i området Lofoten - Barentshavet.

Fiskeridirektoratet, 2007. Fiskeriaktiviteten i Norskehavet. Delrapport til det felles faktagrunnlaget for Forvaltningsplan Norskehavet.

Fiskeridirektoratet, 2012. Beskrivelse av fiskeri for fartøy over 15 meter. 52 sider.

Fjose S., Grünfeld L., Ovesen S., Iversen L. og Mellbye C., 2012. Lokale og regionale samfunns- og næringsmessige ringvirkninger av petroleumsvirksomhet i uåpnede deler av det nordøstlige Norskehavet. Menon-rapport 32/2012.

Føyn L., von Quillfeldt C. og Olsen E. (red), 2002. Miljø- og ressursbeskrivelse av området Lofoten - Barentshavet. Fisker og havet, nummer 6 - 2002.

Gassco, 2012. Muligheter og forutsetninger for industriell bruk av gass.

Grøsvik B.E., Midtun T., Boitsov S., Fuglevik A., Liebig P.L., Meier S., Nesje G., Strømsnes H., Tveit G., Westheim K., Slotte A. og Klungsøyr J., 2008. Kartlegging av konsekvensene på fisk og miljø av oljeutslippet ved Statfjord A desember 2007. Rapport fra Havforskningsinstituttet.

Haugberg S., Mariussen Å., Løvland J., Borch O.J. og Barvik K., 2010. Regional ringvirkningsanalyse i forbindelse med oppdatering av helhetlig forvaltningsplan Barentshavet - Lofoten. Asplan Viak i samarbeid med Nordlandsforskning.

Holmelin E., Forstrøm F.A. og Granheim K., 2010. Samfunnsmessige virkninger av petroleumsvirksomhet på Nordland 6 og 7. Agenda Kaupang.

Jean-Hansen V., 2002. Skipstrafikken i området Lofoten - Barentshavet. TØI rapport 644/2003 til Kystverket.

Klif, 2010. Petroleumsindustriens arbeid med nullutslipp. TA2637.

Kruuse-Meyer R., Østbøll H. og Rudberg A., 2009. Miljørisikoanalyse for Haltenbanken - Norne feltet. DNV-rapport nr. 2009-1088.

Kruuse-Meyer R., Systad G., Christensen-Dalsgaard S., Bergsli A., Braathen M. og Sverdrup L., 2010. Grunnlagsrapport. Oppdatering av faglig grunnlag for forvaltningsplanen for Barentshavet og områdene utenfor Lofoten (HFB). Konsekvenser av akuttutslipp for sjøfugl, sjøpattedyr og strand. DNV rapport nr. 2010-0539.

Kruuse-Meyer R., Rusten M., Sætre S., Braathen M., Medukhanova D., Pickard L.M. og Aspholm O., 2012. Miljørisikoanalyse for nordøstlige Norskehavet. DNV rapport 2012-1312.

Kystdirektoratet m.fl., 2004. Utredning av konsekvenser av skipstrafikk i området Lofoten - Barentshavet.

Larsen L-H., Aaserød M.I., Forberg K. og Palerud R., 2008. Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet, sektor petroleum og energi. Konsekvenser for fiskeri og havbruk. Akvaplan-niva / Acona CMG. Rapport 4046-1 80 sider pluss vedlegg.

Larsen L-H. og Aaserød M.I., 2012. Virkninger av petroleumsvirksomhet for fiskeri og havbruk ved normal drift; nordøstlige Norskehavet. Akvaplan-niva & Proactima, 66 sider.

Larsen L-H., Bakke T., Beyer J., Busch K.E.T., Iversen K.R., Madsen M.L., Nashoug B.F., Olsen L.J. og Tjomsland T., 2012. Kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet. Regulære utslipp til sjø. Akvaplan-niva AS Rapport: 5935 – 2. Akvaplan-niva, NIVA og SALT.

Løkkeborg S., Ona E., Vold A., Pena H., Salthaug A., Totland B., Øvredal J.T., Dalen J. og Handegard N.O., 2010. Effekter av seismiske undersøkelser på fiskefordeling og fangstrater for garn og line i Vesterålen sommeren 2009. Fisker og Havet no. 2-2010, 74 sider.

Midtgard M.R., Buanes A., Aas Ø., Qvenild M. og Andersen O., 2012-a. Turisme og reiselivsnæringen – statusbeskrivelse, utviklingstrender og virkninger av petroleumsvirksomhet. Norut Tromsø Rapport nr. 15/2012NORUT i samarbeid med Norsk Institutt for Naturforskning (NINA).

Midtgard M.R., Buanes A., Larsen L-H. og Aaserød M.I., 2012-b. Konsekvenser av akutte utslipp for lokalsamfunn og lokalt næringsliv. Norut Tromsø, Akvaplan-niva og Proactima. 98 s. ISBN 978-82-7492-268-6.

Moe K.A., Lystad E., Nesse S. og Selvik J.R., 1993. Skadevirkninger av akutte oljesøl. Marint miljø. SFT-rapport 93:31. Statens forurensnings-tilsyn.

Moe K.A. og Brude O.W., 2002. Strand – Miljøkomponenter i Littoralen. Forekomster og Fordeling i Området Lofoten-Barentshavet. Rapport fra Alfa miljørådgiving til Norsk polarinstitutt.

Nilssen I.B., Angell E., Bergem B.G., Bræin L., Hervik A., Nilsen T. og Karlstad S., 2012. Erfaringsstudie om ringvirkninger fra petroleumsvirksomhet for næringsliv og samfunnet for øvrig. Norut Alta-rapport 2012:08 i samarbeid med Møreforskning Molde.

Norges vassdrags- og energiverk, 2012. Vurdering av kraftforsyning for Lofoten og Vesterålen. Saksnr. 201204812-4. Arkiv 508.

Norsk polarinstitutt m.fl., 2004. Utredning av konsekvenser av Ytre påvirkninger i området Lofoten - Barentshavet.

Olje- og energidepartementet, 2003. Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten - Barentshavet.

Olje- og energidepartementet, 2008. Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet. Konsekvenser av petroleumsakktivitet og andre energiformer til havs.

OGP 2011. Capping & containment. Global industry response group recommendations. Report no 464, May 2011.

Oljedirektoratet, 2007. Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet. Statusbeskrivelse for petroleumsvirksomhet i Norskehavet.

Oljedirektoratet, 2010-a. Petroleumsressurser i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja.

Oljedirektoratet, 2010-b. Geofaglig vurdering av petroleumsressursene i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja.

Oljedirektoratet, 2012-a. Aktivitetsbilder for petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet.

Oljedirektoratet, 2012-b. Inntekter fra petroleumsvirksomhet på nasjonal nivå.

Oljedirektoratet, 2012-c. Vurdering av utbyggingsløsninger.

Oljeindustriens landsforening, 2007. Metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA) - revisjon 2007. DNV rapport, 2007-0063.

Oljeindustriens landsforening, 2012-a. Miljørapport for 2011.

Oljeindustriens landsforening, 2012-b. Deepwater Horizon - lessons learned and follow-up.

Olsen E. og von Quillfeldt C. (red.), 2003. Identifisering av særlig verdifulle områder i Lofoten - Barentshavet. Rapport fra Havforskningsinstituttet og Norsk polarinstitutt.

Olsen E., Vongraven D., Røyset J.A. og Nesse S., 2005. Kunnskapsmangler og overvåkingsbehov. En sammenstilling og prioritering av identifiserte kunnskapsmangler og overvåkingsbehov i forbindelse med utarbeidelsen av forvaltningsplanen for Barentshavet.

Ottersen G. og Auran J.A. (red), 2007. Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet: Arealrapport med miljø- og naturressursbeskrivelse.

Petterson C.H., Rice S.D., Short J.W., Esler D., Bodkin J.L., Ballachey B.E. og Irons D.B., 2003. Long-term ecosystem response to the Exxon Valdez oil spill. Science. 2003 Dec 19;302(5653):2082-6.

Petroleumstilsynet, 2011. Deepwater Horizon-ulykken - Vurderinger og anbefalinger for norsk petroleumsvirksomhet.

Petroleumstilsynet, 2012. Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet. Sammendragsrapport – Utviklingstrekk 2011 – Norsk sokkel.

Proactima, 2010. Vurderinger av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten.

Risikogruppen, 2010. Ulykken i Mexicogolfen - Risikogruppens vurdering.

Rudberg A., Pickard L.M., Medukhanova D. og Brude O.W., 2012. Oljedriftsmodellering og analyse av gassutblåsning i Nordområdene - Norskehavet nordøst. DNV rapport 2012-1244.

Scandpower, 2012. Blowout and well release frequencies based on SINTEF offshore blowout database 2011. Report no. 19.101.001-3009/2012/R3, 14 August 2012.

Skeie G.M. og Rudberg A., 2007. Status oljedriftsmodellering. 2007-utgaven av planverket. DNV 16.01.2007.

Singsaas I., Daling P., Sørheim K.R, Johansen Ø., Ramstad S., Daae R.L., Hoell E. og Bjørgeseter A., 2010. Grunnlagsrapport: Oppdatering av faglig grunnlag for forvaltningsplan Barentshavet og områdene utenfor Lofoten. Tema: Oljevern. Sintef rapport F15407.

Sintef, 2010. Kartlegging av forvitringsegenskaper hos Norne blend, Stær, Svale og Alve, samt effekt av voksinhibitor på Norne blend. Sintef rapport A 16808.

Statistisk sentralbyrå, 2004. Framskrivning av folkemengden 2002-2050: Nasjonale og regionale tall, Norges offisielle statistikk, D319, Statistisk sentralbyrå, Oslo.

Statistisk sentralbyrå, 2012. Nasjonale sysselsetningsvirkninger av petroleumssaktivitet i det nordøstlige Norskehavet, SSB-notat.

Sunnanå K., Fossheim M. og Olseng C.D., 2010. Fisker og havet, særnummer 1b–2010 Forvaltningsplan Barentshavet – rapport fra overvåkingsgruppen 2010.

Sunnanå K., Vollen T., Ottersen G., Frie A.K., Stiansen J.E. og Johansson J.M., 2012. Forvaltningsplaner for norske havområder. Årsrapport fra overvåkingsgruppen til den interdepartementale styringsgruppen for helhetlig forvaltning av norske havområder 2012.

Systad G.H., Fauchald P. og Bustnes J.O., 1999. Fordeling av sjøfugl i åpent hav: Barentshavet. – NINA. Oppdragsmelding 621: 1-31.

Trannum H.C. og Bakke T., 2012. Environmental effects of the Deepwater Horizon oil spill - focus on effects on fish and effects of dispersants. NIVA rapport 6283-2012.

Tvedt H.B, Millet D., Grimsrud T.S, Andersen J.R., Singasaas I. og Dahlset H.P., 2012. Oljevern beredskapsanalyse for lokasjoner i det nordøstlige Norskehavet. DNV rapport 2012-1267.

Vold A., Løkkeborg S., Tenningen M. og Saltskår J., 2009. Analyse av innsamlede fangstdata for å studere effekter av seismiske undersøkelser på fiskeriene i Lofoten og Vesterålen sommeren 2008. Fisken og havet nr. 5 - 2009. 47 sider. von Quillfeldt (red), 2010.

von Quillfeldt C.H. (red.) 2010. Det faglige grunnlaget for oppdateringen av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten. Fisken og havet, Særnummer 1a 2010.

Whitaker P., Dahle S. og Spikkerud C., 2011. The “Deepwater Horizon” Oil Spill, Marine Environmental Impacts. A desk study. Akvaplan-niva rapport nr / report no 5179 - 1.

Årstad I., Kristensen V., Vinnem J.E., Wagnild B.R., Heide B., Nyrønning C.Å., Kvam E., Sagør J.T., Seljelid J., Børsting A. og Karlsen A., 2010. Risikonivå i petroleumsvirksomheten. Risiko for akutte utslipp. Norsk sokkel 2001–09. Rapport fra Petroleumstilsynet i samarbeid med Preventor og Safetec.

Utgitt av:
Olje- og energidepartementet

Departementenes servicesenter
Internett: www.publikasjonsbestilling@dep.no
Telefon: 22 24 20 00

Publikasjonskode: Y-0118 B
Layout: Klas Jønsson.
Trykk: Departementenes servicesenter
11/2012

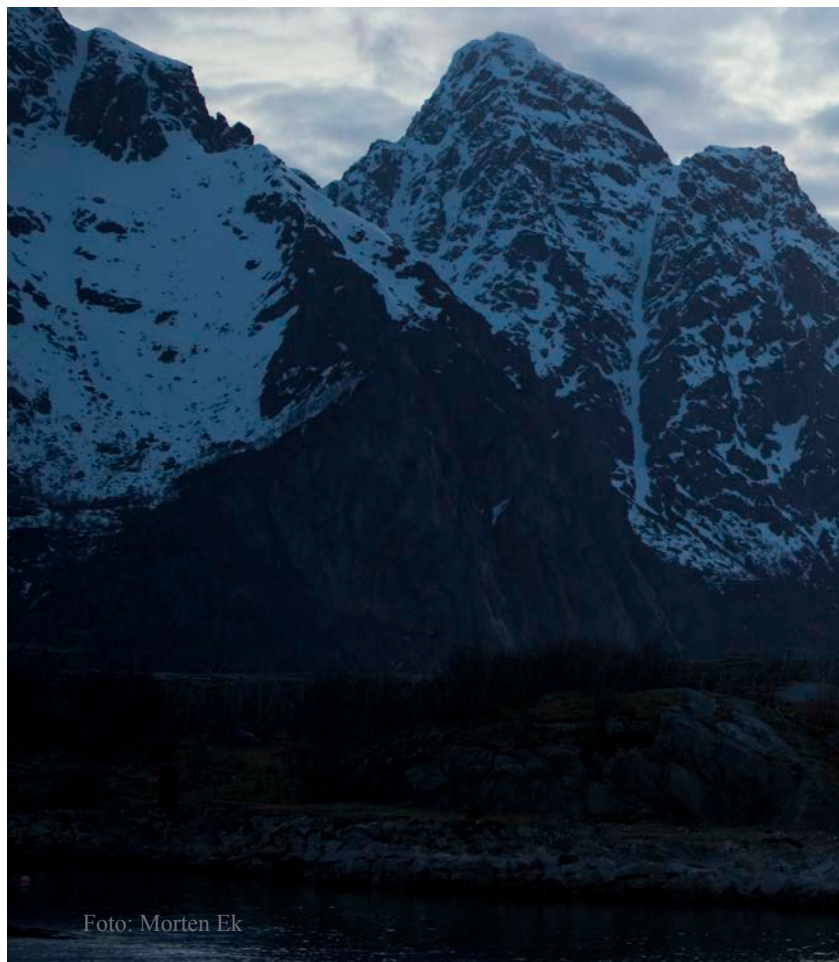


Foto: Morten Ek