



←←←
RAPPORT TIL LEDERNE

Olje- og gassnæringens betydning for arbeidsplasser og skatt i Norge og Nord-Norge

MENON-PUBLIKASJON NR. 4/2013

Av Sveinung Fjose, Magnus Utne Guldbrandsen og Rasmus Bøgh Holmen



Forord

Denne rapporten er utarbeidet av Menon Business Economics på oppdrag for Lederne. Menon er et forskningsbasert konsultantselskap med fokus på økonomi og næringsanalyse, mens Lederne er fagforening for ledere i norsk arbeidsliv.

Rapporten er todelt. Første del handler om sysselsettings- og skattevirkninger av norsk petroleumsvirksomhet og i hvilken grad kompetansebyggingen innen utdanningsvesenet holder tritt med utviklingen og behovene til det petroleumsrelaterte næringslivet. Den neste delen berører spørsmålet om åpning av områdene utenfor Helgeland, Salten, Lofoten, Vesterålen, Senja og Midt-Troms. Vi belyser da økonomiske og miljømessige konsekvenser av en åpning av disse områdene for petroleumsvirksomhet.

Innhold

1. Oppsummering	4
2. Olje- og gassnæringen legger grunnlag for om lag 250 000 arbeidsplasser og bidrar med nær femti prosent av Statens skatteinntekter	7
2.1. Samlet vekstimpuls fra drift, investering og eksport er på over 300 milliarder kroner, men mye forsvinner i eksport	7
2.2. Total sysselsettingseffekt er på om lag 250 000 og bidrar med 560 milliarder i skatteinntekter.....	9
2.3. Olje- og gasselskapene har en samlet sysselsetting på rundt 25 000 og bidrar med om lag 300 milliarder i skatteinntekter	11
2.4. Investeringer og drift på sokkelen bidrar til om lag 143 000 sysselsatte og 32 milliarder i skatteinntekter.....	12
2.5. Eksport fra offshore leverandørindustri bidrar med 74 000 sysselsatte og 28 milliarder kroner i skatteinntekter.....	13
2.6. Norge ville hatt en betydelig skatteinntgang og sysselsetting også uten olje- og gassnæringen	13
3. Åpning av petroleumsvirksomhet i omstridt område i Nord vil skape betydelig sysselsetting og gjøre regionene rikere. Miljørisikoen er liten, men konsekvensene, særlig for sjøfugl, store.	15
3.1. Oljedirektoratet antar betydelige ressurser, men usikkerheten er stor	15
3.1.1. Utbyggingsløsninger ved høyt aktivitetsnivå.....	15
3.1.2. Utbyggingsløsning ved lavt aktivitetsnivå	17
3.2. Hvordan vil regioner i Nord-Norge påvirkes av åpning av Nordland IV, V, VI og VII, samt Troms II	20
3.2.1. Hvordan vil utbygging og drift påvirke verdiskaping og sysselsetting på Helgeland?	21
3.2.2. Hvordan vil utbygging og drift påvirke sysselsetting og verdiskaping i Salten?	22
3.2.3. Hvordan vil utbygging og drift påvirke sysselsetting og verdiskaping i Lofoten	24
3.2.4. Hvordan vil utbygging og drift påvirke sysselsetting og verdiskaping i Vesterålen?	25
3.2.5. Senjaregionen vil kunne oppnå en sysselsettingseffekt på om lag 300	26
3.2.6. Midt-Troms vil få en sysselsettingseffekt på over 400 dersom landanlegg legges til regionen, men vil også få betydelig effekt uten en slik beslutning.....	27
3.2.7. Effekt i Ofoten er høyst usikker	29
3.3. Den totale miljørisikoen ved petroleumsvirksomhet utenfor Helgeland, Salten, Lofoten, Vesterålen, Senja og Midt-Troms vurderes som lav.....	30
3.3.1. Regulære utslipp er strengt regulert og miljørisikoen vurderes som liten	30
3.3.2. Sannsynligheten for akuttutslipp er liten, men konsekvensene kan potensielt være store	31
3.3.3. Potensielle konsekvenser for fisk	37
3.3.4. Miljørisiko for sjøfugl og marine pattedyr	39
3.3.5. Potensielle konsekvenser for sjøfugl og marine pattedyr	41
3.3.6. Elementer ved petroleumsvirksomhet som kan redusere miljørisikoen i området.....	47

3.3.7.	Nye områder har nye utfordringer – dette gir grunnlag for innovasjon	52
3.3.8.	Miljøkonsekvenser av regulære utslipp fra konsum	55
Vedlegg: Metode		59

1. Oppsummering

Olje- og gassnæringen legger grunnlag for om lag 250 000 arbeidsplasser. Skatteinntektene utgjør nær 45 prosent av statens samlede inntekter

Olje- og gassnæringen er Norges desidert største næring målt i verdiskaping og gir betydelige vekstimpulser til norsk økonomi gjennom kjøp av varer og tjenester i forbindelse med drift og investering. Olje- og gassselskapene investerte for i overkant av 180 milliarder kroner i 2011, mens driftskostnadene var på om lag 60 milliarder kroner. Som følge av sterk økning i drifts- og investeringskostnader tilpasser en stadig større andel av norsk næringsliv sine tjenester mot olje- og gassnæringens behov. Følgelig har Norge i løpet av relativt få år bygget opp en betydelig leverandørindustri.

Leverandørindustrien leverer imidlertid ikke utelukkende til operasjoner på norsk sokkel. Gjennom krevende operasjoner på norsk sokkel har leverandørindustrien opparbeidet unik kompetanse. Norske leverandørindustribedrifter har blant annet verdensledende kompetanse innen seismikk og geologi, subsea, boring og støttetjenester, for å nevne noe. Etter hvert som lete- og produksjonsvirksomheten flyttes til dypere vann og til mer værharde områder, øker etterspørselen etter norsk kompetanse. Menon (2012)¹ har i denne sammenheng vist at leverandørindustrien i Norge hadde en samlet utenlandsomsetning på 165 milliarder kroner i 2011, hvorav 107 milliarder var eksport.

I denne rapporten for Lederne beregner vi sysselsettings- og skattevirkinger av petroleumsvirksomheten i Norge. Vi tar både for oss effekten av de vekstimpulser som gis gjennom drift og investeringer i felter på norsk sokkel og effekten gjennom leverandørindustriens eksport. Våre beregninger viser at total sysselsettingseffekt som følge av petroleumsvirksomhet er på om lag 250 000 sysselsatte. Av dette legger aktiviteten på norsk sokkel grunnlaget for om lag 180 000 sysselsatte, mens de resterende 70 000 er knyttet til eksport fra leverandørindustrien. I beregningene har vi også tatt med effekten av de ansattes konsum. Vi har imidlertid ikke inkludert effekten i form av offentlig sysselsetting. Anslagene kan således anses som minimumsanslag.

Det offentlige inntekter fra petroleumsvirksomheten var i følge våre beregninger på 576 milliarder kroner i 2012. Dette anslaget inkluderer avgifter på petroleumsvirksomhet, skatt betalt av leverandørselskapene og inntektsskatt. Statens inntekter var i 2012 på om lag 1 200 milliarder kroner. Inntektene fra petroleumsvirksomheten står altså for nær femti prosent av statens inntekter. Inntektene fra selve utvinningen kan ses på som formueomplussing fra ressurser i bakken til finansielle midler.

Åpning av det omstridte området gir betydelig økonomisk effekt. Miljørisikoen er trolig liten, men konsekvensene kan være store, særlig for sjøfugl

Om det skal åpnes for petroleumsvirksomhet utenfor Lofoten og Vesterålen vekker sterke følelser. Frontene er steile og fakta tolkes ulikt. Tilhengere av utbygging trekker fram de potensielle verdiene som ligger under havbunnen og at sannsynligheten for større oljeutslipp er minimal. Det påpekes også av noen at erfaringer fra oljeutslipp ofte har vist at naturen er mer motstandsdyktig enn antatt og at norsk petroleumsvirksomhet er den reneste og sikreste i verden.

¹ Mellbye, C., Fjose, S. og Jakobsen, E. (2013): Internasjonalisering av norsk offshoreleverandørindustri 2011 – øker omsetning og blir mer global, Menon publikasjon nr. 28/2012. Rapporten kan lastes ned her: <http://menon.no/upload/2012/09/14/rapport-internasjonalisering-av-leverandorindustrien-2011-.pdf>

Motstanderne hevder på sin side at verdien av områdets unike og urørte natur med store kolonier med sjøfugl, yrende fiskefelt og sårbare strender ikke kan måles i penger. Så lenge faren for oljeutslipp er til stede kan vi ikke ta oss råd til å risikere forringelsen av Norges vakreste kystområder. Miljøorganisasjoner trekker også frem klimautfordringen som et argument for å bremse utbyggingstakten på norsk sokkel. Debatten har pågått i årevis og blusser opp i media med jevne mellomrom der alt fra politikere til lokalbefolkning, miljøbevegelse og næringsaktører kaster seg på og det er ingen tegn til at partene nærmer seg hverandre. Tilhengere av utbygging beskyldes for å underkommunisere miljørisikoen og overdrive de uforløste verdiene. Motstanderne blir på sin side beskyldt for å la følelsene ta overhånd istedenfor å forholde seg til fakta. I denne urskogen av argumenter, beskyldninger, særinteresser og personlig engasjement kan det være vanskelig å få tak i hva som egentlig er fakta. Hva er egentlig miljøkonsekvensene av å bygge ut petroleumsvirksomhet utenfor Lofoten og Vesterålen? Er sannsynligheten for utslipp så lav som noen hevder? Er konsekvensene av en utblåsning så alvorlige som det kan fremstå i mediene? Hvor store verdier ligger egentlig under havbunnen, og er ringvirkningene for norsk og ikke minst nordnorsk økonomi virkelig så store?

Gjennom arbeid med forvaltningsplaner og kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet er det lagt ned et betydelig arbeid i å vurdere både miljørisiko og potensielle verdier. Vi har sett nærmere på dette faktagrunnlaget og spesielt kunnskapsinnhenting som ble utført i 2012 for å forsøke å trekke ut essensen i de faglige vurderingene av miljøkonsekvenser og økonomiske virkninger av utbygging av petroleumsvirksomhet utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja. Vi tar ikke mål av oss å gjøre en egen vurdering av dette, det er det ikke behov for, men heller rydde litt i argumentene og framstille hva vi mener er de viktigste faglige konklusjonene på en sammenfattet og oversiktlig måte. Hvorvidt et område skal åpnes for petroleumsvirksomhet eller ikke innebærer en veiing av økonomiske gevinster opp mot eventuelle miljøkonsekvenser i tillegg til andre samfunnsmessige hensyn. Hva som skal vektes tyngst og hvilke konklusjoner det faglige grunnlaget byr på er til syvende og sist en politisk vurdering og ikke noe vi tar mål av oss å gjøre i denne rapporten.

Menon viser i denne rapporten at en åpning av området trolig vil gi om lag 2000 arbeidsplasser i regionen i driftsfasen. I tillegg vil åpning også skape et betydelig antall arbeidsplasser i andre regioner i Norge.

Arbeidsplasser knyttet til petroleum skiller seg ut ved å ha langt høyere samfunnsøkonomisk lønnsomhet og spesialiseringsnivå enn de øvrige arbeidsplassene i regionen. Oppstart av petroleumsvirksomhet vil således gjøre berørte regioner i Nord rikere. Skatteinngangen og befolkningen vil trolig øke.

Våre beregninger av sysselsettingseffekter er å betrakte som minimumsanslag. Bakgrunnen for dette er følgende:

- Når vi har fordelt sysselsettingseffektene ut på år, har vi tatt hensyn til produktivetsforbedring. Dette innebærer at næringslivet hvert år blir mer og mer effektivt, og at vi følgelig trenger mindre og mindre arbeidskraft for å utføre operasjoner. Vi antar altså at sysselsettingseffekten for gitt aktivitetsnivå avtar over tid. Det er imidlertid ikke gitt at produktivetsforbedringen leder til redusert sysselsetting. Et vel så realistisk scenario er at man bruker produktivetsforbedringen til å øke utvinningen fra feltene. I så tilfelle kan det hende at sysselsettingen øker i betydelig grad, også utover det som er beregnet.
- Utbygging og drift av petroleumsvirksomhet vil bidra til vekst i eksisterende næringsliv. For næringslivet i regionen, inklusive det næringslivet som er helt uberørt av eventuell petroleumsvirksomhet, innebærer dette at man nå har mulighet til å kjøpe varer og tjenester lokalt som tidligere kun ble tilbudt i andre regioner.

- Økt aktivitet i området vil gi et økt markedsgrunnlag for båt-, buss- og flytrafikk. Reiselivsaktørene vil trolig svare på økt etterspørsel ved å øke tilbudet, herunder også flere direkteruter. Flere direkteruter vil gi besparelser for næringslivet i form av mindre tidsbruk på reiser. Videre kan dette gjøre det lettere for turister å besøke regionen, som dermed kan bli mer aktuell for konferanser og liknende.²

I rapporten viser vi også miljømessige konsekvenser av en åpning. Våre analyser på dette området baserer seg på omfattende rapporter utarbeidet av Det Norske Veritas for Olje- og energidepartementet, samt Havforskningsinstituttet. Vi vil da vise at man ved normal drift har neglisjerbare effekter på miljø. Ved akutte utslipp kan konsekvensene for miljøet være mer dramatiske og særlig for sjøfugl og i noe mindre grad fisk. Samtidig utmerker områdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Sør-Troms seg som et av verdens mest sårbare og produktive havområder, og hele 70 prosent av fiskeriressursene som fanges i Lofoten og Barentshavet har egg, larve og yngelfasene i områdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Sør-Troms. Et ukontrollert utslipp i området i perioden der konsentrasjonen av egg, larver og yngel er stor, vil således ha alvorlige miljømessige så vel som økonomiske konsekvenser.

Restitusjonstiden er beregnet til å være mellom ett og ti år, avhengig av størrelse og varighet av utslipp. Sannsynligheten for utslipp er beregnet ved å ta utgangspunkt i antall alvorlige utblåsninger i Norge og andre steder i Verden. Vi viser da at sannsynligheten for en slik hendelse er langt mindre enn 1 promille.

Dagens skipstrafikk utgjør den mest akutte faren for miljøet i de aktuelle områdene. Sannsynligheten for grunnstøting og utslipp fra skip er langt høyere enn sannsynligheten for utslipp fra olje- og gassinstallasjoner. Åpning av området for petroleumsvirksomhet vil øke skipstrafikken. Samtidig vil petroleumsvirksomhet bidra til at man får langt høyere beredskap mot ulykker enn det man har i dag. Petroleumsvirksomhet i området kan således bidra til å redusere sannsynligheten for alvorlige konsekvenser av skipsforlis i området.

Havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Sør-Troms er som nevnt et av verdens mest produktive og sårbare områder, og selv om den samlede miljøkonsekvensen ved åpning av området av Veritas vurderes som liten, vil oppstart av petroleumsvirksomhet i området trolig bli møtt med særskilte krav til miljø og sikkerhet. Dette vil trolig redusere lønnsomheten og sannsynligheten for utbygging marginalt. På den annen side kan særskilte krav til sikkerhet og miljø føre til at både leverandørindustri og oljeselskaper utvikler nye teknologier og løsninger. Slike løsninger og teknologier vil trolig øke konkurranseevnen til norsk leverandørindustri og oljeselskaper ved oppstart av petroleumsvirksomhet i andre av verdens sårbare områder. Oppstart av petroleumsvirksomhet i området kan således legge grunnlag for en fortsatt betydelig vekst i norsk leverandørindustri eksport. Norsk leverandørindustri er Norges desidert største eksportnæring ved siden av olje- og gasselskapene, med en samlet eksport på om lag 110 milliarder kroner i 2012. Fortsatt styrkning av denne næringens internasjonale konkurranseevne er viktig for norske eksportinntekter og arbeidsplasser.

² Samtidig er det grunn til å understreke at vi i rapporten ikke har beregnet effekt i form av mulig redusert turisme som følge av at en region på grunn av petroleumsvirksomhet kan fremstå som mindre attraktiv.

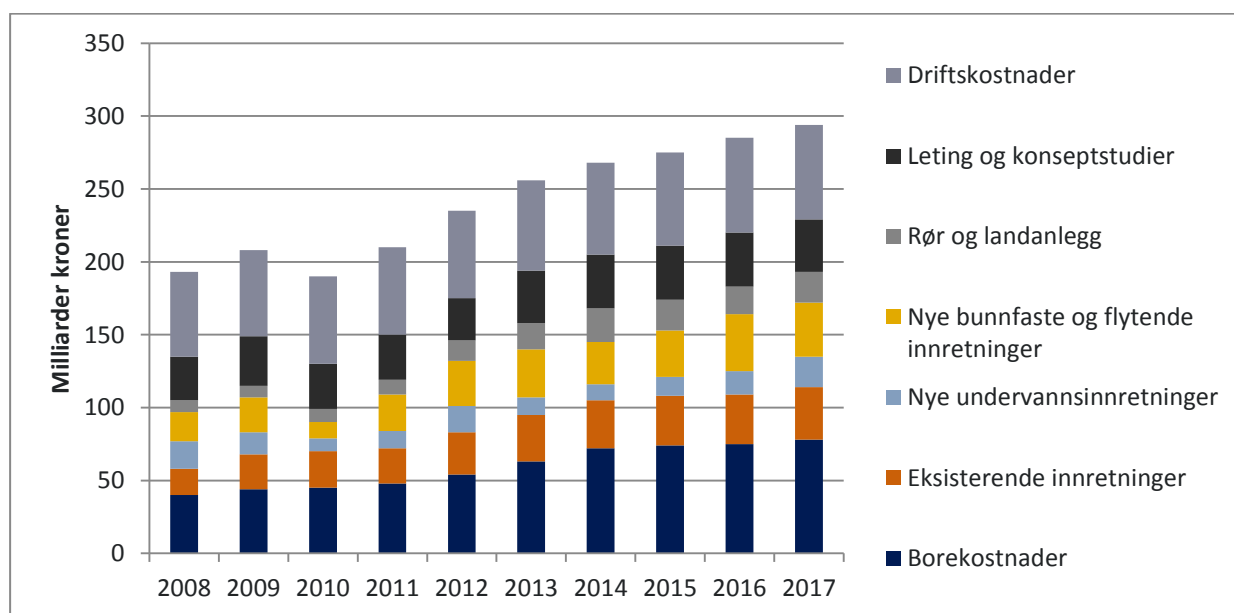
2. Olje- og gassnæringen legger grunnlag for om lag 250 000 arbeidsplasser og bidrar med nær femti prosent av Statens skatteinntekter

Vi vil i dette kapittelet vise totale sysselsettings- og skatteeffekter av petroleumsvirksomheten i Norge. Vi starter med å presentere hvilke vekstimpulser som oppstår på grunn av drifts- og investeringskostnader på norsk sokkel og gjennom eksport fra leverandørindustrien i delkapittel 2.1, før vi i delkapitlene 2.2 og 2.3 viser hvilken effekt disse vekstimpulsene gir i form av sysselsetting og skatteinntang for henholdsvis hele landet og olje- og gasselskapene. Deretter følger en gjennomgang av investering og drift på sokkelen i delkapittel 2.4 og eksport i delkapittel 2.5. Vi avslutter kapittelet med å diskutere Norge uten petroleumsnæringen i delkapittel 2.6.

2.1. Samlet vekstimpuls fra drift, investering og eksport er på over 300 milliarder kroner, men mye forsvinner i eksport

Olje- og gasselskapene hadde i 2012 om lag 180 milliarder kroner i investeringer. Driftskostnadene var på om lag 60 milliarder kroner, et tall som har ligget relativt stabilt de senere år. Utvikling i drifts- og investeringskostnader de senere år er vist i Figur 1 nedenfor. I figuren har vi også tatt med Oljedirektoratets framskrivninger frem mot 2017.

Figur 1: Utvikling i drifts- og investeringskostnader på norsk sokkel 2008-2017. Kilder: Menon (2013) og Oljedirektoratet (2012)



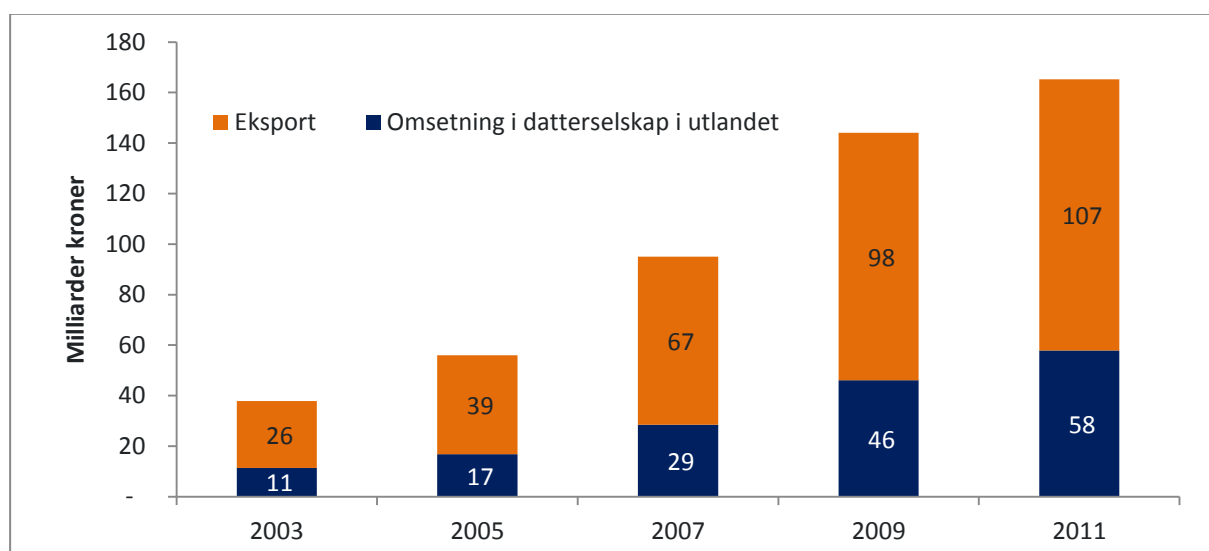
Som det fremgår av figuren har det vært en sterk økning i drifts- og investeringskostnader i perioden. Fra perioden 2008 til 2017 er det ventet en økning i drift- og investeringskostnader fra i underkant av 200 milliarder kroner til i underkant av 300 milliarder, hvilket tilsvarer en økning på over femti prosent.

Drifts- og investeringskostnadene bidrar med vekstimpulser til norsk økonomi, så vel som til andre lands økonomier gjennom import. For å beregne hvilken effekt drifts- og investeringskostnadene har for sysselsetting og verdiskaping i andre næringer, har vi fratrukket de deler av driftskostnadene i olje- og gasselskapene som

går til lønns- og personalkostnader.³ Videre har vi trukket fra den andelen av leveranser som skjer gjennom import. Importandelen for hver næring fremkommer fra Statistisk sentralbyrå (SSB) sitt næringskryssløp. Sysselsettings- og skattevirkninger er deretter beregnet ved hjelp av Menons modell for ringvirkninger, den såkalte Totaleffektmodellen. En nærmere beskrivelse av fremgangsmåten er redegjort for i vedlegget til rapporten i kapittel 3.

I tillegg til leveranser til norsk sokkel har leverandørindustrien betydelige leveranser til petroleumsvirksomhet i andre land. Menon (2012) viste at norsk leverandørindustri hadde 165 milliarder kroner i utenlandsomsetning i 2011, hvorav 107 milliarder var leveranser fra Norge. De resterende 58 milliarder kroner var leveranser fra datterselskaper i utlandet. Både utenlandsomsetning og eksport har økt kraftig de senere år, som vist i Figur 2 nedenfor.

Figur 2: Eksport og utenlandsomsetning fra offshore leverandørindustri i perioden 2003-2011. Kilde: Menon (2013)



Som det går frem av figuren har utenlandsomsetningen økt fra om lag 40 milliarder kroner i 2003 til 165 milliarder i 2011. Økningen i utenlandsomsetning i perioden er på hele 350 prosent. Samtidig er det grunn til å legge merke til at utenlandsomsetningen øker raskere enn eksporten. Mens over 70 prosent av utenlandsomsetningen i 2003 ble levert i form av eksport fra Norge, har tallet sunket til under 65 prosent i 2011.

Nedgangen skyldes delvis mangel på kapasitet i Norge til å få utført produksjon og delvis at prisen på mindre spesialisert arbeidskraft er langt høyere i Norge enn i land hvor man alternativt kan legge produksjonen. Flere ledende leverandørselskaper har derfor i økende grad etablert datterselskaper i utlandet. Fra disse datterselskapene får de både utført produksjon for norsk sokkel, samt produksjon for utenlandske sokler. Konsekvensen av høye arbeidskraftkostnader og mangel på kapasitet er altså både at importen stiger, og at eksporten øker mindre enn den kunne. Samtidig bidrar flytting av oppgaver ut av landet til at leverandørene øker sin konkurransekraft, slik at en høy andel leveranser fra Norge kan opprettholdes.

³ Vi har i denne sammenheng lagt til grunn at gjennomsnittlige lønns- og personalkostnader er om lag en million per ansatt. Menons regnskapsdata viser at gjennomsnittlig lønnskostnad ligger på om lag 850 000 kroner per sysselsatt. Samtidig viser en gjennomgang fra analyseselskapet Proba Samfunnsanalyse at lønnskostnadene ligger på om lag 960 000 kroner per sysselsatt i 2009. Tar en hensyn til andre personalkostnader, vil gjennomsnittlige lønns- og personalkostnader ifølge Probas anslag overstige en million. Vi har valgt å legge oss mellom Probas beregninger og våre regnskapsdata. Probas analyse er tilgjengelig på <http://samfunnsanalyse.no/wp-content/uploads/2010/08/Rapport-2010-01.pdf>.

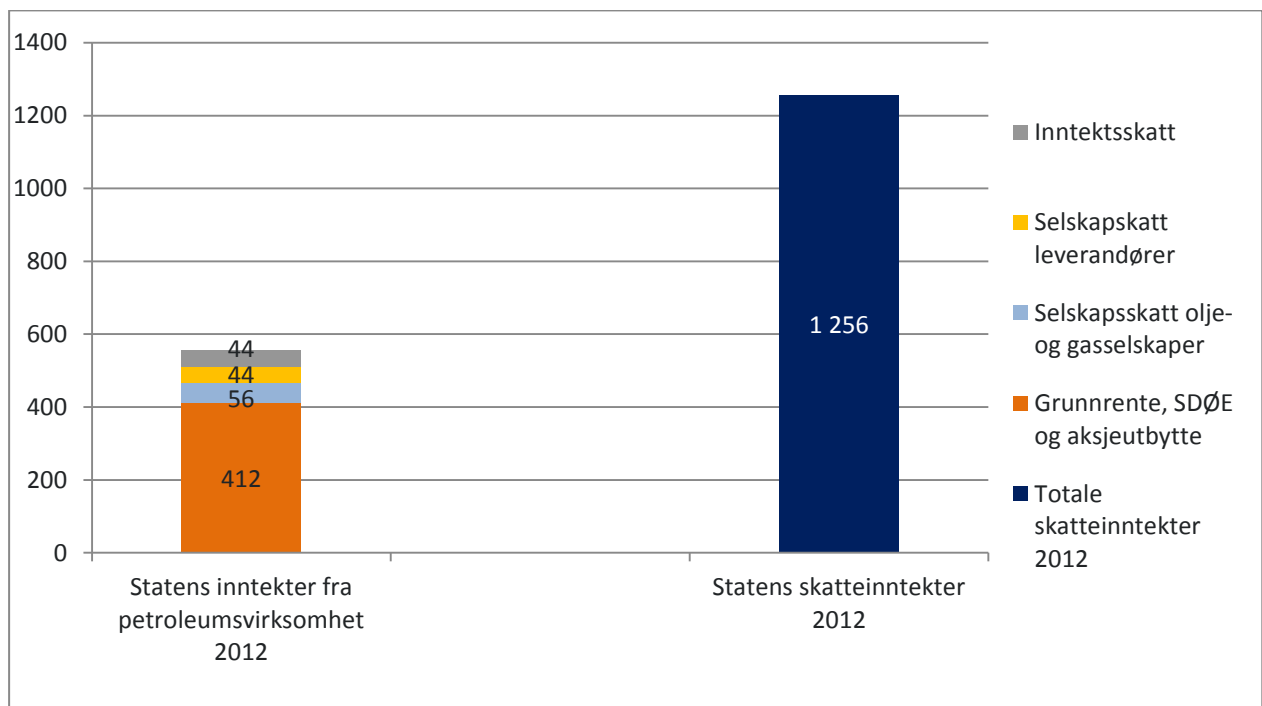
Eksporten fra Norge bidrar til sysselsetting og skatteinngang. Beregning av sysselsettings- og skatteeffekten av eksport er foretatt gjennom Totaleffektmodellen. For å kunne beregne sysselsettings- og skatteeffekter av petroleumsvirksomheten i 2012 må vi ta utgangspunkt i eksporten for 2012, ikke 2011. I utarbeidelsen av rapport om utenlandsomsetning i leverandørindustrien i 2011 stilte vi leverandørindustrien spørsmål om utvikling i utenlandsomsetning fra 2011 til 2012. I gjennomsnitt svarte respondentene at de forventet en økning på om lag 15 prosent. Eksporttallene for 2011 er derfor oppjustert med 15 prosent.⁴

2.2. Total sysselsettingseffekt er på om lag 250 000 og bidrar med 560 milliarder i skatteinntekter

I dette delkapittelet vil vi vise totale sysselsettings- og skatteeffekter av petroleumsvirksomheten i Norge. Vi vil først vise hva som er den totale effekten, for deretter å vise hvordan denne effekten er bygget opp av tre elementer; den direkte effekten hos oljeselskapene, effekten hos leverandørene knyttet til leveranser til norsk sokkel og effekten av eksporten.

I Figur 3 nedenfor vises totale skatteinntekter fra petroleumsvirksomheten i 2012, samt totale skatteinntekter for det offentlige Norge i 2012. Totale skatteinntekter fra petroleumsvirksomheten var i 2012 på hele 550 milliarder kroner og utgjør altså nær femti prosent av det offentliges totale skatteinntekter i 2012.

Figur 3: Totale skatteinntekter fra petroleumsvirksomheten i 2012, samt totale statlige skatteinntekter i 2012. Kilder: Menon (2013) og Finansdepartementet Gul bok (2012)



Figuren viser at grunnrente, bidrag fra Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) og aksjeutbytte fra Statoil utgjør det helt klart største bidraget til skatteinntekter med 412 milliarder kroner. Olje- og gasselskapene betaler imidlertid også selskapskatt, og denne utgjorde 56 milliarder kroner i 2012. I likhet med

⁴ Vi har lagt til grunn at forholdet mellom eksport og utenlandsomsetning holder seg stabilt fra 2011 til 2012, selv om det kan være grunn til å vente en marginal økning i andelen utenlandsomsetning.

olje- og gasselskapene betaler også leverandørene skatt. Denne er beregnet til 44 milliarder kroner. I tillegg til dette kommer skatteinntekter som følge av inntektsskatt for sysselsatte knyttet til petroleumsvirksomhet. Denne er beregnet til 44 milliarder kroner.

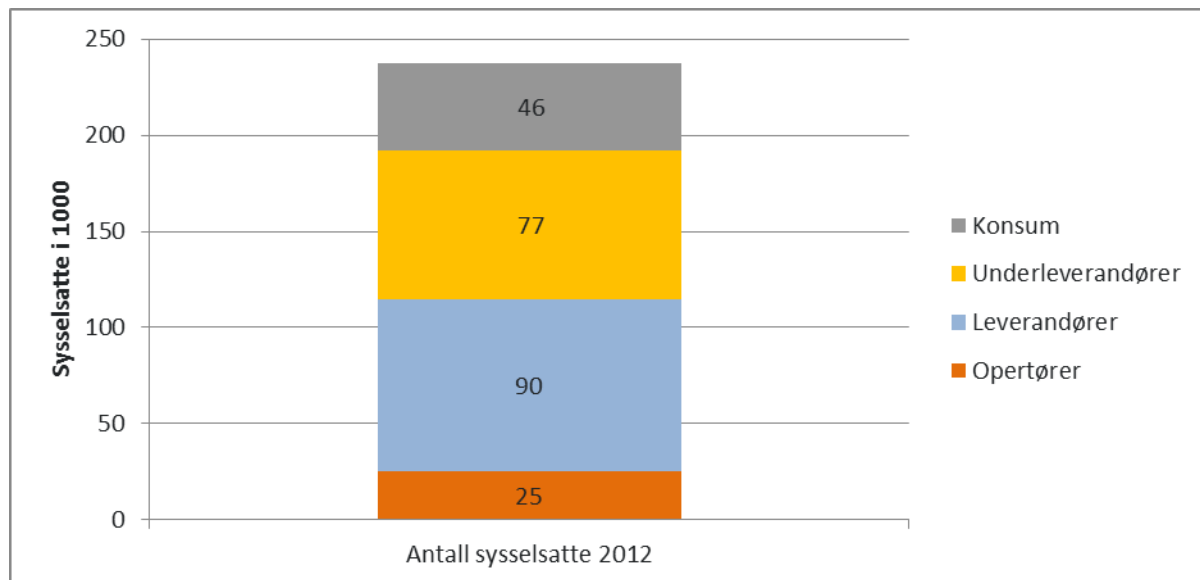
Siden 2010 har det vært en kraftig økning i statens inntekter som følge av petroleumsvirksomheten. I stor grad kan denne knyttes til økning i olje- og gasspriser, økte investeringer på norsk sokkel og økt eksport. Høyere olje- og gasspriser bidrar imidlertid klart mest til økningen.

Uten skatteinntektene fra petroleumsvirksomheten ville offentlig sektor hatt langt lavere inntekter og mindre midler til å få yte viktige tjenester og ytelser i form av pensjon, skole, helse og øvrige velferdstilbud. Samtidig ville et fravær av oljesektoren trolig medført at Norge hadde spesialisert sin produksjon mot andre næringer og skatteinntekter. Vi kommer nærmere tilbake til dette i delkapittel 2.6.

Syssetningseffekten av petroleumsvirksomheten i Norge er på nær 250 000 sysselsatte

I Figur 4 nedenfor viser vi total sysselsettingseffekt som følge av olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel.

Figur 4: Syssetningseffekt som følge av petroleumsvirksomheten i Norge i 2012. Kilde: Menon (2013)



I tråd med figuren viser våre beregninger at total sysselsettingseffekt som følge av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel er på 250 000 sysselsatte. Av dette utgjør den direkte sysselsettingen i olje- og gasselskapene om lag 25 000 personer, sysselsatte i leverandørindustrien 90 000, sysselsetting hos underleverandører 77 000, mens 46 000 er sysselsatt som følge av konsumvirkninger.

Til tross for at både investeringer og eksport har økt kraftig siden 2010 har ikke sysselsettingen i henhold til våre beregninger økt tilsvarende.⁵ Det er primært tre grunner til dette:

- **Prisstigning:** Deler av økningen i investeringskostnader og eksport skyldes prisstigning. Eksempelvis har prisen på boretjenester økt kraftig i perioden.

⁵ Menon viste tilsvarende sysselsettingstall for 2011.

- **Økning i import:** En økende andel av leveransene skjer enten fra utenlandske selskaper eller ved hjelp av enheter fra norske leverandørselskaper i utlandet. Dette skyldes delvis høy pris på visse typer arbeidskraft i Norge og delvis mangel på arbeidskraft.
- **Bedre ressursutnyttelse og produktivitetsøkning:** Leverandørindustrien blir i likhet med øvrig norsk næringsliv stadig mer effektiv. Delvis skyldes dette innovasjon og delvis skyldes det bedre utnyttelse av eksisterende arbeidskraft. Ifølge SSBs prognoser fra 2010 øker norsk produktivitet i gjennomsnitt med om lag to prosent årlig.

Vi vil i det følgende vise hvordan henholdsvis aktiviteten på norsk sokkel og eksporten fra leverandørindustrien bidrar til sysselsetting og skatteinngang. Med hensyn til aktiviteten på norsk sokkel vil vi skille mellom aktiviteten i olje- og gasselskapene og den aktiviteten disse genererer hos leverandører og underleverandører.

2.3. Olje- og gasselskapene har en samlet sysselsetting på rundt 25 000 og bidrar med om lag 300 milliarder i skatteinntekter

Finansdepartementets oversikt over inntekter fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel for 2012 var på til sammen 412,7 milliarder kroner. Dette kommer frem av Tabell 1 nedenfor.

Tabell 1: Finansdepartementets anslag på inntekter fra petroleumsnæringen i 2012. Kilde: Finansdepartementet (2012)

Skatteform	Anslag regnskap 2012 i millioner kroner
SDØE – Driftsresultat	144 700
SDØE - Avskrivninger og renter	25 200
Skatt og avgift på utvinning, inkl. CO ₂ -avgift og NO _x -avgift	229 005
Aksjeutbytte fra Statoil ASA	13 887
SUM INNTEKTER FRA PETROLEUMSVIRKSOMHETEN	412 792

Finansdepartementets oversikt over skatteinntektene fra olje- og gassvirksomheten inneholder en stor del av inntektene, men ikke alt. I tillegg til å betale grunnrente, CO₂-avgift og NO_x-avgift betaler olje- og gasselskapene ordinær selskapsskatt på overskudd. Vi vil i det følgende beregne denne selskapsskatten.

Menon har regnskapsdata for alle olje- og gasselskaper i Norge. Ifølge regnskapstallene betalte selskapene 285 milliarder i skatt og hadde om lag 25 000 sysselsatte i 2011. Som følge av at olje- og gassprisen økte noe fra 2011 til 2012, er det grunn til å anta at totalt betalt skatt fra olje- og gasselskapene økte noe fra 2011 til 2012.

I fortsettelsen antar vi at differansen mellom Finansdepartementets anslag og Menons regnskapstall i hovedsak kan forklares med olje- og gasselskapenes selskapsskatt. Vi antar derfor i det videre at olje- og gasselskapenes selskapsskatt ser ut som i Tabell 2 under:

Tabell 2: Anslag på selskapskatt fra petroleumsnæringen i 2012. Kilde: Finansdepartementet (2012) og Menon (2013)

Skatteform	Skatt i milliarder kroner
Totalt betalt skatt:	285
- Skatt på utvinning, inkludert CO ₂ -avgift og NO _x -avgift.	229
SUM SELSKAPSKATT	56

I tillegg til skatt på overskudd genereres det også skatteinntekter gjennom at de ansatte i olje- og gassnæringen betaler inntektsskatt. Vi har da lagt til grunn en gjennomsnittlig inntekt på rundt en million og en skattesats på 40 prosent. Vi finner da at det offentlige får inntekter på 10,8 milliarder kroner fra ansatte i olje- og gasselskaper. Samlet sett finner vi altså skatteinntektene fra olje- og gasselskapenes aktivitet som vist i Tabell 3 nedenfor.

Tabell 3: Skatteinntekter fra petroleumsnæringen i 2012. Kilde: Menon (2013)

Inntektskilde	Skatt i milliarder kroner
Grunnrente, SDØE og aksjeutbytte med mer	412
Selskapskatt olje- og gasselskaper	56
Inntektsskatt ansatte i olje- og gasselskapene	11
SUM	479

Olje- og gasselskapene bidrar altså med hele 479 milliarder kroner i skatteinntekter gjennom skatt på utvinning, CO₂-avgift og NO_x-avgift, selskapskatt og inntektsskatt for de om lag 25 000 ansatte i olje- og gasselskapene. Inntektene fra selve utvinningen kan ses på som formueomplassing fra ressurser i bakken til finansielle midler.

2.4. Investeringer og drift på sokkelen bidrar til om lag 143 000 sysselsatte og 32 milliarder i skatteinntekter

Vi vil i dette kapitlet vise sysselsettings- og skatteeffekter av investerings- og driftskostnader på norsk sokkel. I 2012 var det omsetning for 184 milliarder kroner på norsk sokkel. I tillegg antar vi at om olje og gasselskapene hadde innkjøp i forbindelse med drift for om lag 40 milliarder kroner. Til sammen er altså vekstimpulsen fra aktiviteten på norsk sokkel på om lag 220 milliarder kroner.

For å beregne sysselsettings- og skattevirkninger av denne vekstimpulsen benytter vi Totaleffektmodellen, og resultatene vises i Tabell 4 under.

Tabell 4: Totale sysselsettings- og skatteeffekter hos leverandører og underleverandører som følge av petroleumsvirksomheten i Norge. Kilde: Menon (2013)

	Sysselsettingseffekter	Skatteeffekter i milliarder kroner
1. ordens	59 000	15
2. ordens	51 000	7
Konsum	33 000	10
SUM	143 000	32

Som det går frem av tabellen ser vi en total sysselsettingseffekt på 143 000 sysselsatte. Om lag 60 000 av disse skyldes direkte leveranser til oljeselskapene, mens om lag femti milliarder skyldes leveranser til leverandørselskapene. De sysselsattes konsum av varer og tjenester bidrar ifølge våre anslag til en sysselsettingseffekt på rundt 30 000 sysselsatte.

Om vi ser på skatteeffekten av investerings- og driftskostnadene på norsk sokkel, ser vi at disse summerer seg til 32 milliarder kroner. Av dette er ti milliarder knyttet til inntektsskatt og femten milliarder er knyttet til leveranser fra leverandørindustrien, mens syv milliarder knytter seg til underleverandørene.

2.5. Eksport fra offshore leverandørindustri bidrar med 74 000 sysselsatte og 28 milliarder kroner i skatteinntekter

Offshore leverandørindustri eksporterte varer og tjenester for 107 milliarder kroner i 2011. Basert på intervjuer foretatt i 2012, anslår vi at eksporten i 2012 var om lag femten prosent høyere enn i 2011. Dette gir altså en total eksport i 2012 på 123 milliarder kroner.

I Tabell 5 nedenfor viser vi sysselsettings- og skattevirkninger av denne eksporten.

Tabell 5: Sysselsettings- og skattevirkninger av eksport fra leverandørindustrien til olje- og gass. Kilde: Menon (2013)

	Sysselsettingseffekter	Skatteeffekter i milliarder kroner
1. ordens	32 000	10
2. ordens	27 000	6
Konsum	15 000	12
SUM	74 000	28

Som det går frem av tabellen har vi beregnet sysselsettingseffektene fra eksporten til å være 74 000 sysselsatte, mens skattevirkningene er beregnet til 28 milliarder kroner.

2.6. Norge ville hatt en betydelig skatteinntang og sysselsetting også uten olje- og gassnæringen

Olje- og gassnæringen har vokst over en lengre periode til å bli Norges klart største målt i verdiskaping,⁶ og næringen bidrar i vesentlig grad til sysselsetting og offentlig skatteinntang. Likevel ville norsk økonomi langt i fra vært i noen katastrofal forfatning om vi ikke hadde oppdaget eller benyttet oss av olje- og gassressursene.

⁶ Verdiskaping måles vanligvis i bruttoprodukt, det vil si summen av lønnskostnader og driftsresultat før av- og nedskrivninger (EBIDTA).

Cappelen et al. (2003)⁷ forsøkte i denne sammenheng å konstruere en bane for hvordan norsk økonomi hadde utviklet seg uten petroleumsnæringen. Sammenlikningen er basert på den økonomiske utviklingen i våre naboland. Den konkluderer med at vi trolig ville hatt om lag tre prosent høyere arbeidsledighet i Norge uten petroleumsressursene.

Vi har i denne rapporten beregnet sysselsettingseffekte til nær 250 000 sysselsatte. Dette utgjør om lag ti prosent av den norske arbeidsstyrken. Dette er imidlertid bruttoeffekter som ikke tar i betraktning at meste-parten av sysselsettingen i realiteten vil gå til mindre produktive anvendelser.

At ikke alle disse personer ville vært arbeidsledige uten petroleumsnæringen skyldes flere forhold:

- Petroleumsaktiviteten har bidratt til at priser og lønninger i Norge har steget raskere enn i våre konkurrentland gjennom høyere lønnspress. Behovet for en stor konkurranseutsatt onshore sektor til å finansiere eksportaktiviteter har blitt mindre, samtidig som muligheten til å bygge ut skjermet sektors vare- og tjenestetilbud blir større. Dette har bidratt til å gjøre tradisjonell norsk industri mindre konkurransedyktig på pris og eskalert utviklingen med utflytting av mindre kunnskapsintensiv produksjon ut av landet.
- Næringslivet er omstillingsdyktig. Om ikke petroleumsnæringen hadde etterspurt varer og tjenester fra norske bedrifter med ledende kompetanse, hadde de trolig søkt andre markeder. I utgangspunktet ville disse markedene imidlertid vært mindre lønnsomme på marginen, siden de ikke velges i dagens økonomi. Samtidig ville også innovasjons- og kunnskapsnivået i de aktuelle næringene trolig vært høyere.
- Petroleumsnæringen har vært lønnsom og tiltrukket seg mye kapital og kvalifisert arbeidskraft. Uten petroleumsnæringen kan det tenkes at kapitalen og arbeidskraften hadde funnet veien til andre næringer, og disse kunne således fått sterkere vekststimulans.

Samtidig må det påpekes at de offentlige finansene ville vært vesentlig svakere uten petroleumsnæringen. Dette er ikke tatt hensyn til i våre beregninger. Petroleumsnæringen finansierer nå nær halvparten av det offentliges skatte- og avgiftsinntekter i 2012. Ettersom petroleumsnæringen har svært mye høyere verdiskaping per ansatt enn andre sammenliknbare næringer,⁸ ville trolig et fravær eller et bortfall av næringen i vesentlig grad redusert offentlig sektors evne til velferdsproduksjon og antakelig implisert et høyere skattenivå. Et raskt bortfall av oljeinntekter ville også kunne medføre en mistilpasning mellom konsumpreferanser og produksjonssammensetning, slik at produksjonsnivået i en overgangsperiode hadde vært enda lavere enn i en verden uten olje.⁹

På den annen side ville en presumptivt lavere lønns- og kostnadsutvikling bidratt til at velferdsproduksjonen også ville vært mindre ressurskrevende. Samlet sett er det imidlertid ingen tvil om at et Norge uten petroleumsaktivitet trolig ville hatt langt høyere arbeidsledighet og langt mer anstrengt offentlig økonomi. Dette bildet likner mer på situasjonen som vi ser i våre nordiske naboland.

⁷ Cappelen, Å., Eika, T., Johansen P.R. og Jørgensen, J.A. (2003): *Makroøkonomiske konsekvenser av lavere aktivitet i oljevirksomheten framover*, SSB-notat 2003/43.

⁸ Det bør presiseres at dette ikke bare er et uttrykk for produktivitetforskjeller, men også en konsekvens av høye kapital- og kompetanseintensiteter i næringen, samt en grunnrente forbundet med naturressursene.

⁹ Dette fenomenet er kjent som hollandsk syke. For en enkel og god fremstilling av hollandsk syke og omstillingen mellom skjermet og konkurranseutsatt sektor henviser vi til Holden, S. (2010): *Om virkninger av bruk av oljeinntekter på næringsstrukturen*, forelesningsnotat 10 for ECON1310, Universitetet i Oslo.

3. Åpning av petroleumsvirksomhet i omstridt område i Nord vil skape betydelig sysselsetting og gjøre regionene rikere. Miljørisikoen er liten, men konsekvensene, særlig for sjøfugl, store.

Vi vil i dette kapitlet vise konsekvenser for økonomi og miljø av en åpning for petroleumsvirksomhet i Nordland IV, V, VI og VII, samt Troms II for petroleumsvirksomhet. Vi vil da først vise Oljedirektoratets anslag for ressurser, investeringer og drift i området. Deretter vil vi vise våre beregninger av konsekvenser for verdiskaping og sysselsetting i aktuelle regioner. Til slutt vil vi vise miljømessige konsekvenser av en åpning.

3.1. Oljedirektoratet antar betydelige ressurser, men usikkerheten er stor

For å beregne lokale og regionale sysselsettings- og skattevirkninger av petroleumsvirksomheten har vi tatt utgangspunkt i Oljedirektoratets aktivitetsbilder for petroleumsvirksomhet i Norskehavet. Disse viser anslag for aktivitet i form av investerings- og driftskostnader. Anslagene omfatter et lavt og høyt aktivitetsbilde. Høyt aktivitetsbilde innebærer at man finner noen store og relativt mange mindre drivverdige felt, mens lavt aktivitetsnivå viser betydelig mindre ressurser. Det store spennet mellom lavt og høyt aktivitetsnivå illustrerer noe av usikkerheten knyttet til ressurser. Innen høyt aktivitetsnivå er to alternativer for gassvakuering skissert. Alternativ I innebærer et landanlegg for transport i rør, mens alternativ II innebærer bygging av et LNG-anlegg i Lofoten eller Vesterålen. Under alternativ 1 er det beskrevet to løsninger når det gjelder transport av gass gjennom ulike rørledninger: et alternativ med bygging av rør til Haltenbanken (NSGI) og et alternativ med bygging av rør slik at man kobler seg opp mot et mulig «Barentsrør».

3.1.1. Utbyggingsløsninger ved høyt aktivitetsnivå

I figuren nedenfor vises kart med utbyggingsløsninger og ressursestimater i høyt alternativ. De mest omfattende investeringene og den største leteaktiviteten vil finne sted i Troms II og Nordland VII samt Nordland VI. Her er det lagt opp til over 150 letebrønner til sammen. I den påfølgende tabellen vises anslag på investerings- og driftskostnader.

Figur 5: Kart over utbyggingsalternativer, høyt aktivitetsbilde. Oversikt over antatt utvinnbare ressurser i aktuelt område. Kilde: Oljedirektoratet (2012)



Høyt aktivitetsnivå antar en løsning med bunnfast plattform i Nordland IV og VI, flytende plattform i Nordland V og ilandføring fra flere undervannsutbygginger i Nordland VII og Troms II. Disse løsningene gir ifølge Oljedirektoratet følgende drifts- og investeringskostnader:

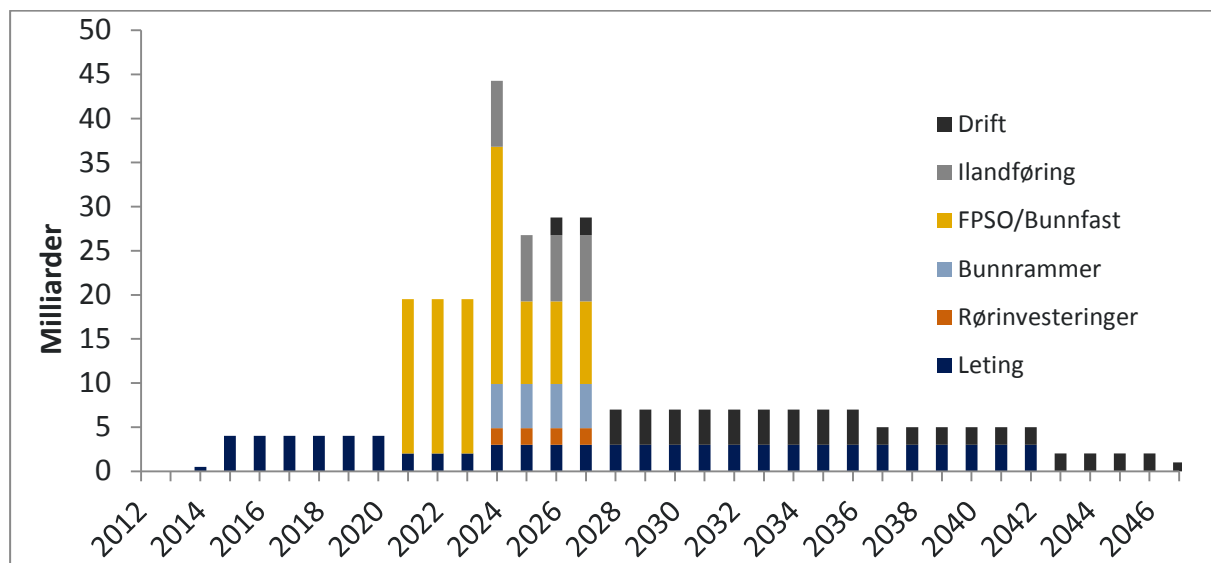
Tabell 6: Investerings- og driftskostnader Nordland IV, V, VI, VII og Troms II. Kilde: Oljedirektoratet (2012)

Utbygginger	Investeringer mill NOK	Driftskostnader mill NOK per år
Hver bunnramme inkluderer kostnader for 10 brønner		
Nordland VI		
57 letebrønner à 500 mill NOK	28 500	
Flytende produksjonsinnretning, inkludert 1 bunnramme	32 500	1000
2 bunnrammer til oljefunn à 2500 mill NOK	5 000	
1 bunnramme til gassfunn	2 500	
Rør til Haltenbanken, 250 kilometer à 20 mill NOK/km	5 000	
Troms II og Nordland VII		
94 letebrønner à 500 mill NOK	47 000	
3 bunnrammer til olje à 2500 mill NOK	7 500	
2 bunnrammer til gass à 2500 mill NOK	5 000	
Rør, fra Troms II og Nordland VII til land, 380 km à 20 mill NOK/km	7 600	
Alternativ I for gassvakuumering, landanlegg for transport av gass i rør	18 000	1000
Alternativ I for gassvakuumering, rør til Barentsrør, 30 km à 20 mill NOK/km	600	
Alternativ I for gassvakuumering, rør til NSGI, 400 km à 20 mill NOK/km	8 000	
Alternativ II for gassvakuumering, LNG-anlegg	30 000	1000
Nordland V		
12 letebrønner à 500 mill NOK	6 000	
Flytende produksjonsinnretning, inkludert 1 bunnramme	32 500	1000
1 bunnramme	2 500	
Nordland IV		

12 letebrønner à 500 mill NOK	6 000	
Bunnfast brønnhodeplattform, inkludert 1 bunnramme	32 500	1000
1 bunnramme	2 500	

For å illustrere hvilken effekt åpning har over tid, har Oljedirektoratet fordelt aktiviteten på år. I figuren under vises investerings- og driftsaktiviteten fordelt på år ved høyt aktivitetsnivå og utbygging av LNG-anlegg.

Figur 6: Investerings- og driftskostnader ved høyt aktivitetsnivå og utbygging av LNG-anlegg. Kilde: Oljedirektoratet (2012)

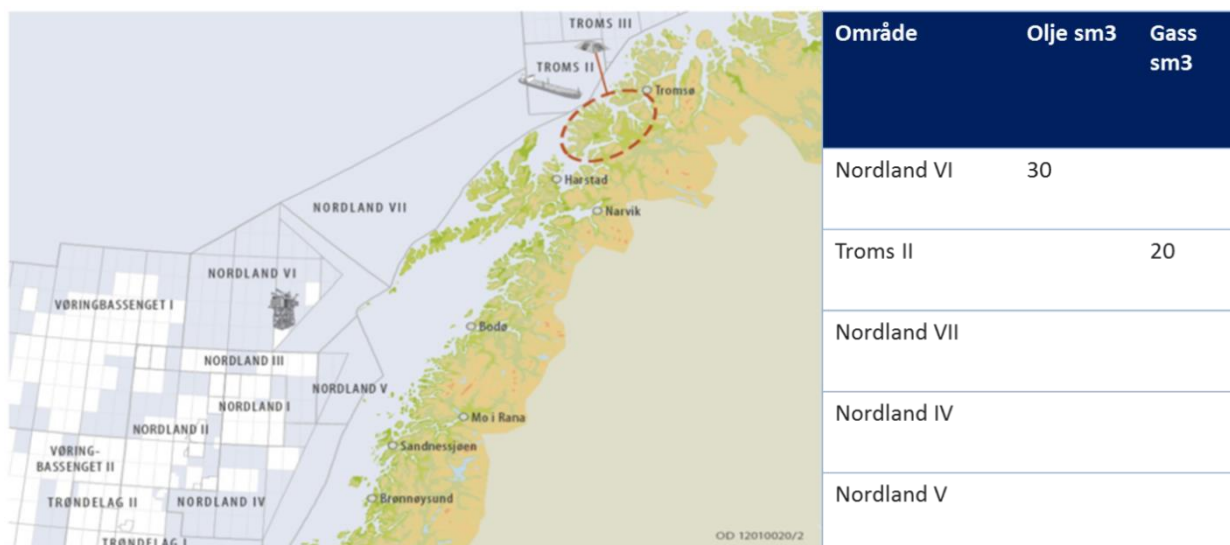


Som det går frem av figuren ser Oljedirektoratet for seg en investeringstopp i perioden 2021 til 2027, og at driften vil vare frem til 2047. Leting vil foregå i hele perioden fra 2014 til 2042, mens investeringene i selve produksjonsfasilitetene til havs vil foregå mellom 2021 og 2027. I perioden 2028 til 2042 ligger samlede kostnader for drift og leting på mellom syv og fem milliarder kroner, mens de i perioden 2043 til 2047 synker til mellom én og to milliarder.

3.1.2. Utbyggingsløsning ved lavt aktivitetsnivå

Lavt aktivitetsbilde innebærer leting i noe mindre omfang på fire av de fem ovennevnte felt, men kun funn som leder til en driftsfase i Nordland VI og Troms II. Ilandføring er lagt opp til å ligge på Senja, i Midt-Troms eller Harstadregionen, enten med et lite landanlegg eller CNG-skip.

Figur 7: Kart over utbyggingsalternativer, lavt aktivitetsbilde. Oversikt over antatt utvinnbare ressurser i aktuelt område. Kilde: Oljedirektoratet (2012)



Ved lavt aktivitetsbilde er letevirksomheten lavere. Det lagt opp til 41 letebrønner ved lavt aktivitetsnivå og betraktelig lavere olje- og gassfunn. De 41 letebrønnene ender i funn på 30 Sm³ olje og 20 Sm³ gass i henholdsvis Nordland VI og Troms II. I de andre områdene finner man ingen olje- eller gassforekomster. Investeringskostnadene totalt for hele perioden tilsvarer 76 milliarder kroner, mens driftskostnadene er estimert til 32 milliarder. For Nordland V og Nordland VI vil det kun bli boret åtte letebrønner på hvert felt, tilsvarende fire milliarder kroner.

Tabell 7: Lete-, utbyggings- og driftskostnader, lavt aktivitetsbilde. Kilde: Oljedirektoratet

Utbygginger. Hver bunnramme inkluderer kostnader for ti brønner	Investeringer i	Driftskostnader
Nordland VI	mill NOK	mill NOK
15 letebrønner à 500 mill NOK	7 500	
Flytende produksjonsinnretning, inkludert én bunnramme	32 500	1 000
Rør til Haltenbanken, 250 km à 20 mill NOK/km	5 000	
Troms II		
26 letebrønner à 500 mill NOK	13 000	
Én bunnramme	2 500	
Landanlegg	3 500	1 000
Rør til land, 65 km à 20 mill NOK/km	1 300	
CNG-skip	6 000	
Nordland V		
8 letebrønner à 500 mill NOK	4 000	

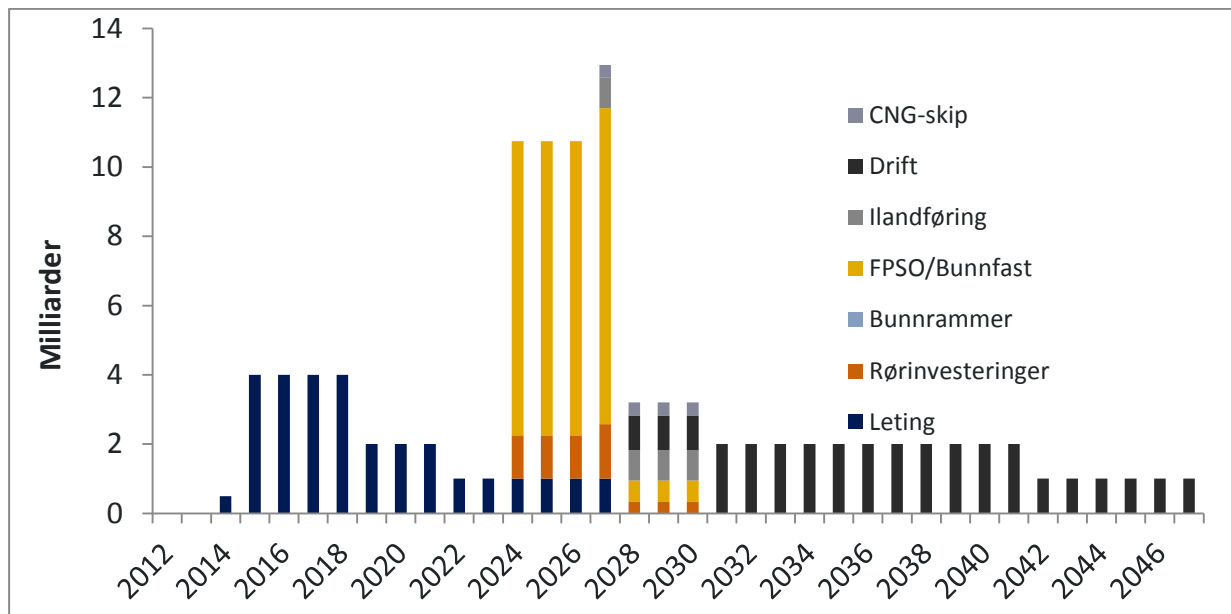
Nordland IV

8 letebrønner à 500 mill NOK

4 000

Fordeler man investerings- og driftskostnadene over tid, ser man at investeringene er på et mye lavere nivå enn ved det høye aktivitetsbildet. Letevirksomheten er på samme nivå som ved høyt aktivitetsnivå de første årene, men faller kraftig før letevirksomheten innstilles i 2027. Etersom funnene er så små blir investeringene som følge av funn også små, og etter 2030 er det ingen videre investeringer. Det er likevel verdt å merke seg at selv ved et lavt aktivitetsnivå vil et potensielt landanlegg kunne få store ringvirkninger for lokalsamfunnet.

Figur 8: Investerings- og driftskostnader ved lavt aktivitetsnivå. Kilde: Oljedirektoratet (2012)



3.2. Hvordan vil regioner i Nord-Norge påvirkes av åpning av Nordland IV, V, VI og VII, samt Troms II

I dette kapitlet viser vi de lokale og regionale sysselsettings- og verdiskapingsvirkningene av en eventuell petroleumsvirksomhet i uåpnede deler av Nordland IV, V, VI, VII og Troms II.

Oppstart av petroleumsvirksomhet i området kan trolig gi i overkant av 1000 arbeidsplasser i Lofoten eller Vesterålen, samt en betydelig effekt også i Helgeland, Salten og Midt-Troms ved høyt alternativ. Også i lavt alternativ er sysselsettings- og verdiskapingseffektene betydelige, men da i hovedsak konsentrert i Senja eller Midt-Troms, samt Helgeland og Salten.

Beregningene er foretatt gjennom Menons Totaleffektmodell der virkninger av kjøp i alle ledd i verdikjeden samt effekter av økt konsum og skatteinngang inngår. Modellberegningene er gjort med utgangspunkt i de aktivitetsbilder Oljedirektoratet har utarbeidet for de aktuelle områdene som presenteres i avsnitt 3. I rapport 31/2012 viser Menon detaljerte beregninger av sysselsettings- og verdiskapingseffekter av petroleumsvirksomheten. Dokumentering av de beregninger som presenteres i denne rapporten kan altså leses i rapport 31/2012.

I tabellen nedenfor oppsummerer vi totale regionale sysselsettings- og verdiskapingseffekter som følge av mulig petroleumsvirksomhet, fordelt på høyt og lavt aktivitetsbilde.

Tabell 8: Sysselsettings- og verdiskapingseffekt i Nord-Norge som følge av mulig petroleumsvirksomhet i uåpnede deler av Norskehavet. Kilde: Menon 2012

	Høy	Lav
Sysselsetting (tusen)	37	13
Verdiskaping (milliarder kroner)	55	26

Gjennomsnittlig årlig regional sysselsettingseffekt er på om lag 1100 ved høyt aktivitetsbilde og om lag 400 ved lavt aktivitetsbilde. Sysselsettingseffekten er sterkest i en driftsfase, som starter rundt 2025. Total sysselsettingseffekt i driftsfasen er derfor betydelig høyere enn gjennomsnittet.

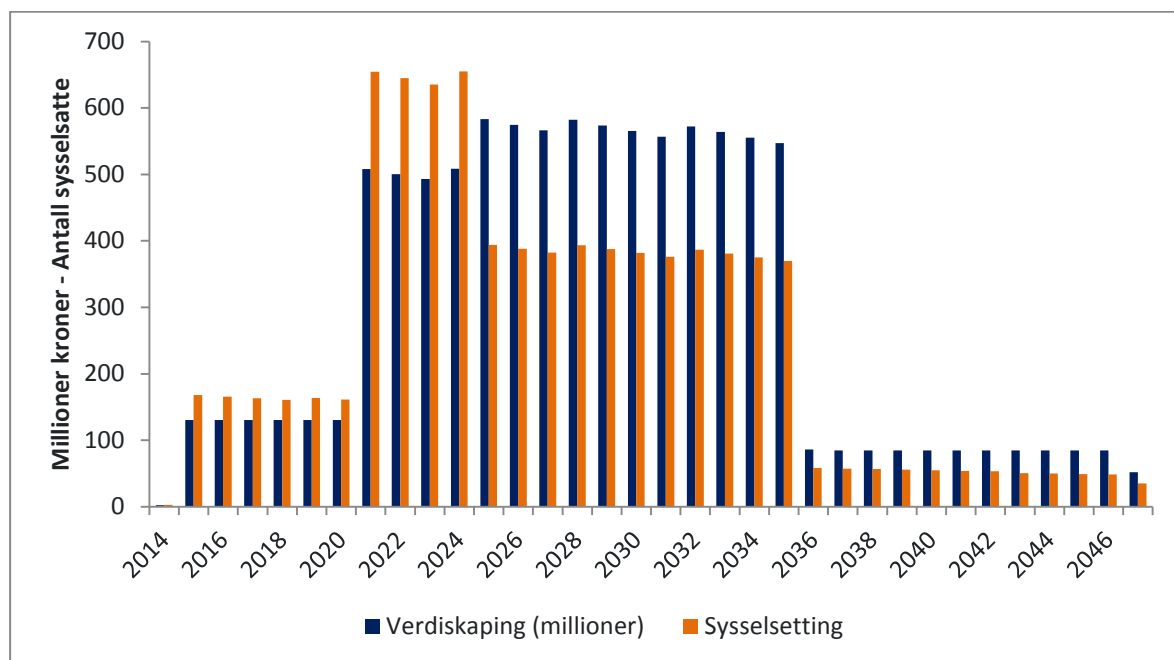
Årlig gjennomsnittlig økning i regional verdiskaping er om lag 1,6 milliarder kroner ved høyt aktivitetsbilde og om lag 800 millioner ved lavt aktivitetsbilde. Petroleumsrelatert virksomhet, herunder også leverandørindustri, skiller seg ut ved å ha langt høyere verdiskaping per ansatt enn øvrig norsk og nordnorsk næringsvirksomhet, og oppstart av aktiviteten vil dermed bidra til at næringslivet i Nord-Norge på marginen blir mer produktivt.

Vi vil i det kommende vise hvordan åpning av områdene trolig vil påvirke sysselsetting og verdiskaping i de aktuelle områdene. Siden det ikke fremgår av aktivitetsbildene hvor et landanlegg eller en forsyningsbase kan legges, har vi valgt å illustrere mulig effekt ved at samme aktivitet legges til ulike regioner. Vi har i denne sammenheng valgt å legge alle funksjonene til samme region.

3.2.1. Hvordan vil utbygging og drift påvirke verdiskaping og sysselsetting på Helgeland?

I figuren nedenfor vises effekten i form av sysselsetting og verdiskaping ved høyt aktivitetsbilde. I figuren har vi lagt til grunn at Helgeland kan betjene felter i Nordland IV og V. Dersom Helgeland også betjener Nordland VI, vil effektene bli om lag 30 prosent høyere ved høyt aktivitetsnivå.

Figur 9: Effekt på verdiskaping og sysselsetting som følge av leting, utbygging og drift, høyt alternativ. Kilde: Menon (2013)



Som det fremgår av figuren har vi beregnet at man i letefasen vil ha en sysselsettingseffekt på om lag 170 sysselsatte og en verdiskapingseffekt på om lag 130 millioner kroner. I investeringsfasen, som starter i 2021, har vi beregnet sysselsettingseffekten til rundt 650 sysselsatte. Verdiskapingseffekten i denne fasen er om lag 500 millioner.

I driftsfasen beregner vi sysselsettingseffekten til å ligge på rundt 400 sysselsatte i begynnelsen av perioden, og i underkant av 60 i slutten av perioden. Mens man i lete- og investeringsfasen har mindre enn 1 million kroner i verdiskaping per ansatt, stiger dette tallet betraktelig i driftsfasen. I driftsfasen er det om lag 1,5 millioner i verdiskaping per sysselsatt, hvilket er over snittet for norsk næringsliv.¹⁰ Bakgrunnen for endringen er at leveransene i driftsfasen krever mer spesialiserte bedrifter blant annet i offshoreleverandørindustri, som har betydelig høyere verdiskaping per ansatt enn norsk næringsliv for øvrig. Det faktum at man i driftsfasen vil ha leveranser fra et mer spesialisert og mer produktivt næringsliv bidrar til å øke spesialiseringsnivået og skatteinngangen fra regionen. Som vi har vært inne på tidligere, antar vi at næringsstrukturen endres som følge av oppstart av petroleumsvirksomheten.

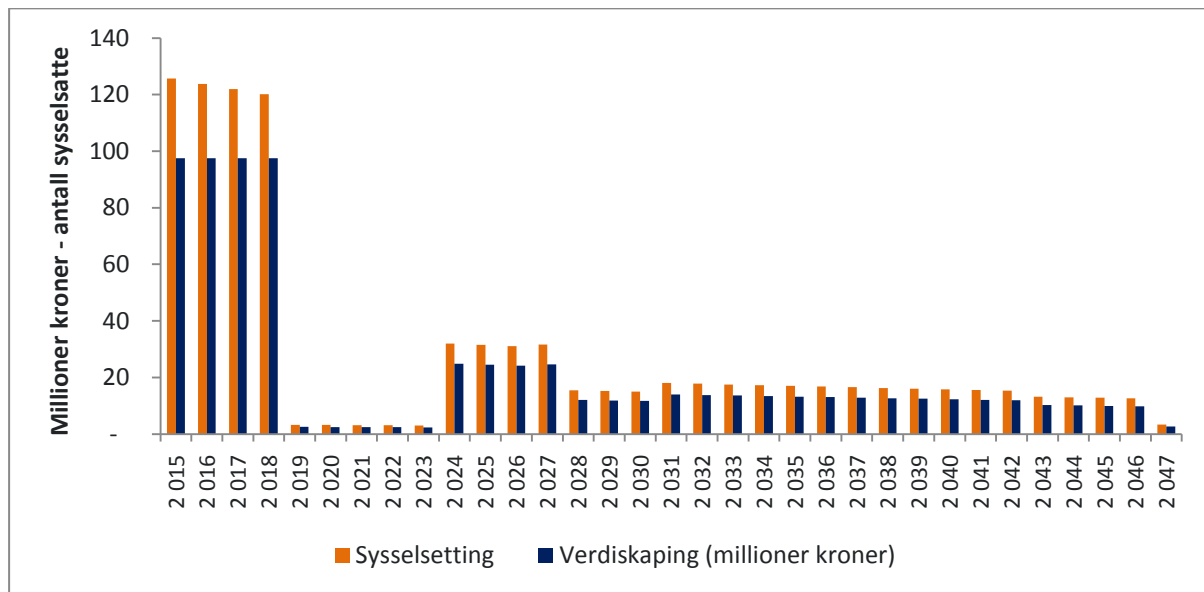
Vi har valgt å legge all aktivitet knyttet til mulige felter til Helgeland, dvs. både forsyningsbase og driftsorganisasjon. Det er imidlertid ikke gitt at driftskontoret kommer til å være lokalisert på Helgeland. For å skape synergieffekter kan det tenkes at driftsorganisasjonen legges til områder som allerede huser andre driftsorganisasjoner, som for eksempel Harstad eller Stjørdal. Det er grunn til å tro at fremtidig aktivitet vil utnytte helikopterbasen som er bygget opp i Brønnøysund. Dersom driftsorganisasjonen ikke legges til Helgeland, vil

¹⁰ Dette gjelder også om vi ikke produktivitetsjusterer sysselsettingseffektene.

sysselsettingseffektene vi presenterer reduseres med 30-60 årsverk per år i driftsfasen. Harstadregionen vil naturligvis da også få den verdiskapingen som følger med driftsorganisasjonen.

Ved et lavt aktivitetsbilde vil Helgeland oppleve en langt svakere utvikling i sysselsettingen og verdiskaping. Effektene vil da være knyttet til effektene i letefasen, som ifølge figuren over utgjør henholdsvis 170 sysselsatte og 120 millioner kroner i verdiskaping.

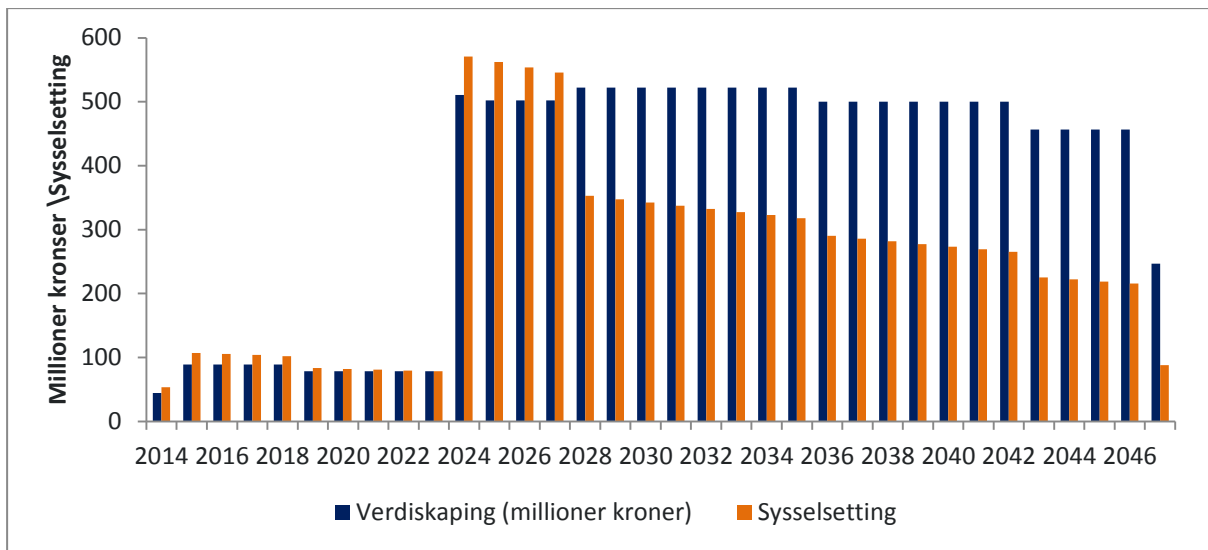
Figur 10: Antall sysselsatte på Helgeland som følge av åpning av nye områder ved lavt aktivitetsnivå. Kilde: Menon (2013)



3.2.2. Hvordan vil utbygging og drift påvirke sysselsetting og verdiskaping i Salten?

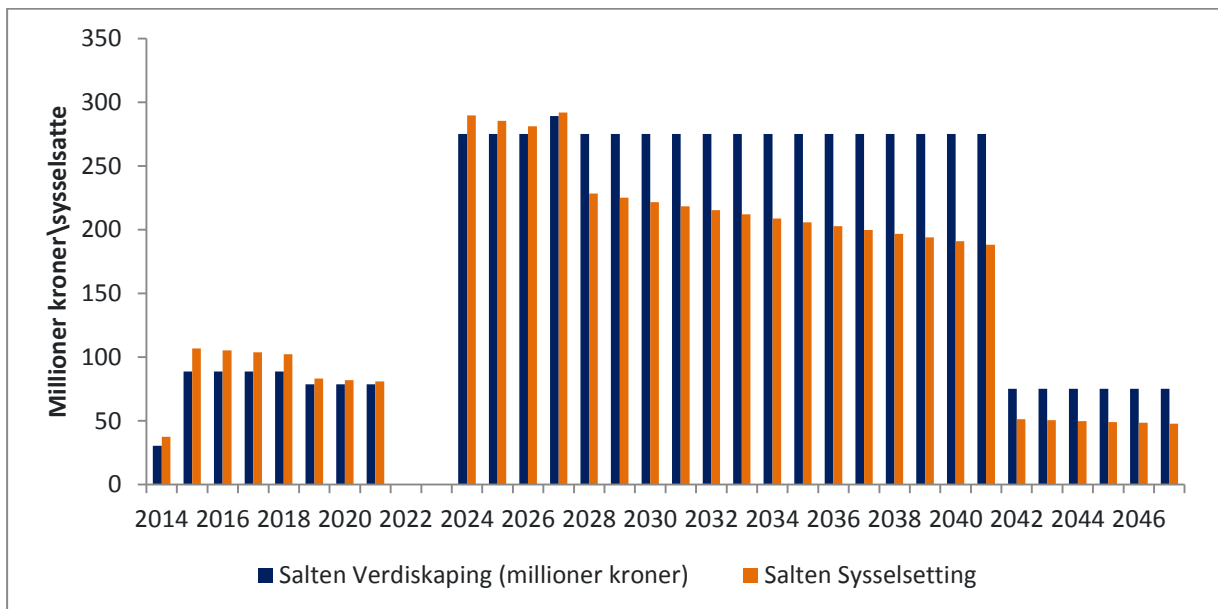
I figuren nedenfor vises effekt i form av sysselsetting og verdiskaping i Salten ved høyt aktivitetsbilde. Som det fremgår av figuren antar vi en sysselsettingseffekt i letefasen på rundt 100 sysselsatte. Verdiskapingseffekten vil i samme periode ligge på rundt 90 millioner kroner. I investeringsfasen har vi beregnet sysselsettingseffekten til å være rundt 570 i begynnelsen av fasen, og rundt 530 i slutten. Verdiskapingseffekten er i samme periode på rundt 510 millioner. I driftsfasen finner vi at verdiskapingseffekten vil ligge på rundt 520 millioner i begynnelsen av perioden, og rundt 450 i slutten. I samme fase vil sysselsettingsvirkningene variere mellom cirka 320 og 210. En betydelig del av sysselsettings- og verdiskapingseffektene i Salten skyldes leveranser til andre regioner. Det er leveransene til andre regioner, og da særlig Lofoten, Vesterålen og Salten, som forklarer en del av fluktuasjonene i bildet nedenfor. Salten vil ifølge våre beregninger oppleve en økning i sysselsettingseffekt på 120 sysselsatte, som følge av leveranser til andre regioner med petroleumsaktivitet innenfor utredningsområdet. Lekkasje fra Salten er imidlertid minimale og i hovedsak konsentrert til Helgeland.

Figur 11: Sysselsettings- og verdiskapingseffekt i Salten, høyt aktivitetsbilde. Kilde: Menon (2013)



Ved lavt aktivitetsbilde finner vi at effekten i letefasen tilsvarer effekten i høyt aktivitetsnivå. For investeringsfasen finner vi en årlig sysselsettingseffekt på rundt 290 sysselsatte og en verdiskapingseffekt på rundt 280 millioner kroner. I driftsfasen finner vi en sysselsettingseffekt på rundt 230 sysselsatte og en verdiskapingseffekt på rundt 280 millioner. I slutten av perioden, når det ikke er produksjon i Nordland VI, synker disse tallene til henholdsvis rundt 50 sysselsatte og 80 millioner kroner.

Figur 12: Sysselsettings- og verdiskapingseffekt i Salten, lavt aktivitetsbilde. Kilde: Menon (2013)

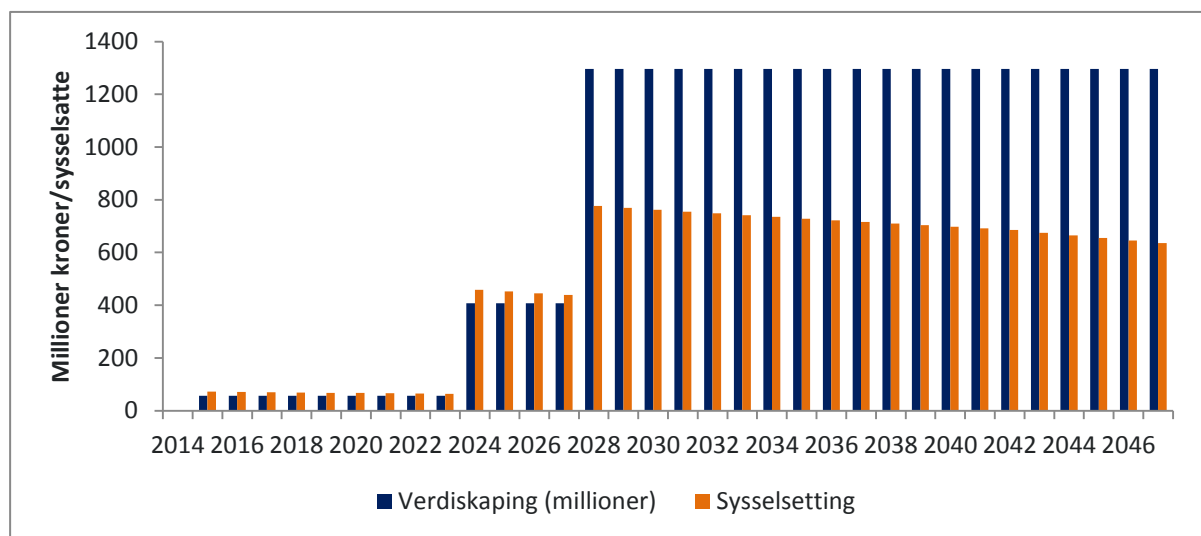


Vi har for Salten forutsatt at både driftsorganisasjon og forsyningsbase legges til regionen. Det er imidlertid ikke gitt at driftsorganisasjonen legges til samme region som forsyningsbasen. Av synergihensyn kan denne også legges til andre byer med driftsorganisasjoner, herunder Harstad og Stjørdal. Om dette er tilfellet, må sysselsettingseffektene reduseres med om lag 30 sysselsatte per år i driftsfasen for Salten. Harstadregionen vil naturligvis da også få den verdiskapingen som følger med driftsorganisasjonen.

3.2.3. Hvordan vil utbygging og drift påvirke sysselsetting og verdiskaping i Lofoten

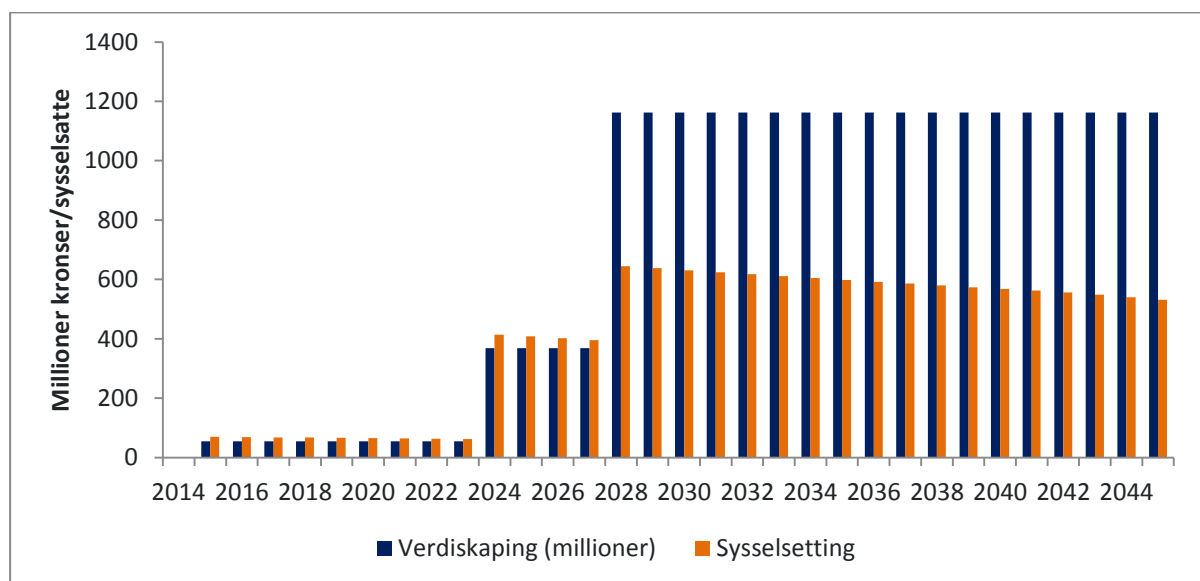
I figuren nedenfor vises effekt i form av sysselsetting og verdiskaping ved bygging og drift av et LNG-anlegg i Lofoten. I letefasen er sysselsettingseffekten beregnet til i underkant av 70 sysselsatte mens verdiskapingen er beregnet til om lag 70 millioner kroner. I investeringsfasen stiger sysselsettingseffekten til rundt 450 sysselsatte. I denne fasen er verdiskapingen på i overkant av 400 millioner. I driftsfasen ser vi at verdiskapingen stiger markert til nær 1,3 milliarder, mens sysselsettingseffekten vil ligge mellom 780 i begynnelsen av perioden og rundt 630 i slutten av perioden. Verdiskapingen per ansatt stiger altså markert i driftsfasen som følge av at lønnsnivået på anlegget er høyt, og fordi leveransene til anlegget fra lokale leverandører er spesialiserte.

Figur 13: Effekt på sysselsetting og verdiskaping som følge av utbygging og drift av LNG-anlegg i Lofoten. Kilde: Menon (2013)



I figuren nedenfor vises effekt på sysselsetting og verdiskaping som følge av bygging og drift av en gassterminal. Med hensyn til sysselsetting vil effektene i drifts- og letefasen være like for LNG-anlegget og gassterminalen. Verdiskapingseffekten er imidlertid noe høyere i driftsfasen for LNG-anlegget enn for gassterminalen. Bakgrunnen for dette er at LNG-anlegget er dyrere å bygge, og således kan beskattes mer i form av eiendomsskatt. Høyere utbyggingskostnader slår også ut i sysselsettings- og verdiskapingseffektene, som er høyere i LNG-alternativet enn i gassanleggsalternativet.

Figur 14: Antall sysselsatte i Lofoten som følge av åpning av nye områder ved høyt aktivitetsnivå og bygging av gassanlegg. Kilde: Menon (2013)

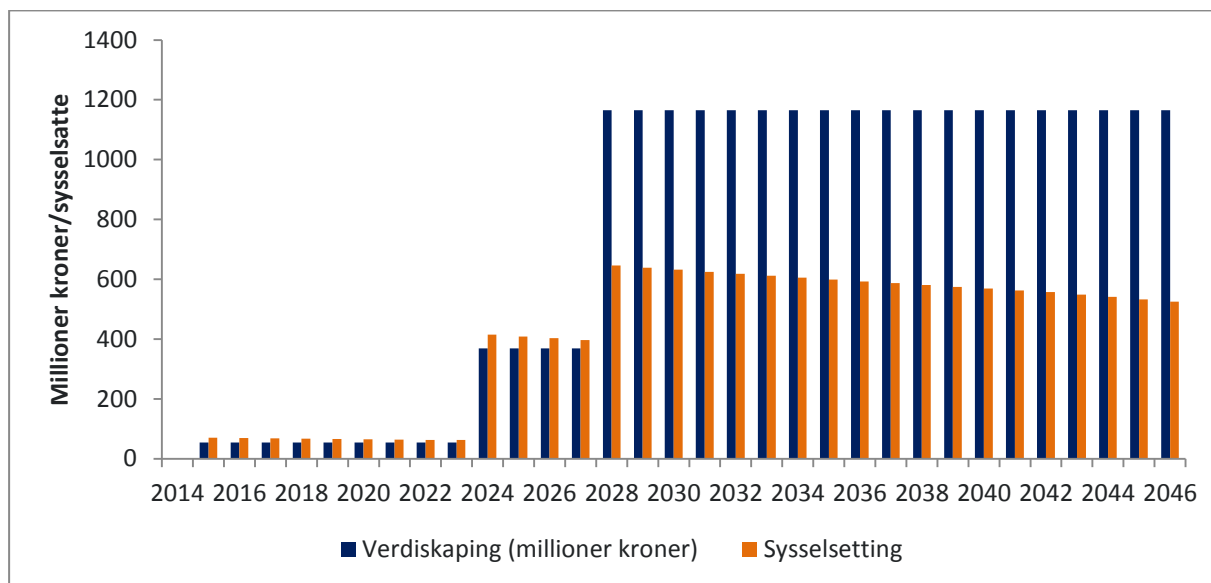


3.2.4. Hvordan vil utbygging og drift påvirke sysselsetting og verdiskaping i Vesterålen?

Vi har for Vesterålen lagt til grunn at regionen både kan huse ilandføringsanlegg, forsyningsbase og driftsorganisasjon. Det er imidlertid mulig at det i realiteten blir en arbeidsdeling mellom regionene, hvor ilandføringsanlegget legges til Vesterålen, forsyningsbasen til Lofoten og driftskontoret til Harstad. I så fall vil sysselsettingseffektene vi presenterer for Lofoten reduseres med om lag 130 sysselsatte. Sysselsettingen vil da øke med i overkant av 100 i Vesterålen og om lag 30 i Harstad. Den verdiskaping som følger med funksjonene vil da naturligvis også flyttes.

I figuren nedenfor vises sysselsettings- og verdiskapingseffekt i Vesterålen i høyt aktivitetsbilde, hvor alternativet er et gassanlegg. Som det fremgår av tabellen har vi beregnet sysselsettingseffektene i letefasen til om lag 70 sysselsatte i begynnelsen av fasen og om lag 60 i slutten av fasen. Verdiskapingen vil i samme periode ifølge våre beregninger ligge nær 60 millioner kroner. I investeringsfasen beregner vi sysselsettingseffekten til å ligge på i overkant av 400 sysselsatte og verdiskapingen til å være rundt 360 millioner. I driftsfasen beregner vi en sysselsettingseffekt på mellom 650 og 530 personer, mens verdiskapingen vil ligge jevnt på nær 1,2 milliarder.

Figur 15 Verdiskapings- og sysselsettingseffekt av høyt aktivitetsbilde. Gassanlegg legges til Vesterålen. Kilde: Menon (2013)



Det gjøres oppmerksom på at effektene vi har presentert ovenfor er for høyt aktivitetsbilde, og under forutsetning av at ilandføringsanleggene legges til Vesterålen. Ved lavt aktivitetsbilde vil effektene i hovedsak være knyttet til leting, ettersom det i dette alternativet ikke er lagt opp til ilandføring i Lofoten eller Vesterålen, men til Senjaregionen eller Midt-Troms. Effektene for lavt aktivitetsbilde vil derfor være lik effektene i letefasen, gitt at en forsyningsbase legges til Vesterålen.

3.2.5. Senjaregionen vil kunne oppnå en sysselsettingseffekt på om lag 300

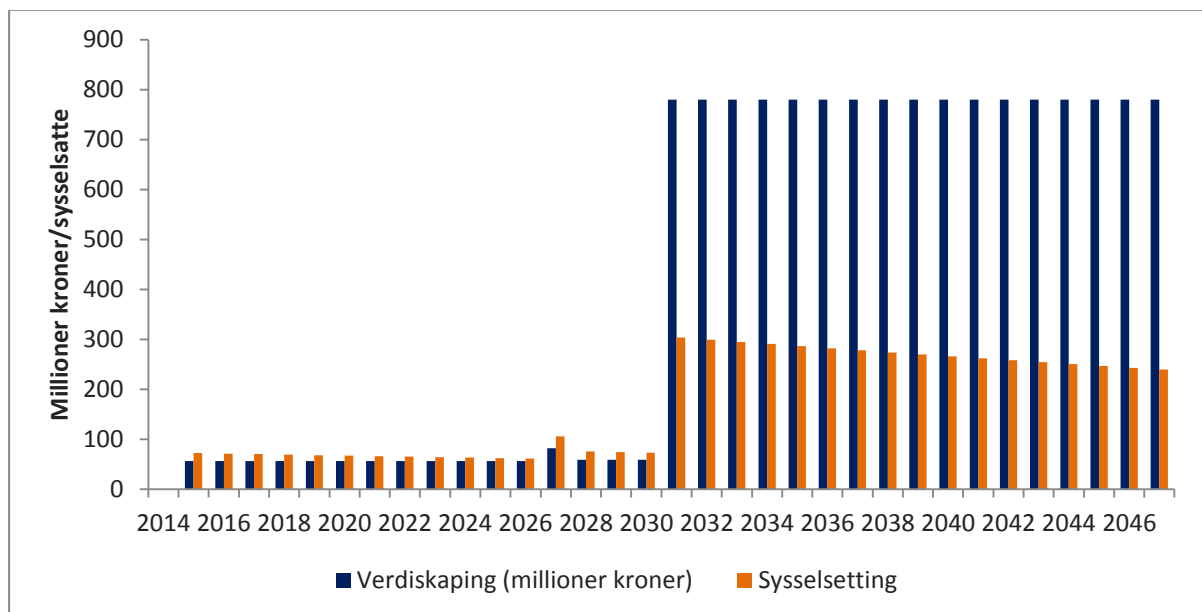
Vi har for Senjaregionen lagt til grunn at landanlegg, forsyningsbase og driftsorganisasjon legges til denne regionen. Et realistisk alternativ kan imidlertid også være at forsyningsbasen legges til Midt-Troms, mens driftsorganisasjonen legges til Harstad. I så fall vil sysselsettingseffektene øke med om lag 100 i Midt-Troms-regionen og reduseres tilsvarende i Senjaregionen. Tilsvarende vil skje i Harstadregionen, hvor sysselsettingseffekten er om lag 30. Den verdiskaping som følger med funksjonene vil da naturligvis også flyttes.

Som redegjort for i delkapittelet ovenfor, antar vi at Senjaregionen ikke vil ha positiv effekt i form av økt oppdragsmengde som følge av petroleumsvirksomhet i områdene rundt. Ved høyt aktivitetsbilde vil Senjaregionen derfor, ifølge våre beregninger, ikke ha positiv effekt i form av økt sysselsetting eller verdiskaping. Når vi i dette kapittelet illustrerer sysselsettingseffekter, gjelder dette altså kun for lavt aktivitetsbilde og kun om ilandføringsanlegget legges til regionen.

Som det fremgår av figuren nedenfor, beregner vi en sysselsettingseffekt i letefasen på rundt 70 sysselsatte. Verdiskapingen vil i samme periode være på om lag 60 millioner kroner. For lavt alternativ og ilandføringsanlegg ser vi imidlertid at sysselsettings- og verdiskapingseffektene ikke stiger mye i en investeringsfase, slik vi ser for de andre typene av utbygging. Dette skyldes nærmest utelukkende at investeringene i landanlegget ved lavt aktivitetsbilde er relativt lave sammenlignet med investeringer i andre typer installasjoner. I investeringsfasen finner vi at sysselsettingseffekten vil være om lag 75 ansatte i begynnelsen av perioden og nær 70 i slutten. I driftsfasen ser vi at sysselsettingseffekten stiger til om lag 300 i begynnelsen av perioden og rundt 240 i slutten. I driftsfasen finner vi en verdiskapingseffekt på nær 800 millioner, og at forholdet mellom sysselsetting og verdiskaping mer enn doubles. Om det havner et landanlegg i Senjaregionen, vil verdiskapingen i

regionen stige med om lag 20 prosent, hvilket innebærer at Senjaregionen er den regionen som trolig vil oppleve den sterkeste veksten i verdiskaping.

Figur 16: Antall sysselsatte i Senjaregionen som følge av åpning av nye områder ved lavt aktivitetsnivå og bygging av lite gassanlegg på Senja. Kilde: Menon (2013)



Det gjøres oppmerksom på at sysselsettings- og verdiskapingseffektene som er beskrevet ovenfor kun inntreffer under følgende betingelser:

- Lavt aktivitetsbilde
- Ilandføring i Senjaregionen

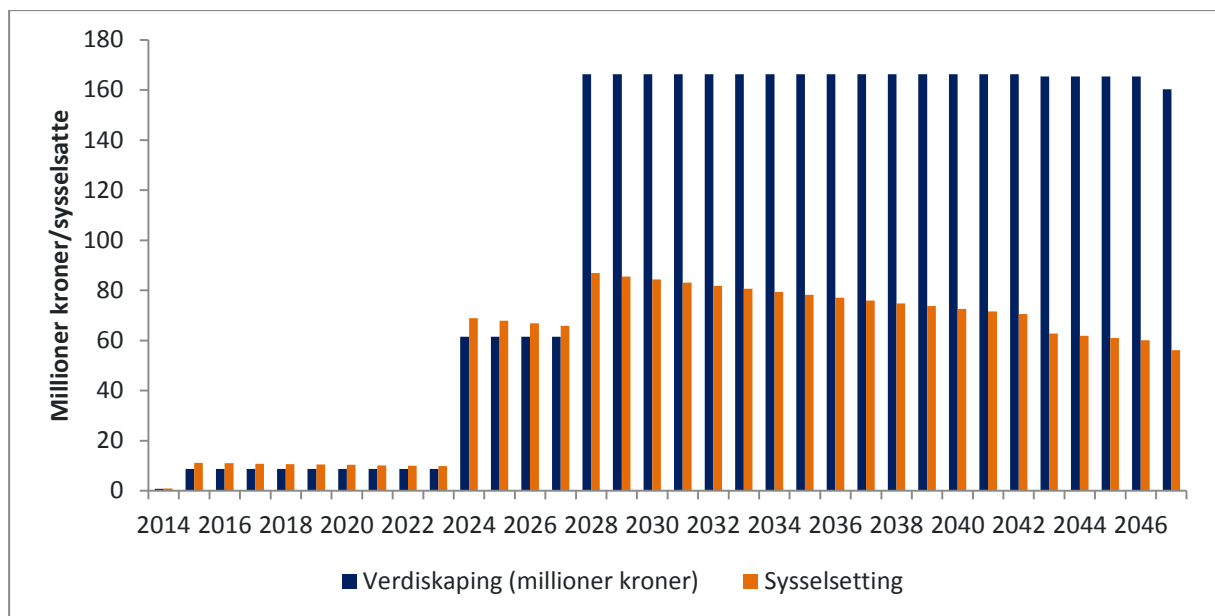
Ved høyt aktivitetsbilde eller ilandføring i Midt-Tromsregionen, er det grunn til å anta at effektene blir marginale.

3.2.6. Midt-Troms vil få en sysselsettingseffekt på over 400 dersom landanlegg legges til regionen, men vil også få betydelig effekt uten en slik beslutning

I vår modell har vi forutsatt at både landanlegg, forsyningsbase og driftsorganisasjon legges til Midt-Troms. Det er imidlertid mulig at forsyningsbasen legges til Senjaregionen og driftsorganisasjonen legges til Harstad. I så fall vil sysselsettingseffekten økes med 100 for Senjaregionen og reduseres tilsvarende for Midt-Troms, mens tilsvarende tall for Harstadregionen er om lag 30. Den verdiskaping som følger med funksjonene vil naturligvis også flyttes.

På grunn av betydelig kapasitet for leveranser samt en økende leverandørindustri, vil Midt-Troms-regionen trolig klare å kapre en betydelig mengde leveranser dersom utbygging og drift foregår i regionene rundt. Jo nærmere og større utbyggingen vil være, desto større effekt for regionen. I figuren nedenfor vises sysselsettings- og verdiskapingseffekt for Midt-Troms i høyt alternativ. Som vi ser av figuren nedenfor, beregner vi at Midt-Tromsregionen vil ha en sysselsettings- og verdiskapingseffekt på henholdsvis 10 sysselsatte og 10 årsverk i begynnelsen av perioden, mens effekten stiger til i overkant av 60 i en investeringsfase. I driftsfasen ser vi at sysselsettingseffekten vil ligge på i overkant av 100 i begynnelsen av perioden og i underkant av 60 i slutten av perioden. I driftsfasen vil verdiskapingen holde seg stabil på nær 170 millioner kroner.

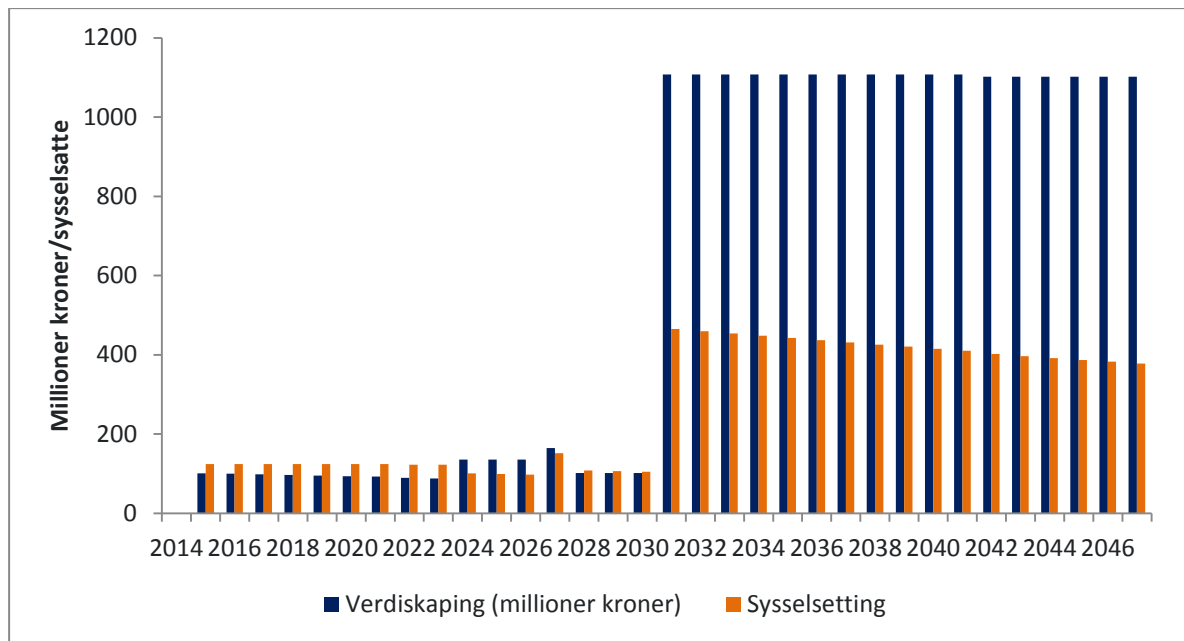
Figur 17: Effekt på sysselsettingen i Midt-Troms av åpning av nye områder ved høyt aktivitetsnivå. Kilde: Menon (2013)



Midt-Tromsregionen hadde 24,4 milliarder kroner i verdiskaping i 2010, mens sysselsettingen var på nær 50 000. Sett i forhold til total sysselsetting og verdiskaping, vil effekten på verdiskaping og sysselsetting være relativt marginal. De arbeidsplassene som skapes som følge av petroleumsvirksomhet er betydelig mer produktive enn de eksisterende arbeidsplassene i regionen.

Ved et lavt aktivitetsnivå og bygging av et mindre gassanlegg i Midt-Troms, vil effekten være langt større, ettersom det i dette aktivitetsbildet er utbygging i enten Senjaregionen eller Midt-Troms. Vi beregner en sysselsettingseffekt på rundt 120 sysselsatte i en letefase. Dette tallet synker marginalt i en investeringsfase. I driftsfasen finner vi en sysselsettingseffekt på rundt 450 i begynnelsen av perioden og rundt 380 i slutten. Dette innebærer at sysselsettingen øker med rundt én prosent i forhold til dagens nivå. Verdiskapingen øker ifølge våre beregninger med mer enn en milliard i driftsfasen. Dette medfører at verdiskapingen i regionen øker med om lag 4 prosent.

Figur 18: Effekt på sysselsettingen i Midt-Troms av åpning av nye områder ved lavt aktivitetsnivå. Kilde: Menon (2013)



3.2.7. Effekt i Ofoten er høyst usikker

Ofoten består av kommunene Ballangen, Tysfjord, Tjeldsund, Lødingen, Evenes og Narvik, alle i Nordland fylke. Regionen har nær 30 000 innbyggere og et areal på 5512 km². Historisk har Ofoten vært en del av regionen Salten. Regionsenteret er Narvik med nær 19 000 innbyggere. Ved siden av å være skoleby med en teknisk orientert høyskole, er Narvik en viktig utskipingshavn for jernmalm. Regionen som helhet har opplevd nedgang i befolkningen de senere år.

Det ligger ikke inne ilandføring i Ofoten, og området er trolig for langt fra de aktuelle havområder til at det kan være aktuelt med en forsyningsbase i regionen. Det er også lite trolig at regionen vil huse drifts- eller leteorganisasjoner da disse av synergiensyn trolig enten vil legges nært forsyningsbasene eller til Harstad, hvor det allerede er flere drifts- og leteorganisasjoner i dag.

Ofoten leverte varer og tjenester til olje- og gasselskapene for om lag 125 millioner kroner i 2011, hvilket medfører at Ofoten leverer noe mindre enn regioner som Harstad og Vesterålen.

Som påpekt innledningsvis er det ikke lagt opp til ilandføring i Ofoten. Videre er det lite trolig at det blir lagt en forsyningsbase til regionen. Effektene i Ofoten vil derfor utelukkende være knyttet til næringslivets leveranser til petroleumsrelatert utbygging og drift i andre regioner. Dette er lagt til grunn i våre beregninger.

På grunn av noe begrenset kapasitet i næringslivet, en noe begrenset leverandørindustri og noe stor avstand, beregner vi at Ofotens andel av utbygging i regionene vil være relativt beskjeden, som vist i figuren nedenfor.

Tabell 9: Andel av virkninger av petroleumsutbygging i det aktuelle området som vil havne i Ofoten. Kilde: Menon (2013)

Prosentandeler av ringvirkningene	Helge land	Salten	Lofoten	Vesterålen	Harstad-regionen	Senja-regionen	Midt-Troms med Tromsø
Ofotregionens andel av utbygginger i andre regioner	0,0 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,2 %	0,1 %

Som det fremgår av tabellen, finner vi kun marginale effekter i Ofoten av utbygging i andre regioner. Det understrekes at dette kan være et resultat av vår beregningsmetodikk, og at det likevel kan bli betydelige leveranser fra Ofoten. At regionen allerede i dag har betydelige leveranser til olje- og gassbedriftene, kan tyde på dette. På den annen side tyder utbygging og drift i Hammerfest og Sandnessjøen på at effektene er relativt lokale.

Ofoten huser i dag en teknisk orientert høyskole. For å håndtere økt etterspørsel etter ingeniører som følge av mulig petroleumsutbygging og drift, kan søkningen til tekniske fag øke i forkant og under utbygging og drift. Med sikte på å unngå negative konsekvenser i form av for lite tilgang til kvalifisert personell, bør myndighetene vurdere å styrke utdanningstilbudet i Narvik. En styrking av utdanningstilbudet i Narvik kan ha fordeler ved at man da bygger videre på et eksisterende tilbud.

3.3. Den totale miljørisikoen ved petroleumsvirksomhet utenfor Helgeland, Salten, Lofoten, Vesterålen, Senja og Midt-Troms vurderes som lav

Den totale miljørisikoen ved petroleumsvirksomhet utenfor Helgeland, Salten, Lofoten, Vesterålen, Senja og Midt-Troms vurderes som lav, men skulle uheldet likevel skje kan konsekvensene for miljøet være alvorlige. Det er spesielt sjøfugl som er utsatt, men også sjøpattedyr og strandhabitat for øvrig vil kunne påvirkes, og det er ikke overaskende faren for større oljeutslipp som utgjør den største trusselen. De store fiskebestandene vil i liten grad bli påvirket av forurensning fra petroleumsvirksomheten. Nærhet til utvinning og konsekvensene av et utslipp kan likevel være alvorlig for fiskerinæringen fordi omdømmet til norsk fisk kan svekkes i tillegg til at det kan oppstå arealkonflikter på de mest produktive fiskefeltene. Regulære utslipp av borekaks og produsert vann er små og strengt regulert og utgjør derfor en liten risiko for miljøet generelt, men områder i umiddelbar nærhet til utslippet vil kunne påvirkes.

Utslipp fra havarerte fartøyer utgjør i dag den mest akutte miljørisikoen. Selv om oppstart av petroleumsvirksomhet vil øke denne trafikken, vil økt oljevernberedskap bedre sikkerheten fra dagens nivå i betydelig grad.

3.3.1. Regulære utslipp er strengt regulert og miljørisikoen vurderes som liten

Av de regulære utslippene som medfølger petroleumsvirksomhet er det hovedsakelig deponering av borekaks og utslipp av produsert vann som har potensielle miljøkonsekvenser. Det er i Kunnskapsinnhentingens ikke vurdert å være noen miljørisiko forbundet med regulære utslipp ved eventuell petroleumsvirksomhet. Regulære utslipp fra petroleumsvirksomhet i Norge er strengt regulert. Målsetninger om nullutslipp av farlige kjemikalier er i stor grad nådd. Det vil likevel forekomme utslipp av produsert vann og borekaks, men konsekvensene vil begrense seg til å gjelde lokalt rundt utslippspunktene (Larsen mfl., 2012), som altså er svært geografisk begrenset og avgrenset.

Det er hovedsakelig vannlevende arter med liten egenbevegelse som vil være utsatt for påvirkning av produsert vann, mens avsetning av borekaks primært vil påvirke bunnlevende organismer. Eksponeringen for farlige konsentrasjoner av gift estimeres til å være så kortvarige at de trolig ikke vil gi effekter på bestander i det viktige økosystemet i utredningsområdet. Det er likevel usikkerhet assosiert med mulige effekter på nøkkelarter, og større belastning på økosystemene som følge av klimaendring, forsurening av havet og annen ytre påvirkning kan gjøre konsekvensene av regulære utslipp større. Disse konsekvensene kan imidlertid ikke knyttes til produksjonen alene.

I tillegg til utslipp av borekaks og produsert vann vil energiproduksjon på plattformene ofte medføre utslipp av både klimagasser og lokal luftforurensning som NO_x og svevestøv. Klimagassutslipp fra petroleumsvirksomhet er regulert igjennom det europeiske kvotesystemet. Dette betyr at en eventuell økning i utslippene av klimagasser fra norsk petroleumsvirksomhet vil motsvares av reduserte utslipp andre steder og trolig derfor ikke medføre en økning i de globale klimagassutslippene. Svevestøv og NO_x er også regulert i tillegg til at konsekvensene av denne type lokal luftforurensning er betydelig mindre til havs enn i sentrale strøk.

Nedenfor gir vi en kort beskrivelse av kunnskapsinnhentingens vurdering av mengder og konsekvenser av regulære utslipp til sjø i form av produsert vann og deponering av borekaks.

3.3.2. Sannsynligheten for akuttutslipp er liten, men konsekvensene kan potensielt være store

Vi vil her gå igjennom miljørisiko ved akutte miljøutslipp. Miljørisikoen ved akuttutslipp er en funksjon av sannsynligheten for utslipp, sannsynlig mengde som slippes ut, hvordan utslippet forflytter seg og konsekvensene for de ulike miljøresipientene som utsettes for oljesøl. Vurderinger på dette feltet vil i stor grad basere seg på utredninger på området foretatt blant annet av Det Norske Veritas og andre rapporter utarbeidet for Olje- og energidepartementet i forbindelse med kunnskapsinnhenting om mulig petroleumsvirksomhet i det aktuelle området.

Fram til i dag er det ikke dokumentert negative miljøkonsekvenser som følge av større oljeutslipp fra petroleumsvirksomhet på norsk sokkel (OED, 2012). I sin vurdering av miljørisikoen fra akuttutslipp ved petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet trekker kunnskapsinnhenting spesielt frem miljørisikoen for sjøfugl, marine pattedyr og strandhabitat fordi disse gruppene er mest utsatte dersom et utslipp skulle inntreffe.

For å vurdere miljørisikoen av petroleumsvirksomhet ved akuttutslipp vurderes konsekvensene av et utslippsscenario opp mot sannsynligheten for at et utslipp skal inntreffe. Fram til i dag er det ikke dokumentert negative miljøkonsekvenser som følge av større oljeutslipp fra petroleumsvirksomhet på norsk sokkel (OED, 2012). I sin vurdering av miljørisikoen fra akuttutslipp ved petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet trekker kunnskapsinnhenting spesielt frem miljørisikoen for sjøfugl, marine pattedyr og strandhabitat fordi det er for disse gruppene konsekvensene av et utslipp er størst.

I Miljørisikoanalysen til kunnskapsinnhenting er miljøkonsekvensene delt opp i ulike skadekategorier. Disse kategoriene betegner ulik alvorlighetsgrad i form av tiden det vil ta før en berørt bestand er tilbake til tilstanden den hadde før utslippet (restitusjonstid). Alvorlighetsgraden er delt opp i; ingen eller liten, moderat, betydelig og alvorlig miljøskade. Forventes det at det vil ta under 1 år før bestanden er tilbake til normalen anses miljøskaden for liten, mindre enn 3 år som moderat, mellom 3-10 år betydelig, og en restitusjonsperiode over 10 år anses som alvorlig. Restitusjonstiden for de ulike artene er beregnet ved å modellere konsekvensene

av ulike tapsandeler for bestandene gitt forutsetninger for mengde olje de vil utsettes for (Kruuse-Meyer mfl. 2012)¹¹.

Det er store forskjeller i konsekvensene av utslipp på forskjellige tidspunkter. Gyte- og hekkeperioder er spesielt følsomme for utslippspåvirkning. For fugler og dyr utgjør varmetap som følge av tilgrising den største trusselen, noe som også gjør utslipp om vinteren til ekstra belastende. Betydningen av tidspunkt for oljeutslipp gjør at det vil være mulig å redusere miljøkonsekvensene og følgelig den generelle miljørisikoen ved petroleumsvirksomhet, spesielt under letefasen, gjennom streng regulering av drift i de periodene miljøet er spesielt sårbar for utslipp.

I avsnittene nedenfor presenterer vi først hva kunnskapsinnhentingens sier om sannsynlighet for utblåsning, potensielle utslippsmengder og andel av olje som treffer land. Deretter presenteres miljøkonsekvensene og en samlet vurdering av risiko for de mest utsatte artene i hvert enkelt område.

Potensial for akutt forurensning

Potensialet for akuttforurensning fra petroleumsvirksomhet bestemmes av flere elementer. Sannsynligheten for at en utblåsning skal skje er selvfølgelig av stor betydning. I tillegg vil sannsynlige utslippsmengder og andelen av utslippet som når land være av stor betydning for hvor store konsekvenser en utblåsning vil kunne få.

Om noe er sannsynlig eller ikke kan på mange måter være en subjektiv vurdering og kommer an på hva man sammenlikner med. Rent matematisk vil vi likevel påstå at sannsynligheten for akuttutslipp fra petroleumsvirksomhet må betegnes som lav. Det har ikke forekommet større oljeutslipp fra petroleumsvirksomhet i Norge som har medført påviselige negative virkninger på miljøet i følge sammenstillingsrapporten til kunnskapsinnhentingens. Den største enkelthendelsen skjedde på Ekofisk Bravo i 1977 og medførte utslipp av 12 700 m³ olje. Det har også vært et større utslipp fra et rør under oljelasting på Statfjordfeltet i 2007 der 4 400 m³ olje ble sluppet ut. Sannsynlighetsberegningene fra miljørisikoanalysen til kunnskapsinnhentingens kommer fram til at det vil ta mellom 750-3500 år med aktivitet før en kan forvente en oljeutblåsning for det henholdsvis «verste» og «beste» scenarioet. Det kan imidlertid påpekes at det i disse beregningene ikke er mer sannsynlig at en utblåsning vil skje etter 2000 år enn etter 1 år.

Det Norske Veritas har beregnet sannsynligheten for akuttutslipp i de forskjellige driftsfasene basert på en mengde ulike forutsetninger. Vår vurdering, ut ifra høringsuttalelsene som er gitt i forbindelse med kunnskapsinnhentingens, er likevel at sannsynlighetsberegningene fremstår som lite kontroversielle. I tabellen nedenfor

¹¹¹¹ Miljøkonsekvensene er aller størst ved et utslipp utenfor Andøya der sannsynligheten for alvorlig miljøskade er over 50 % for sjøfugl gitt et utslipp. For fisk er det mest alvorlig med et utslipp utenfor Kvaløya i Troms med en sannsynlighet for betydelig miljøskade (3-10 års restitusjonstid) på ca. 80 % i «worst-case scenarioet» (Kruuse-Meyer mfl. 2012).

Miljørisikoen er beregnet for de spesifikke artene der konsekvensene av et gitt utslipp er vurdert til å være mest alvorlig for hvert område. Risikoen er i all hovedsak størst for områdene Nordland VII/Troms II fordi det er her det er forventet størst aktivitet med medfølgende høyest sannsynlighet for utblåsning. Fordi risikoen for utblåsning generelt er størst i utbyggingsfasen er det også i all hovedsak her risikoen for miljøskade er størst. Miljøkonsekvensene av en utblåsning er likevel beregnet til å være større under letefasen fordi det i denne driftsfasen er forutsatt at utblåsningen skjer på verst tenkelig tidspunkt, mens det for helårlig utbygging og drift er gjort en gjennomsnittvurdering over hele året. Risikoen ved leteboring kan derfor reduseres dersom det stilles krav til hvilke perioder letingen gjennomføres slik det er gjort andre steder på norsk sokkel.

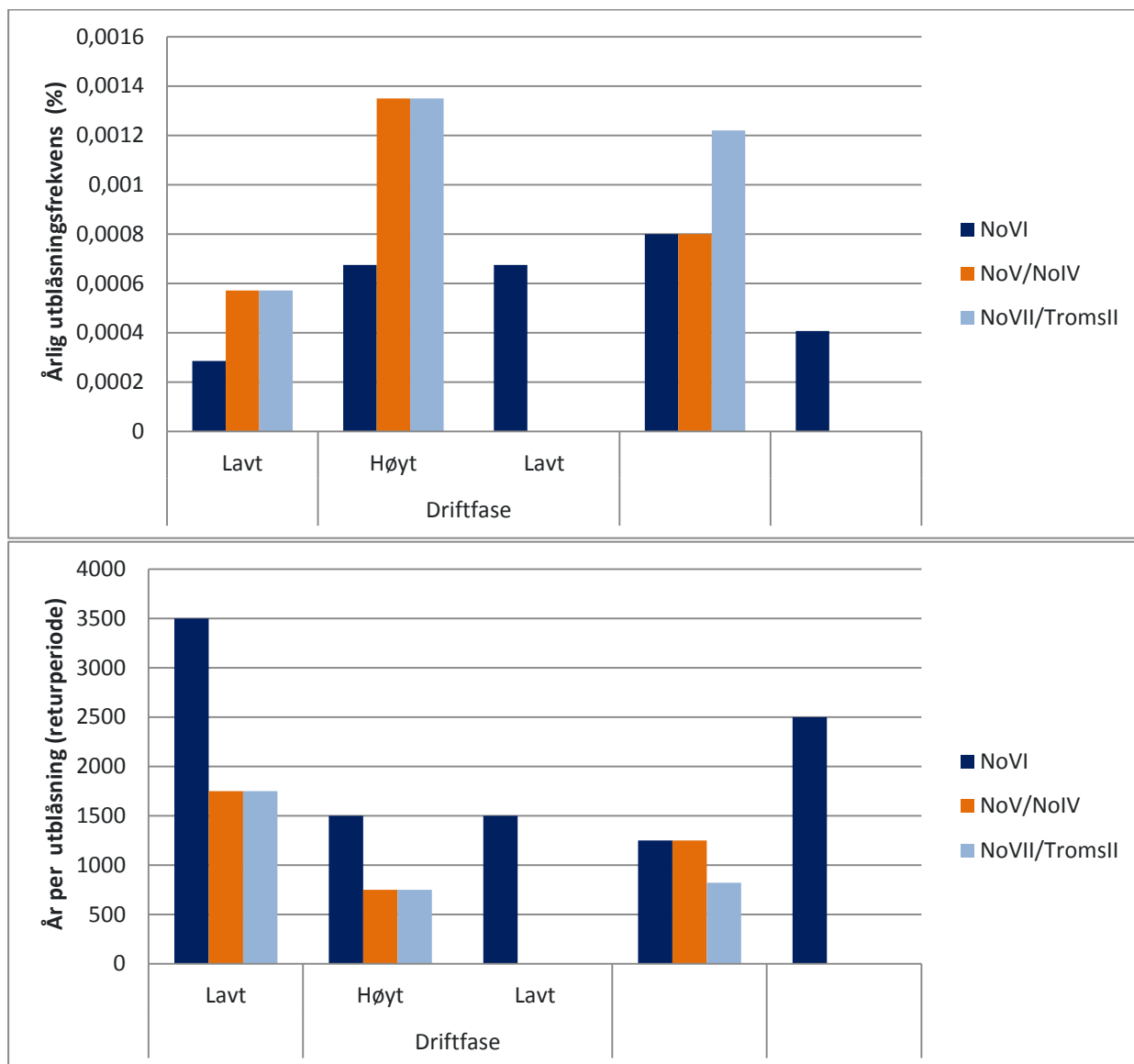
vises utblåsningsfrekvensen som sannsynlighet for utblåsning pr brønn eller år for forskjellig type aktivitet. Tabellen er hentet fra Miljørisikoanalysen for kunnskapsinnhenting utført av DNV og bygger på tall fra en database med statistikk over utblåsninger globalt (Scandpower 2012) og forutsetninger om overhalingsfrekvenser m.m.

Tabell 10: Basisfrekvenser for utblåsning for henholdsvis leteboring, produksjonsboring og produksjonsbrønn, samt komplettering, wireline og brønnoverhaling brukt i risikobetraktningene. Kilde: Kruuse-Meyer mfl. (2012) og Scandpower (2012)

Aktivitet	Utblåsningsfrekvens	Enhet
Leteboring - normal brønn	0,0143 %	per brønn
Produksjonsboring - normal brønn	0,0031 %	per brønn
Produksjonsbrønn	0,0021 %	per år
Komplettering	0,0010 %	per brønn
Wireline	0,0005 %	per brønn
Brønnoverhaling	0,0172 %	per brønn

Av tabellen over ser vi at det for de forskjellige aktivitetene er snakk om svært lave sannsynligheter når vurderingen gjøres per brønn eller brønnår. For å beregne årlig sannsynlighet for utblåsning for de forskjellige områdene må aktivitetsscenarioer med estimert antall brønner i hvert område legges til. Figuren under er hentet fra miljørisikoanalysen for kunnskapsinnhenting utført av DNV og viser sannsynligheten for akuttutslipp i form av forventet antall utblåsninger pr år med aktivitet (utblåsningsfrekvens) og forventet antall år før en oljeutblåsning vil inntreffe (returperiode) i de forskjellige driftsfasene i de ulike områdene.

Figur 19: Utblåsningsfrekvens per år i prosent (øverst) og antall år med aktivitet per forventet utblåsning (nederst) for ulike faser av utbygging og drift. Kilde Kruuse-Meyer mfl. (2012)

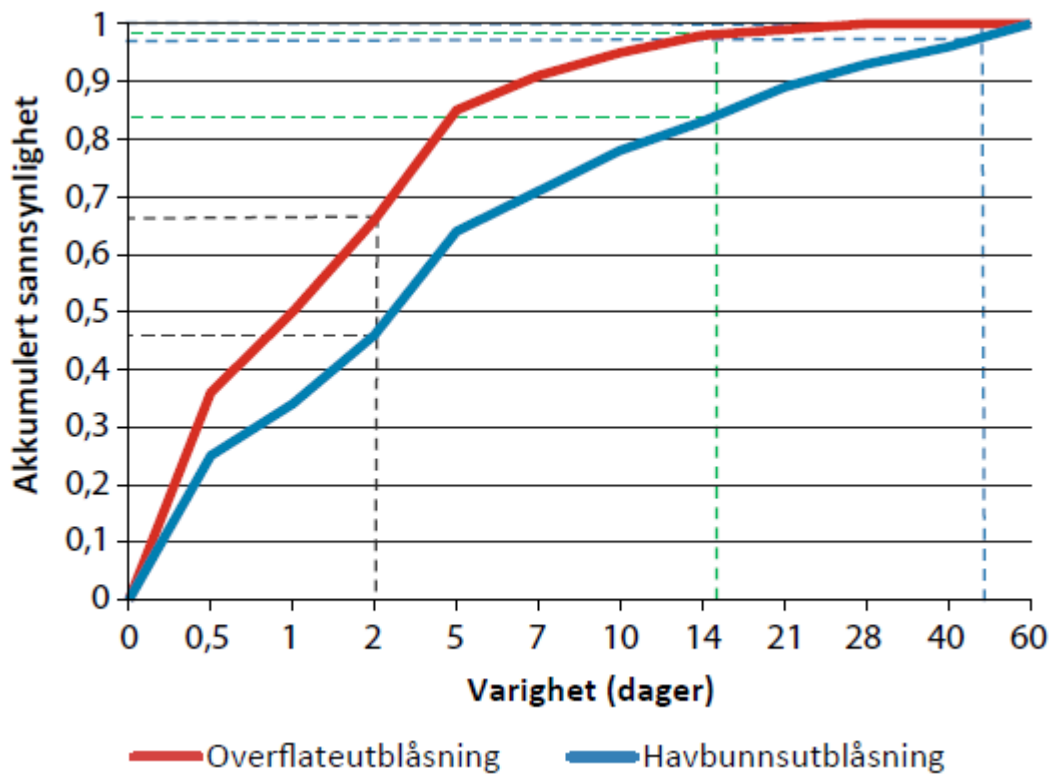


Som vi ser av figurene er sannsynligheten for en utblåsning i all hovedsak størst i utbyggingsfasen der antall år med aktivitet før en kan forvente en utblåsning spenner fra 750-1500 år. Det er lavest sannsynlighet for utblåsning i letefasen der antall år med aktivitet før en kan forvente en utblåsning spenner fra 1750-3500 år. Området Nordland VI er det området der sannsynligheten for en utblåsning er lavest, mens sannsynligheten er relativt lik for resten av områdene med noe høyere sannsynlighet for utblåsning under driftsfasen for Nordland VII og Troms II. Årsaken til forskjellene er hovedsakelig knyttet til forskjeller i forventet aktivitetsnivå.

Hvor lenge varer en potensiell utblåsning?

Hvor lenge en utblåsning varer har selvfølgelig mye å si for hvor store mengder olje som slippes ut. I figuren under vises sannsynligheten for ulike varigheter av et utslipp dersom det skulle inntreffe. Verdien på den vertikale aksene viser sannsynligheten for en varighet mindre eller lik verdien på den horisontale aksene (varighet i antall dager).

Figur 20: Akkumulert sannsynlighet for varighet av utblåsning. Kilde: Kruise-Meyer mfl. (2012)



Som vi ser av figuren over varer en havbunnsutblåsning generelt lenger enn en overflateutblåsning. Dette kommer hovedsakelig av at tetting av en undervannsutblåsning er mer utfordrende enn å stoppe en overflateutblåsning. Det hender også at det ved en overflateutblåsning besluttes å koble fra den aktuelle enheten og at resten av utslippet vil deretter betegne seg som en havbunnsutblåsning. Etter Macondo-ulykken i Mexico-gulven er det utviklet ny teknologi som kan redusere varigheten av en bunnutblåsning betydelig. Dette kan medføre at sannsynlighetene beregnet ovenfor kan være overestimert også for krevende havområder som Norskehavet.

Hvor mye slippes ut per døgn?

Hvor mye olje som slippes ut ved en utblåsning per døgn er det som sammen med utblåsningens varighet avgjør hvor mye olje som slippes ut. I tabellen nedenfor har vi gjengitt de forskjellige utblåsningsratene som er benyttet i beregningene av oljemengder som slippes ut ved utblåsninger.

Tabell 11: Forutsatte utslippsrater lagt til grunn i oljedriftsberegningene. Kilde: Olje- og energidepartementet (2012)

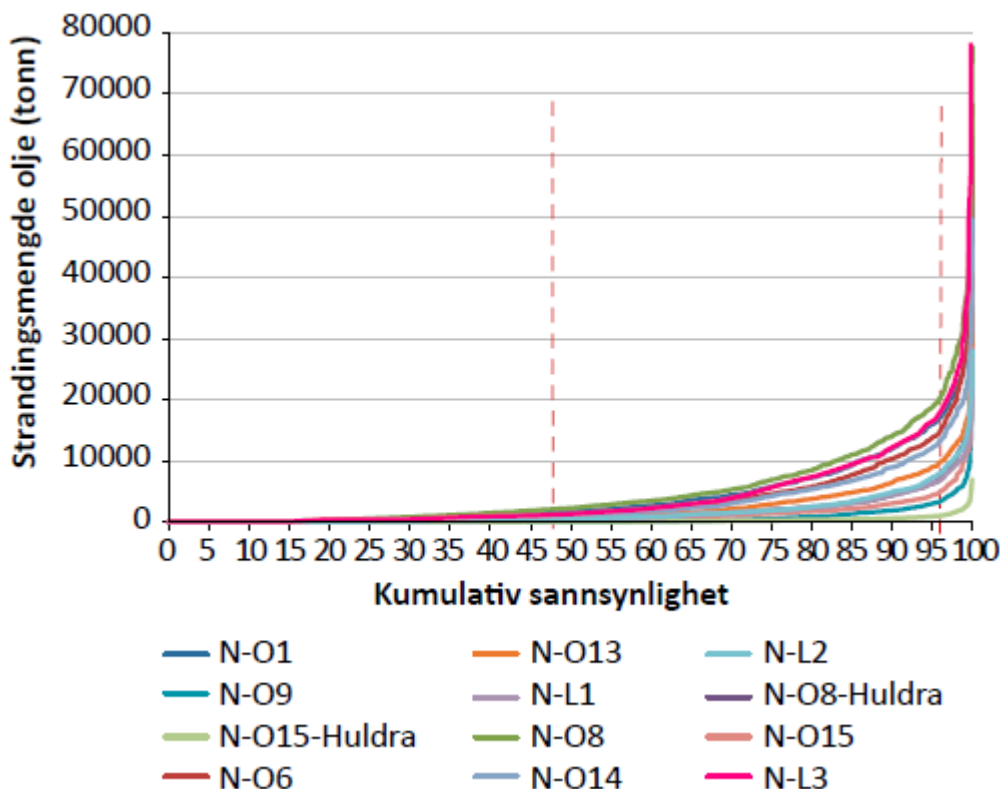
Område	Rater (m ³ /døgn)
Nordland IV	250, 750, 1 500
Nordland V	1 000, 2 000, 4 000
Nordland VI og VII	1 500, 3 000, 4 500
Troms II	1 500, 3 000, 4 500

Som vi ser av tabellen er det lagt til grunn ulike utslippsrater for de forskjellige områdene. Dette kommer i stor grad av geologiske forskjeller som avgjør hvor høyt trykket er i reservoarene. For å komme fram til hvilke antagelser som skal benyttes er det derfor lagt til grunn resultater fra geologiske undersøkelser, erfaringsdata og modelleringer.

Hvor mye olje vil treffe land?

Miljøkonsekvensene av et oljeutslipp avhenger av hvor mye av oljen som treffer land. Generelt er det mer alvorlig for miljøet dersom oljen treffer land enn om det brytes ned på havet. Dette kommer hovedsakelig av at tilgrising som følge av et oljeutslipp er et større problem for miljøet enn forgiftning. De aktuelle områdene for petroleumsvirksomhet ligger relativt nærme kysten (25-133 km). Dette øker sannsynligheten for at olje vil treffe land dersom et utslipp inntreffer, både fordi det vanskeliggjør beredskapsarbeidet og fordi en mindre andel av oljen blir brutt ned på havet før den når land. Hvor lang tid det vil ta før oljen strander varierer stort mellom de forskjellige lokasjonene. Den korteste drivtiden er på 16 timer mens de fleste lokasjoner har en drivtid på mellom 20-30 timer. I figuren under vises kumulativ sannsynlighet for at forskjellige mengder olje vil treffe land fra de ulike lokasjonene som er vurdert.

Figur 21: Kumulativ sannsynlighet for at ulike mengder olje treffer land dersom et akuttutslipp skulle inntreffe fordelt på forskjellige lokasjoner. Kilde: Kruise-Meyer mfl. (2012)



Fra figuren kan vi se at for den lokasjonen som er nærmest land (O8 utenfor Bø i Vesterålen) er det 95 prosent sannsynlighet for at mengden som strander dersom et utslipp inntreffer er mindre enn 20 000 tonn olje. For de andre lokasjonene som ligger lengre fra kysten er mengdene betydelig lavere. Eksempelberegninger gjort viser at det kun er en mindre andel av oljen fra et utslipp som vil treffe land. Andelen olje som strander ved et utslipp er i eksempelet beregnet til 16 prosent om sommeren og 12,5 prosent om vinteren. Det meste av oljen

(73 prosent om sommeren og 86 prosent om vinteren) vil uten bruk av beredskapssystemer fordampe, dispergere, sedimentere, løses i vannmassene eller brytes ned biologisk i løpet av 30 døgn (Tvedt mfl., 2012).

3.3.3. Potensielle konsekvenser for fisk

Miljørisiko for fisk

Konsekvensen av et akuttutslipp for fisk er i kunnskapsinnhenting ansett som neglisjerbar for alle utslippsscenarioer utenom det verst tenkelige med hensyn på utblåsningsrate og varighet. Når sannsynligheten for at dette scenarioet skal inntreffe tas med i vurderingen blir miljørisikoen for fisk tilnærmet minimal (Kruuse-Meyer mfl. 2012).

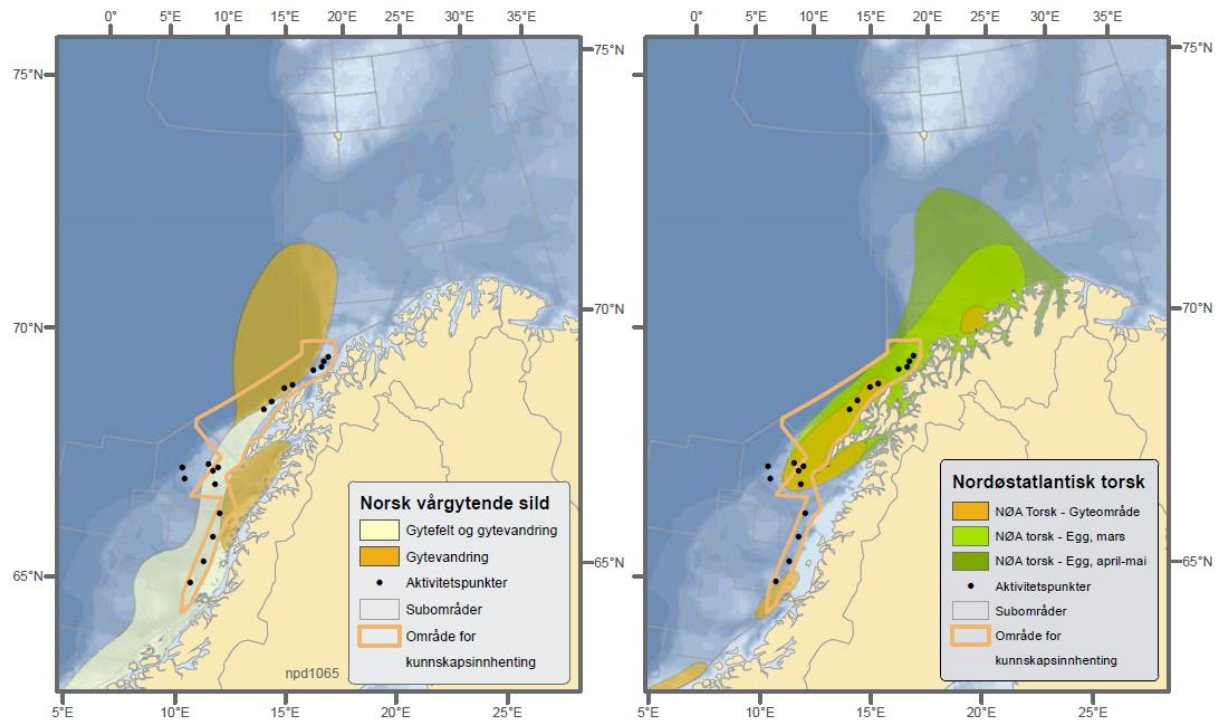
Selv om sannsynligheten for dette scenariet er liten, er det likevel grunn til å understreke den betydelige biologiske verdien de aktuelle havområdene har miljømessig så vel som økonomisk. Havforskningsinstituttets KILO-rapport (Havforskningsinstituttet, 2013¹²) viser at konsentrasjonen av fiskeplankton i Lofoten, Vesterålen og kysten av Sør-Troms er enestående på norsk kontinentalsokkel. Ingen andre steder har i følge Havforskningsinstituttet en så dominerende rolle for de tidlige stadiene for fiskeriressursene. De to økosystemene gir for tiden en årlig avkastning på 3 millioner tonn fisk, og 70 prosent av disse fiskeriressursene har Lofoten, Vesterålen og Sør-Troms som gytefelt eller som området hvor larvene og den pelagiske yngelen driver. Konsentrasjonen varierer også sterkt mellom årstidene, og er særlig høy fra tidlig vår til sensommeren. Et ukontrollert langvarig utslipp i denne perioden er således svært uheldig med hensyn til sårbarhet og restitusjonsevne.

Samtidig ser det også et poeng at selv om, miljørisikoen er liten vil petroleumsvirksomhet likevel kunne ha betydning for kommersielt fiske fordi det kan påvirke markedsdømmet til norsk fisk. Miljørisikoanalysen tar heller ikke hensyn til konsekvensene av at petroleumsvirksomhet vil beslaglegge areal som kan redusere fiskerimulighetene.

Som nevnt er miljørisikoen størst i gyteperioden. I kartene nedenfor vises gyteområdenes plassering i forhold til områdene som er aktuelle for åpning av petroleumsvirksomhet.

¹² Havforskningsinstituttet (2013): Rapport 3/2013: Kunnskapsinnhenting Barentshavet-Lofoten-Vesterålen (KILO). Tilgjengelig på: http://www.imr.no/filarkiv/2013/04/kilo_rapporten_fisken_og_havet_3_2013.pdf/nb-no

Figur 22: Gyteområde/gytevandring av sild (til venstre) og gyteområder samt egg av nordøstatlantisk torsk. Kilde: Ottersen og Auran (2007)



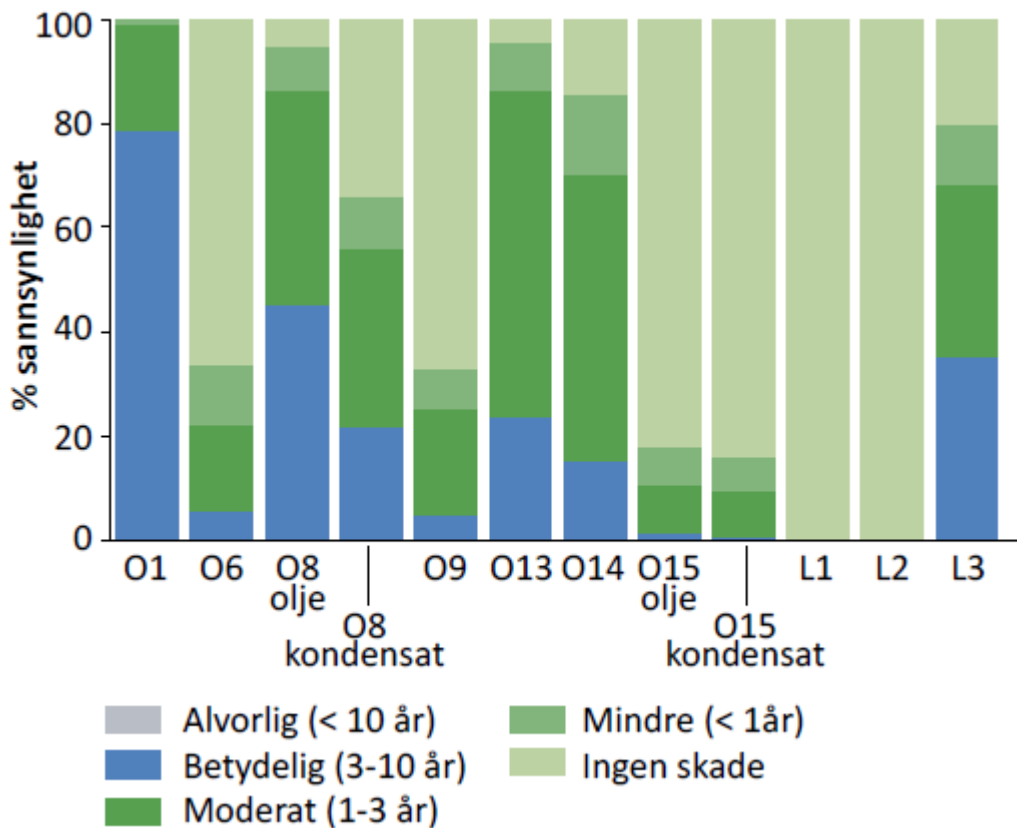
Som vi ser av kartene er miljørisikoen for fisk lav på tross av at det er en betydelig overlappning mellom gyteområder og potensiell petroleumsvirksomhet spesielt for torsk. Dette kommer både av at sannsynligheten for en utblåsning med verst tenkelig utfall er så liten i tillegg til at konsekvensene av et akuttutslipp generelt er mye lavere for fisk enn for eksempel sjøfugl.

Potensielle konsekvenser for fisk

For fiskebestanden er konsekvensene av en utblåsning på havbunnen større enn for en overflateutblåsning. Grunnen til dette er at det hovedsakelig er forgiftning som utgjør den største trusselen og konsentrasjonene i vannsøylen er høyere ved en utblåsning på havbunnen. Skadevirkningene er størst i tidlige livsfaser, hovedsakelig fordi unge individer er mindre mobile og derfor vil utsettes for skadelige konsentrasjoner over lengre tid enn eldre individer. Utslipp på tidspunkt der det er lite fiskeegg/larver vil derfor ha små konsekvenser for fiskebestanden fordi voksne individer ikke vil bli eksponert over et betydelig tidsrom. Det er torsk og sild som er mest utsatt, men for de nordligste områdene er det også potensielle konsekvenser for lodde.

I forbindelse med miljørisikoanalysen til kunnskapsinnhenting ble miljøkonsekvensene for fisk modellert for alle kombinasjoner av utslippsrater og varigheter. Det var imidlertid kun scenarioet med høyeste utslippsrate og lengste varighet som ga konsekvenser av betydning for fiskebestanden (tapsandeler på fiskeegg/larver over 0,5 prosent). Sannsynligheten for miljøskade er beregnet for den arten der konsekvensene av et uhellutslipp er størst. Figuren under illustrerer sannsynligheten for miljøskade for torsk/sild ved forskjellige lokasjoner, basert på «worst-case scenarioet» både i form av utslippsrate, varighet og tidspunkt med hensyn på gyteperiode.

Figur 23: Sannsynlighet for miljøskade uttrykt ved restitusjonstid for gytebestand av torsk/sild ved oljeutblåsning fra havbunn i ulike posisjoner med høyeste rate og varighet. Kilde: Kruise-Meyer mfl. (2012)



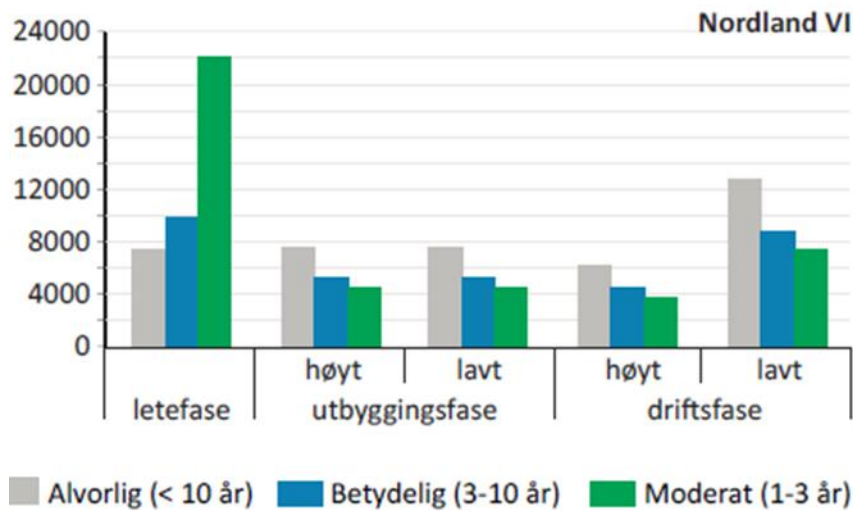
Konsekvensene er størst dersom et utslipp skulle inntreffe utenfor Kvaløya i Troms der det er mer sannsynlig med en restitusjonstid på mer enn 3 år enn kortere, gitt verst tenkelig utslippsscenario. For de andre lokasjonene er det mer sannsynlig med en restitusjonstid under 3 år.

3.3.4. Miljørisiko for sjøfugl og marine pattedyr

Hvilke arter som er mest utsatt varierer fra område til område og miljørisikoen er vurdert ut ifra de artene et utslipp vil ha størst konsekvenser for i hvert område. Det er gjort en samlet vurdering for sjøfugl og marine pattedyr. Miljørisikoen er beregnet ved antall år med aktivitet før det kan forventes en miljøskade (returperiode) av forskjellig alvorlighetsgrad definert i samme kategorier miljøskade. Sannsynligheten for ingen eller liten miljøskade (restitusjonstid mindre enn 1 år) er svært liten og presenteres ikke i figurene nedenfor.

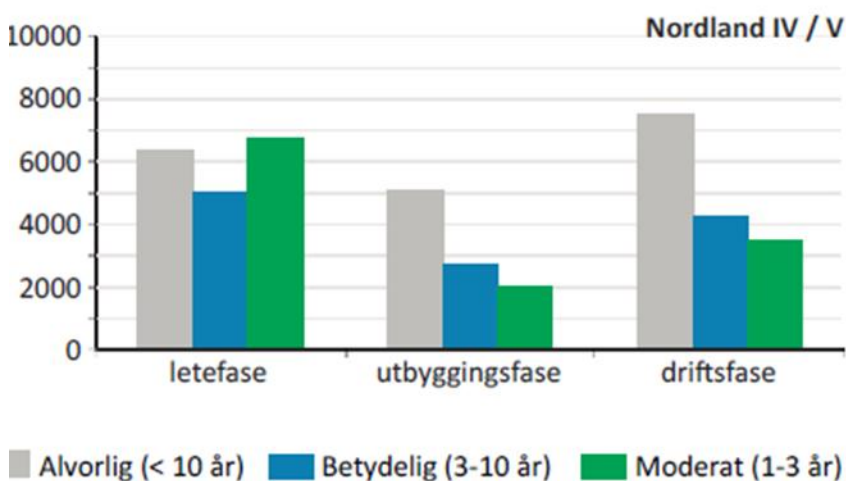
Nedenfor presenteres miljørisikoen for de ulike områdene hver for seg illustrert med figurer fra miljørisikoanalysen i kunnskapsinnhentingene. Figurene viser miljørisikoen ved akuttutslipp for sjøfugl og marine pattedyr presentert som antall år med leteaktivitet, utbygging eller drift før en kan forvente et tilfelle av moderat, betydelig eller alvorlig miljøskade (returperiode). Risikoen er beregnet ved hjelp av sannsynligheter for utslipp i de forskjellige driftsfasene og forutsatte utslippsscenarioer og sannsynlig oljedrift gitt strøm- og værforhold i de forskjellige områdene. Disse beregningene sammenstilles så med vurderinger av miljøkonsekvensene dersom oljen når kolonier med sjøfugl og pattedyr i forskjellige tidsrom beskrevet ovenfor.

Figur 24: Antall år med aktivitet per miljøskadekategori for ulike aktiviteter i Nordland VI. Kilde: Kruse-Meyer mfl. (2012)



Som vi ser av figuren er sannsynligheten for alle former for miljøskade i Nordland VI størst i driftsfasen¹³ gitt et stort ressursanslag. Det kan da forventes et tilfelle av alvorlig miljøskade ca. hvert 6000 år med drift. Sannsynligheten for betydelig og moderat miljøskade er noe høyere med et tilfelle ca. hvert 4500 og 4000 år med drift gitt et høyt ressursanslag. Miljørisikoen i utbyggingsfasen er noe lavere, men vurdert som lik uavhengig av ressursanslaget. Miljørisikoen i letefasen er betraktelig lavere, men det er mer sannsynlig med alvorlig eller betydelig miljøskade enn moderat fordi det her er forutsatt et utslipp på verst tenkelig tidspunkt med hensyn på miljøkonsekvenser.

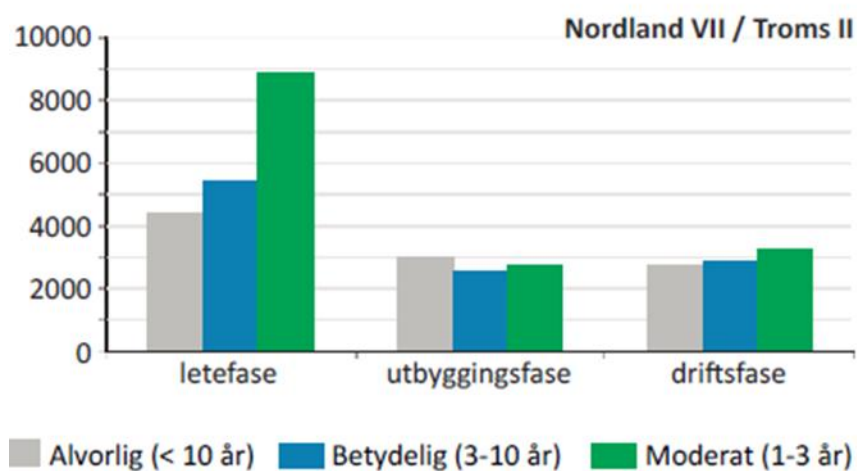
Figur 25: Antall år med aktivitet per miljøskadekategori for ulike aktiviteter i Nordland IV/V. Kilde: Kruse-Meyer mfl. (2012)



¹³ Miljørisikoen under letefasen er generelt lavere fordi sannsynligheten for en utblåsning i denne fasen i all hovedsak er lavere enn ved drift og utbygging. Det er imidlertid generelt relativt mer sannsynlig at miljøskaden av en utblåsning blir alvorlig i denne fasen fordi det er forutsatt i beregningene at hendelsen vil skje på verst tenkelig tidspunkt. Dersom tidsrommet for leteboring reguleres vil skadeomfanget av en utblåsning i denne fasen kunne reduseres.

Det vil kun være aktuelt med utbygging i Nordland IV/V dersom ressursanslaget er høyt og miljørisikoen er derfor kun beregnet for dette scenarioet. Som vi ser av figuren er miljørisikoen i dette området høyest i utbyggingsfasen. Det kan da forventes et tilfelle av alvorlig miljøskade ca. hvert 5000 år med utbygging. Sannsynligheten for betydelig og moderat miljøskade er noe høyere med et tilfelle ca. hvert 3500 og 2000 år med utbygging. Sannsynligheten for alle kategorier miljøskade er betydelig lavere for de andre fasene av driften, med større sannsynlighet for alvorlig miljøskade i letefasen, mens risikoen for betydelig og moderat miljøskade er større under driftsfasen. Dette kan i stor grad tilskrives at det er forutsatt at en eventuell utblåsning i letefasen inntreffer på det tidspunktet miljøkonsekvensen er størst. Krav til hvilke perioder det tillates leteboring kan derfor redusere miljørisikoen i denne fasen betraktelig.

Figur 26: Antall år med aktivitet per miljøskadekategori for ulike aktiviteter i Nordland VII/Troms II. Kilde: Kruse-Meyer mfl. (2012)



Det vil kun være aktuelt med utbygging i Nordland VII/Troms II dersom ressursanslaget er høyt og miljørisikoen er derfor kun beregnet for dette scenarioet. Som vi ser av figuren er miljørisikoen i dette området høyest i utbyggingsfasen bortsett fra risikoen for alvorlig miljøskade som er størst i driftsfasen. Det kan da forventes et tilfelle av alvorlig eller moderat miljøskade ca. hvert 2700 år med henholdsvis drift og utbygging. Sannsynligheten for betydelig miljøskade er noe høyere med et tilfelle ca. hvert 2500 år med utbygging. Sannsynligheten for alle kategorier miljøskade er betydelig lavere i letefasen, men også her er det relativt høyere sannsynlighet for alvorlig miljøskade enn betydelig og moderat.

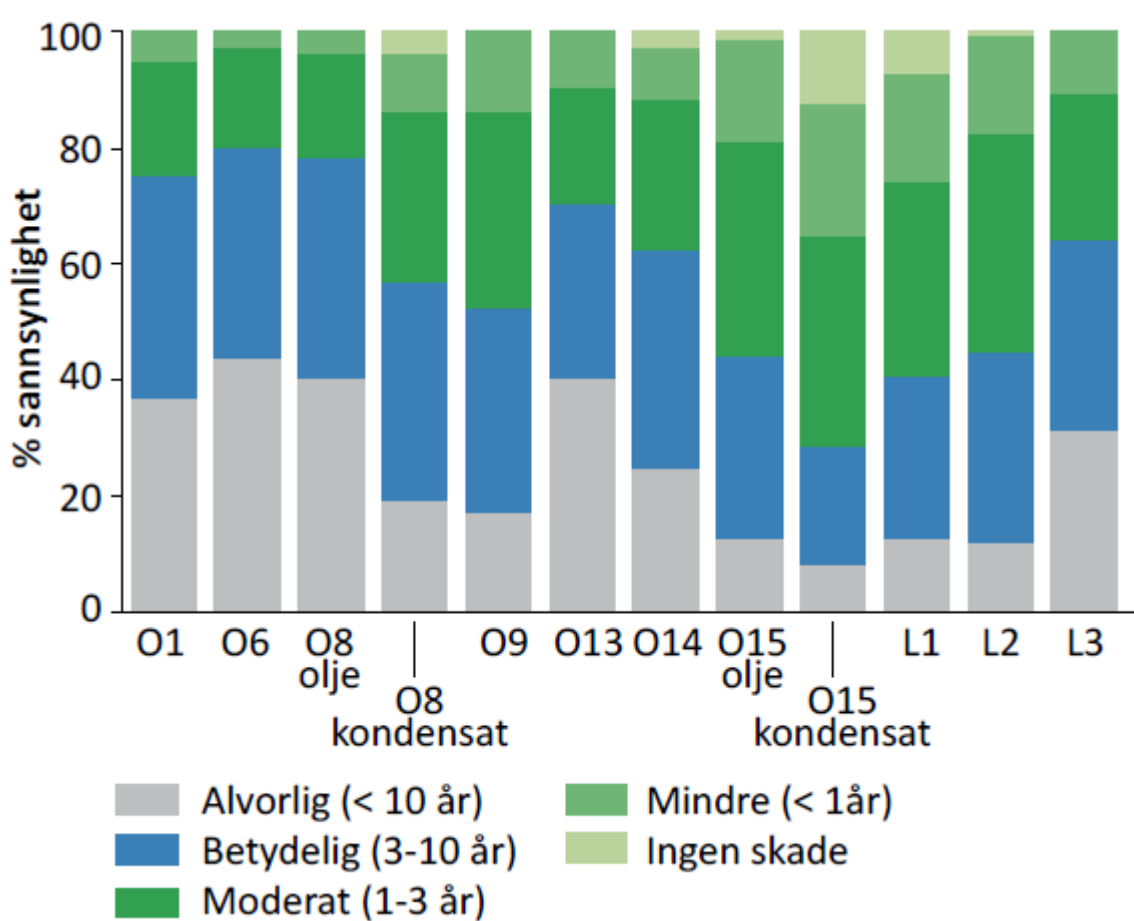
3.3.5. Potensielle konsekvenser for sjøfugl og marine pattedyr

Konsekvensene av et oljeutslipp er gjennomgående størst for sjøfugl. Skaden akutte oljeutslipp påfører sjøfugl og marine pattedyr kommer i all hovedsak gjennom fysisk tilgrising av fjærdrakt og pels når olje legger seg på vannoverflaten og treffer land. Dette gjør at fjærdrakt og pels mister sine vannavstøtende og isolerende egenskaper, noe som fører til at dyrene fryser i hjel. I tillegg til fysisk tilgrising vil et oljeutslipp kunne medføre forgiftning ved at individer forsøker å spise oljen for å rense fjærdrakten eller pelsen. Hvilke konsentrasjoner dyrene utsettes for og varigheten av eksponeringen avgjør hvor store konsekvensene blir.

Figurene under illustrerer sannsynligheten for miljøskade for sjøfugl (Figur 27) og marine pattedyr (Figur 28) for de forskjellige lokasjonene. Sannsynligheten for ulik grad av skade er beregnet for den arten det er estimert størst konsekvenser for. De mest utsatte sjøfuglartene er lunde, alkekonge, polarlomvi, alke, praktærfugl og krykkje. Av marine pattedyr er det havert og steinkobbe som er mest utsatt. Det er videre lagt til grunn at

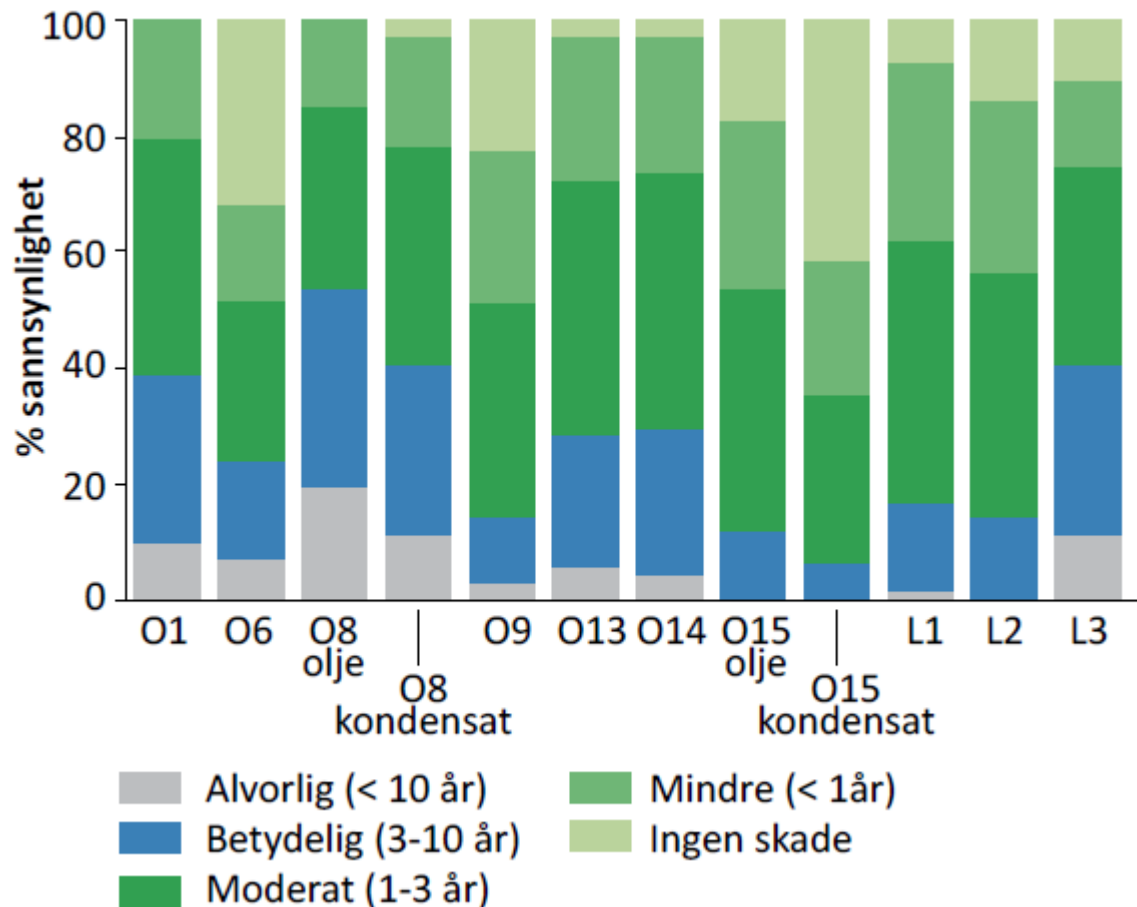
utslippet skjer i den måneden konsekvensen av utslippet er størst for arten som vurderes. Resultatene baserer seg på en vekting av resultatene for ulike utslippsrater og varigheter.

Figur 27: Sannsynlighet for miljøskade uttrykt ved restitusjonstid for sjøfugl ved oljeutblåsning fra ulike lokasjoner. Kilde: Kruuse-Meyer mfl. (2012)



For sjøfugl er konsekvensene størst for utslipp fra Nordland VI, VII og Troms II der sannsynligheten for betydelig miljøskade er mellom 70-80 prosent. Konsekvensene er aller størst for utslipp utenfor Andøya, og utslipp om vinteren eller i hekketiden er i all hovedsak verre enn andre årstider. Sannsynligheten for alvorlig miljøskade varierer stort mellom de ulike lokasjonene og spenner fra i overkant av 40 prosent til i underkant av 10 prosent. For 8 av 12 lokasjoner er det relativt mer sannsynlig med en restitusjonstid for sjøfugl på mer enn 3 år enn mindre.

Figur 28: Sannsynlighet for miljøskade uttrykt ved restitusjonstid for marine pattedyr ved oljeutblåsning fra ulike lokasjoner. Kilde: Kruuse-Meyer mfl. (2012)



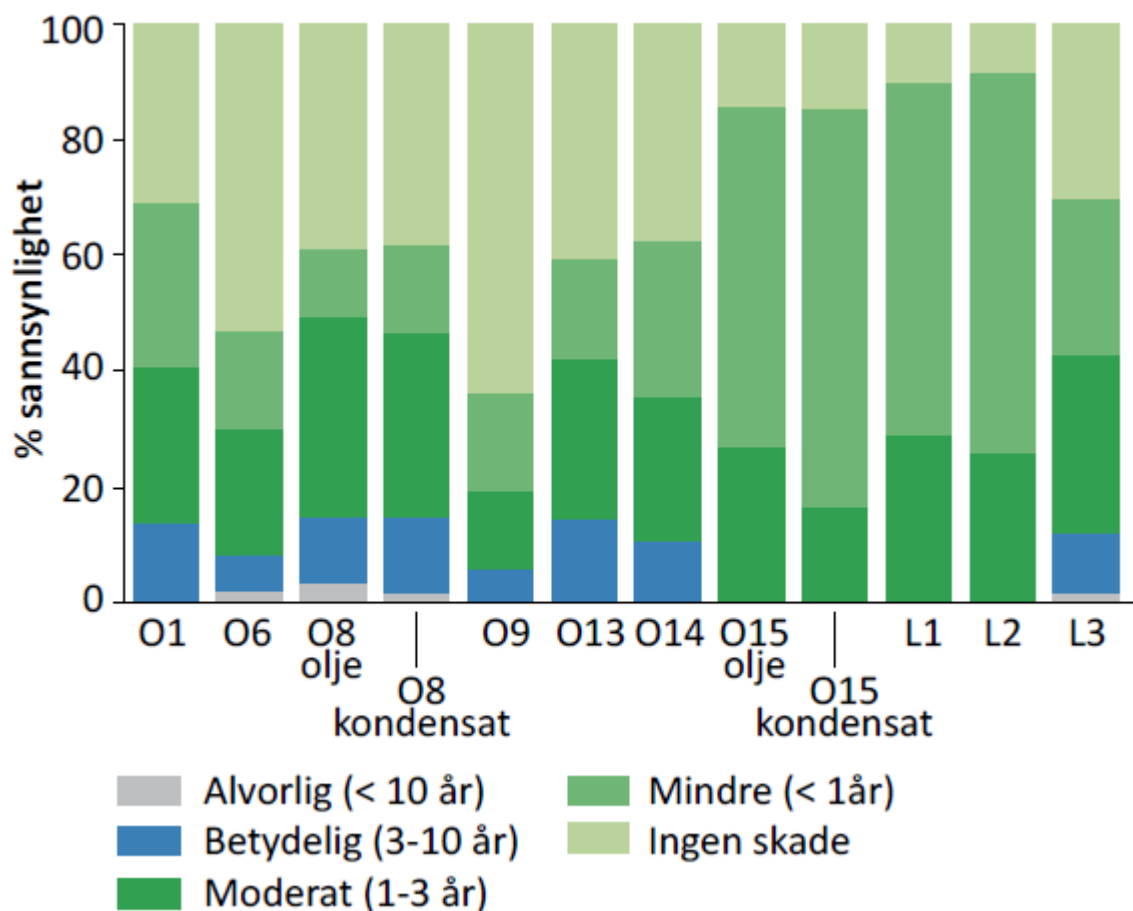
For hval er konsekvensene størst ved en utblåsning i Vestfjorden, men konsekvensene er generelt vurdert til å være lave. Grønlandshval er imidlertid spesielt utsatt siden bestanden er kritisk truet. Sel er mest utsatt for utslipp utenfor Bø i Vesterålen i perioder med fødsel og hårfelling og det er spesielt steinkobbe og havert som er mest utsatt. Det er også her betydelig variasjon mellom lokasjonene, men det er mest sannsynlig med en restitusjonstid på mindre enn 3 år for alle lokasjoner bortsett fra utenfor lokasjon O8.

Potensielle konsekvenser for strandhabitat

Som for sjøfugl og marine pattedyr er det den fysiske tilgrisingen som utgjør den største trusselen for strandmiljøet ved et akuttutslipp. Det kan likevel også være betydelige langsiktige konsekvenser som følge av forgiftning. Disse effektene er imidlertid svært vanskelig å vurdere fordi det krever overvåking over lengre tid. Det kan i tillegg være vanskelig å skille hvilken eksponering skyldes et bestemt akuttutslipp og hva som skyldes generell eksponering fra andre kilder. I all hovedsak er strandenger og våtmark mest sårbare for forurensning. Hvor eksponert et strandområde er for bølger vil kunne påvirke hvor raskt oljen vaskes ut og brytes ned og dermed hvor store konsekvensene av et utslipp vil bli.

Figuren under illustrerer sannsynligheten for miljøskade for strandhabitat. Resultatene baserer seg på en vekting av ulike utslipprater og varigheter.

Figur 29: Sannsynlighet for miljøskade uttrykt ved restitusjonstid for marine pattedyr ved oljeutblåsning fra ulike lokasjoner. Kilde: Kruise-Meyer mfl. (2012)



Det er stor forskjell i konsekvensene for strandhabitat av utslipp mellom de forskjellige lokasjonene, men konsekvensene er størst ved et utslipp utenfor Bø i Vesterålen. Vi ser likevel helt tydelig at det er langt mer sannsynlig med en restitusjonstid på under 3 år enn over og at det kun vil være fare for alvorlige miljøkonsekvenser ved 4 av lokasjonene.

Miljørisiko for strandhabitat

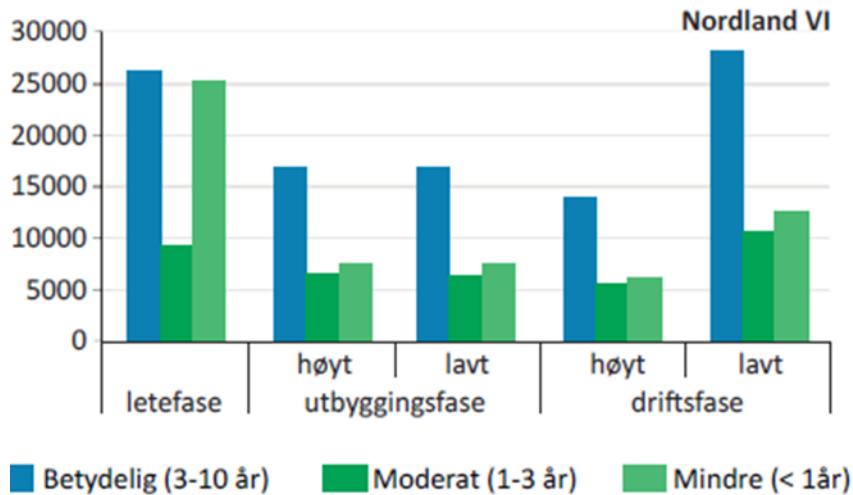
Miljøriskoen for strandhabitat er størst i områdene Nordland V, VI og VII. De forskjellige skadekategoriene er de samme som ovenfor, men fordi sannsynligheten for alvorlig miljøskade er svært liten (en gang per 42 000 år med utbygging) er dette utelatt fra figurene.

Sannsynligheten for betydelig miljøskade under driftsfasen er størst for Nordland VII og Troms II der det kan inntreffe ett tilfelle hvert 7800 år med drift. Det er generelt størst sannsynlighet for mindre eller ikke kvantifiserbar miljøskade for strandhabitat og at dette eventuelt inntreffer under utbyggingsfasen i Nordland IV, V, VII og Troms II. Det kan forventes et tilfelle av mindre miljøskade i underkant av hvert 2000 år med utbygging. Sannsynligheten for en moderat miljøskade er noe lavere, men også her er det mest sannsynlig at dette vil inntreffe i utbyggingsfasen i samme området (Kruise-Meyer mfl. 2012).

Nedenfor presenteres miljøriskoen for de ulike områdene hver for seg illustrert med figurer fra miljørisikoanalysen i kunnskapsinnhenting. Figurene viser miljøriskoen ved akuttutslipp for strandhabitat presentert som antall år med leteaktivitet, utbygging eller drift før en kan forvente et tilfelle av mindre, moderat eller

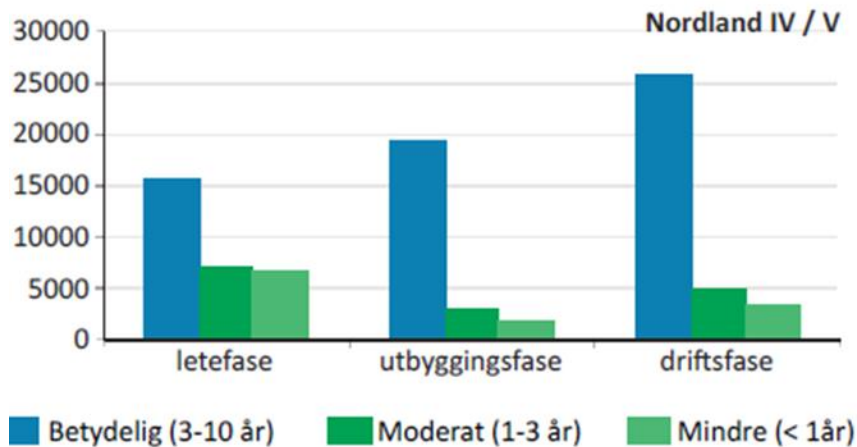
betydelig miljøskade (returperiode). Risikoen er beregnet på samme måte som risikoen for sjøfugl og marine pattedyr.

Figur 30: Antall år med aktivitet per miljøskadekategori for ulike aktiviteter i Nordland VI. Kilde: Kruise-Meyer mfl. (2012)



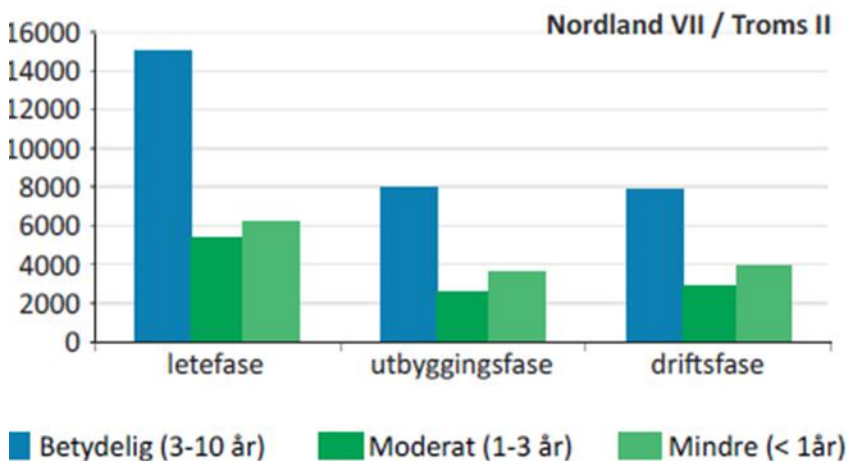
Som vi ser av figuren er sannsynligheten for alle former for miljøskade i Nordland VI størst i driftsfasen gitt et stort ressursanslag. Det kan da forventes et tilfelle av betydelig miljøskade ca. hvert 14 000 år med drift. Sannsynligheten for moderat og mindre miljøskade er betydelig høyere med et tilfelle ca. hvert 6000 og 6500 år med drift gitt et høyt ressursanslag. Sannsynligheten for alle typer miljøskade er noe lavere under utbyggingsfasen og betraktelig lavere i letefasen. Dersom ressursanslaget blir lavt faller miljørisikoen under driftsfasen betraktelig.

Figur 31: Antall år med aktivitet per miljøskadekategori for ulike aktiviteter i Nordland IV/V. Kilde: Kruse-Meyer mfl. (2012)



Det vil kun være aktuelt med utbygging i Nordland VII/Troms II dersom ressursanslaget er høyt og miljørisikoen er derfor kun beregnet for dette scenarioet. Som vi ser av figuren er sannsynligheten for betydelig miljøskade størst under letefasen. Det kan da forventes et tilfelle av betydelig miljøskade ca. i underkant av hvert 16 000 år med letevirksomhet. Sannsynligheten for moderat og mindre miljøskade er betraktelig høyere og størst i utbyggingsfasen med et forventet tilfelle henholdsvis hvert 2500 og 2000 år med utbygging.

Figur 32: Antall år med aktivitet per miljøskadekategori for ulike aktiviteter i Nordland VII/Troms II. Kilde: Kruse-Meyer mfl. (2012)



Det vil kun være aktuelt med utbygging i Nordland VII/Troms II dersom ressursanslaget er høyt og miljørisikoen er derfor kun beregnet for dette scenarioet. Som vi ser av figuren er miljørisikoen i dette området høyest i utbyggingsfasen, men miljørisikoen er tilnærmet lik i driftsfasen. Det kan forventes et tilfelle av betydelig miljøskade ca. hvert 7800 og 8000 år med henholdsvis drift og utbygging. Sannsynligheten for moderat og mindre miljøskade er høyere med et tilfelle ca. hvert 2500 og 3800 år med utbygging. Sannsynligheten for alle kategorier miljøskade er betydelig lavere i letefasen.

3.3.6. Elementer ved petroleumsvirksomhet som kan redusere miljørisikoen i området

Oljevernberedskapets effekt på forurensning og miljørisiko fra akuttutslipp

Oljevernberedskap kan redusere mengdene og til en viss grad konsekvensene av olje som når land. Myndighetene stiller krav til responstid for konkret virksomhet og analysene som er gjennomført forutsetter ett beredskapsfartøy på hvert felt med en responstid på 2 timer. Oljevernberedskap deles opp i 4 forskjellige barrierer:

1. Bekjempelse av utslipp på åpent hav nær kilden.
2. Bekjempelse av utslipp på åpent hav inn mot kysten.
3. Bekjempelse av utslipp i kyst- og fjordområder med beskyttelse av sårbare naturressurser.
4. Bekjempelse av utslipp i strandsonen og sanering av forurenset strand.

Kystlinjens utforming og størrelsen på området som kan berøres gjør at havgående beredskap kan bli relativt viktigere i dette området enn andre deler av norsk sokkel.

Hvor effektivt oljevernberedskapen er imidlertid avhengig av flere forhold. Flere av disse kan være mer utfordrende i det nordøstlige Norskehavet enn andre deler av norsk sokkel. På den annen side vil økt beredskap som følge av petroleumsutbygging også kunne redusere konsekvensene av andre akuttutslipp for eksempel som følge av skipsforlis som utgjør en større miljørisiko enn petroleumsvirksomhet. I kunnskapsinnhenting er det laget en egen rapport som analyserer behov for, effekten av og utfordringer ved beredskap for petroleumsvirksomhet utenfor Lofoten og Vesterålen. I avsnittene nedenfor gjengir vi kort hovedresultatene fra analysen i tillegg til en drøfting av hva økt beredskap kan gjøre for miljørisikoen forbundet med skipsfart.

Utfordringer knyttet til oljevernberedskap i området

Området utenfor Lofoten og Vesterålen er kystnært og relativt utsatt for ekstremvær og lave temperaturer i deler av året. Dette sammen med kystlinjens utforming med bratte og utilgjengelige strandsoner og grunne farvann, manglende infrastruktur med spredte og små lokalsamfunn og mengdene oljeemulsjon som kan treffe kysten byr på utfordringer for en effektiv oljevernberedskap. Det er identifisert en betydelig underkapasitet mellom analysert kyst- og strandberedskap i området sett i forhold til potensielle mengder oljeemulsjon som kan komme som følge av et utslipp. Beredskapsutredningen som ble gjort gjennom kunnskapsinnhenting slår fast at emulsjonsmengdene og geografisk utbredelse av strandingsområder overstiger nivåer man tidligere har erfaring med i fra kyst- og strandaksjoner i Norge (Tvedt mfl., 2012). Dersom kystnære og strandsoneoperasjoner skal være tilstrekkelig effektive vil det kreve en mangedobling av kapasiteten i forhold til det feltet med størst kapasitet i dag (Goliat) (Tvedt mfl., 2012). Det framstår derfor som mer hensiktsmessig å styrke den havgående beredskapen i området enn å forsøke å lukke dette gapet gitt ressursene som vil være nødvendig for å oppnå tilstrekkelig dekning og områdets særegne utfordringer (OED, 2012).

Oljevernberedskapets effekt på mengder som treffer land

Havgående beredskap er beregnet til å kunne redusere mengden olje som når land på mellom 45-55 prosent i sommerhalvåret. I vinterhalvåret faller den beregnede effekten til mellom 20-35 prosent (OED, 2012). Mengden olje som når land vil likevel kunne være betydelig dersom et oljeutslipp forekommer. Videre beredskapsbarrierer nærmere kysten kan imidlertid redusere mengden ytterligere, men erfaringer fra mer kystnære aksjoner og oppsamling i strandsonen viser at effektene av denne typen beredskap er mindre. Det må derfor forventes en større opprydningsaksjon på land dersom uhellet først er ute. Bruk av dispergeringsmiddel kan være aktuelt spesielt for å redusere påvirkningen på sjøfugl (OED, 2012), men mulige effekter dette kan ha

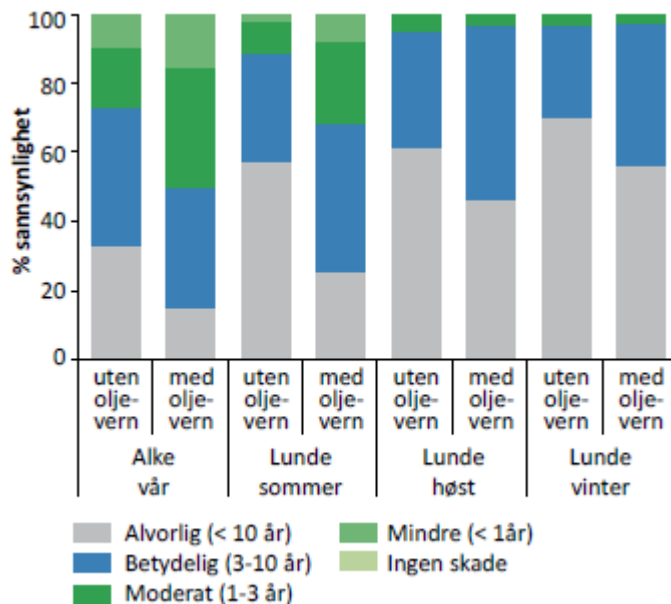
på vannlevende organismer som fisk og fiskelarver kan medføre behov for varsomhet spesielt med hensyn på områdets betydning for kommersielt fiske.

Oljevernberedskapens effekt på miljørisiko

For å vurdere oljevernberedskapens effekt på miljørisiko har de i Kunnskapsinnhentingene valgt å vurdere effekten på sjøfugl fordi det er for sjøfugl konsekvenspotensialet er størst. Det er lagt til grunn et utslipp som varer i 15 dager med høyeste utslippsrate fra de tre lokasjonene der konsekvensene for sjøfugl er høyt. Det er kun tatt hensyn til beredskapen i barriere 1 og 2 (bekjempelse av utslipp på åpent hav). Det er betydelig usikkerhet i beregningene, men resultatene viser at beredskap kan redusere sannsynligheten for alvorlig miljøskade betraktelig særlig i vår- og sommersesongen. Spesielt mekanisk opptak av olje har god effekt og modellerte eksempelberegninger viser at opp mot ca. 55 prosent av oljen som er sluppet ut kan samles opp i sommersesongen mens opp mot ca. 35 prosent kan samles opp i vintersesongen (Tvedt mfl., 2012). Forskjellene mellom sesongene kan til dels forklares med at vind- og bølgeførhold gjør det vanskeligere å fange opp oljen. Figurene nedenfor viser forskjellen i sannsynlighet for ulike kategorier miljøskade med og uten oljevern for de tre eksemplene som er vurdert. Det er kun vurdert effekten på den sjøfuglarten som er mest utsatt i hver sesong. Fordi oljevernets effekt varierer stort mellom årstidene er de vurdert hver for seg.

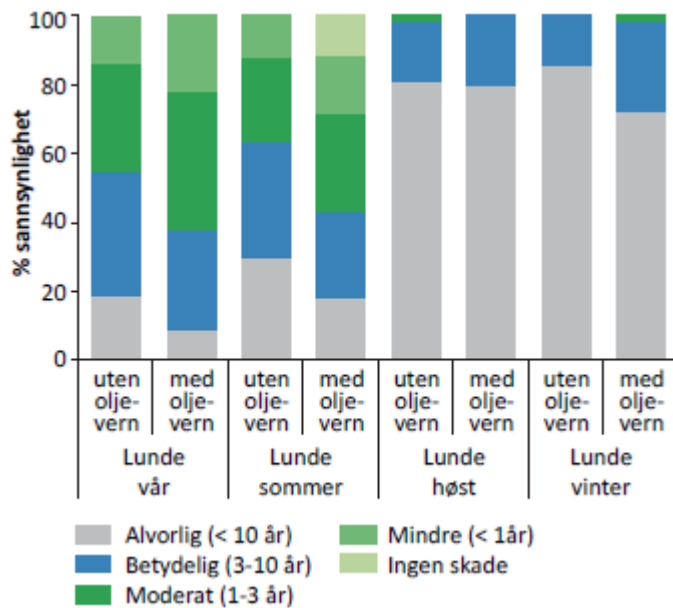
Skadekategoriene er de samme som i avsnittene ovenfor; forventes det at det vil ta under 1 år før bestanden er tilbake til normalen anses miljøskaden for mindre, 1-3 år som moderat, mellom 3-10 år betydelig og en restitusjonsperiode over 10 år anses som alvorlig.

Figur 33: Effekt av oljevern i ulike sesonger for lokasjon O1. Kilde: Kruuse-Meyer mfl. (2012)



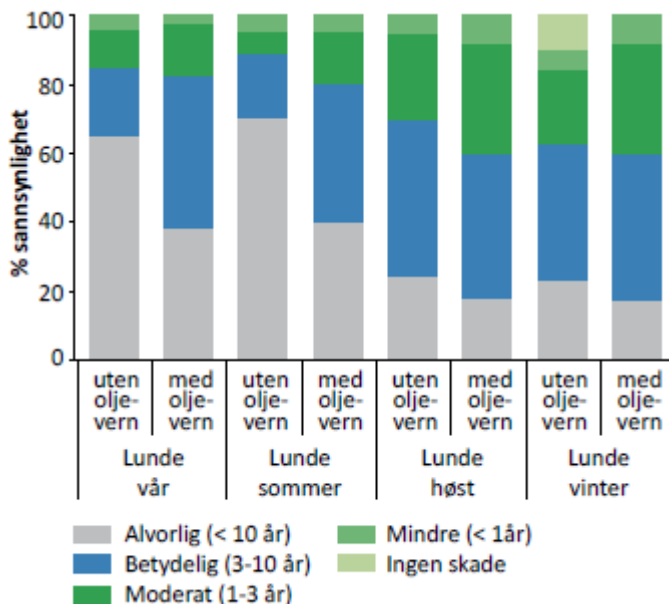
For et gitt utslipp fra lokasjon O1 kan sannsynligheten for alvorlig miljøskade mer enn halveres i vår- og sommersesongen dersom oljevern tiltak settes inn. For høst- og vintersesongen er effekten betydelig lavere med en reduksjon i sannsynligheten for alvorlig miljøskade på om lag 15 prosentpoeng. Det er verdt å merke seg at for noen årstider medfører oljevern tiltak en økning i sannsynligheten for betydelig, moderat og mindre miljøskade ettersom sannsynligheten «skyves» mot lavere skadekategorier når oljevern tiltak settes inn.

Figur 34: Effekt av oljevern i ulike sesonger for lokasjon O6. Kilde: Kruuse-Meyer mfl. (2012)



For et gitt utslipp fra lokasjon O6 kan oljeverntiltak nesten halvere sannsynligheten for alvorlig miljøskade i vårsesongen, mens reduksjonen er på 12 prosentpoeng om sommeren. Sannsynligheten for betydelig miljøskade reduseres med om lag 8 prosentpoeng for både vår- og sommersesongen. For høst- og vintersesongen er det mindre effekt av oljeverntiltak med reduksjoner i sannsynligheten for alvorlig miljøskade på henholdsvis om lag 2 og 7 prosentpoeng.

Figur 35: Effekt av oljevern i ulike sesonger for lokasjon O13. Kilde: Kruuse-Meyer mfl. (2012)



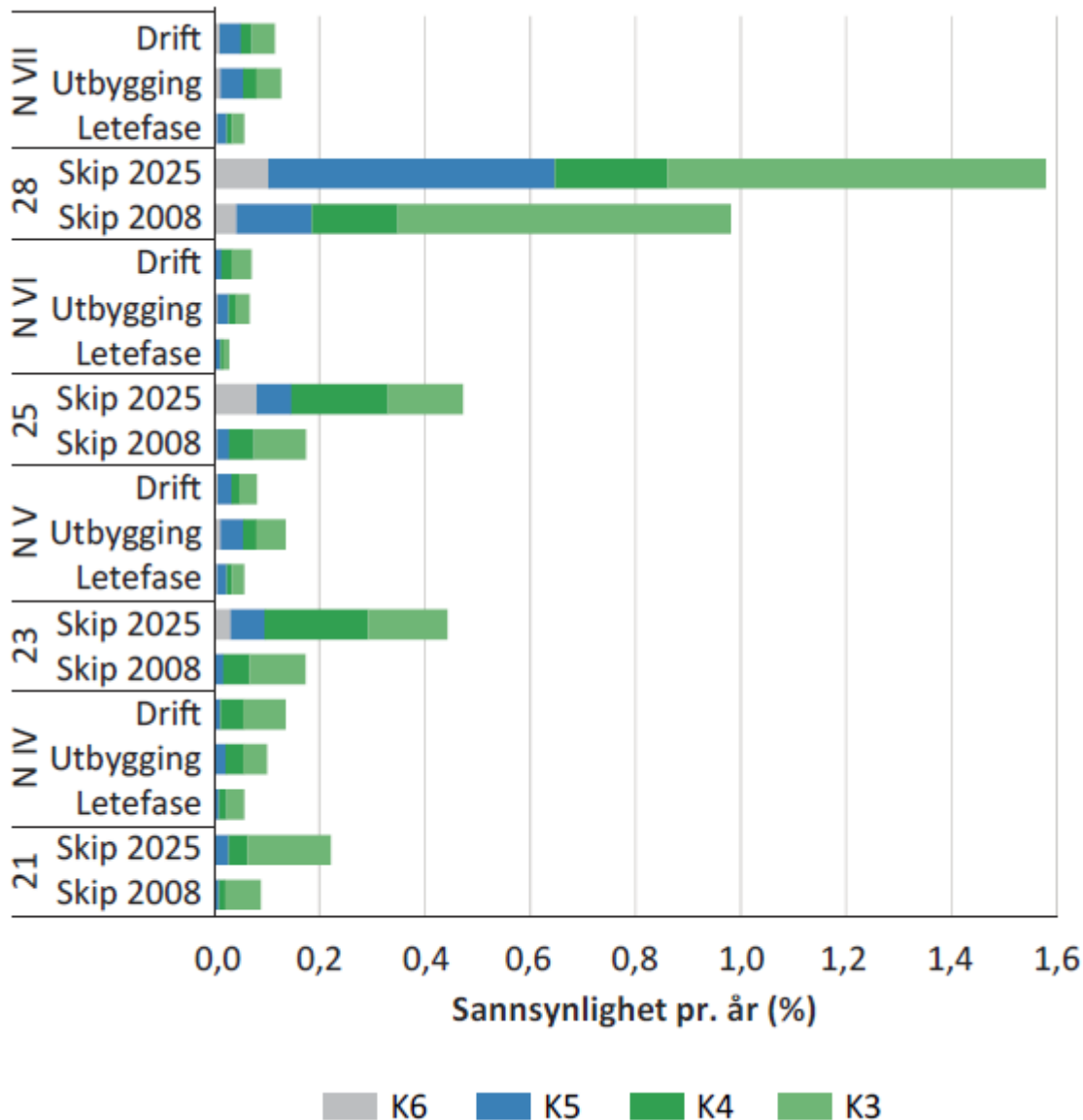
Resultatene for lokasjon O13 viser at sannsynligheten for alvorlig miljøskade kan reduseres med om lag 27 prosentpoeng i vårsesongen og 31 prosentpoeng i sommersesongen. For høst og vinter reduseres sannsynligheten for alvorlig miljøskade med henholdsvis om lag 7 og 6 prosentpoeng.

Disse beregningene viser at oljeverntiltak kan ha en betydelig effekt på skadeomfanget av et akuttutslipp, men at effekten varierer veldig med årstidene. Beredskapsnivået i området er selvfølgelig avgjørende for omfanget av og hvor fort tiltak kan iverksettes. Dette er naturligvis av stor betydning for effekten på miljøkonsekvensene av et utslipp.

Økt beredskap kan gi bedre beskyttelse mot utslipp fra skip som utgjør den største miljøtrusselen i området

I miljørisikoanalysen som ble gjennomført under kunnskapsinnhenting ble det gjort en sammenlikning mellom miljørisiko ved eventuell utbygging av petroleumsvirksomhet i området og miljørisiko forbundet med skipstrafikk både for dagens nivå og framover mot 2025. Generelt viser beregningene at miljørisikoen fra skipstrafikk i all hovedsak er høyere enn miljørisikoen ved petroleumsvirksomhet, men det varierer mellom de forskjellige områdene. Legges det til grunn at skipstrafikken forventes å øke fram mot 2025 er det betydelig høyere miljørisiko forbundet med skipstrafikk i alle områdene som er aktuelle for eventuell petroleumsvirksomhet (Kruuse-Meyer mfl., 2012). Figuren nedenfor viser ulike sannsynligheter for miljøkonsekvenser i de forskjellige områdene for både skipstrafikk og eventuell petroleumsvirksomhet laget i forbindelse med kunnskapsinnhenting. I analysen er potensielle miljøkonsekvenser inndelt i 6 forskjellige kategorier der kategori 6 (K6) utgjør det mest alvorlige. Figuren illustrerer tydelig den relative risikoen for miljøkonsekvenser mellom skipstrafikk og petroleumsvirksomhet.

Figur 36: Miljørisiko vist som sannsynlighet pr. år for ulike miljøkonsekvenser. 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 mfl. (2012)



At miljørisikoen ved petroleumsvirksomhet er lavere enn ved skipstrafikk er imidlertid ikke noe argument i seg selv for at miljørisikoen ved petroleumsutbygging hverken er lav eller akseptabel. En eventuell petroleumsvirksomhet vil både medføre en økning i den totale miljørisikoen for området gjennom sitt potensiale for akuttutslipp i tillegg til å medføre en økning i skipstrafikken som utgjør den største miljørisikoen. Det kan likevel være relevant å se på denne sammenlikningen fordi utbygging av petroleumsvirksomhet vil øke oljevernberedskapen i området betraktelig som følge av strenge krav til beredskap. Oljevernberedskap knyttet til petroleumsvirksomhet vil kunne være like relevant for utslipp fra skip. Samlet sett kan derfor utbygging av petroleumsvirksomhet paradoksalt nok medføre at miljørisikoen i området totalt sett blir lavere enn den ville vært uten, gitt den lave sannsynligheten for utblåsning relativt til utslipp fra skip. Hvor vidt dette vil være tilfelle eller ikke vil i tillegg til den relative sannsynligheten for utslipp være avhengig av at responstiden ved et eventuelt utslipp fra skipstrafikk er tilstrekkelig kort og at beredskapstiltakene er egnet for også denne typen utslipp.

3.3.7. Nye områder har nye utfordringer – dette gir grunnlag for innovasjon

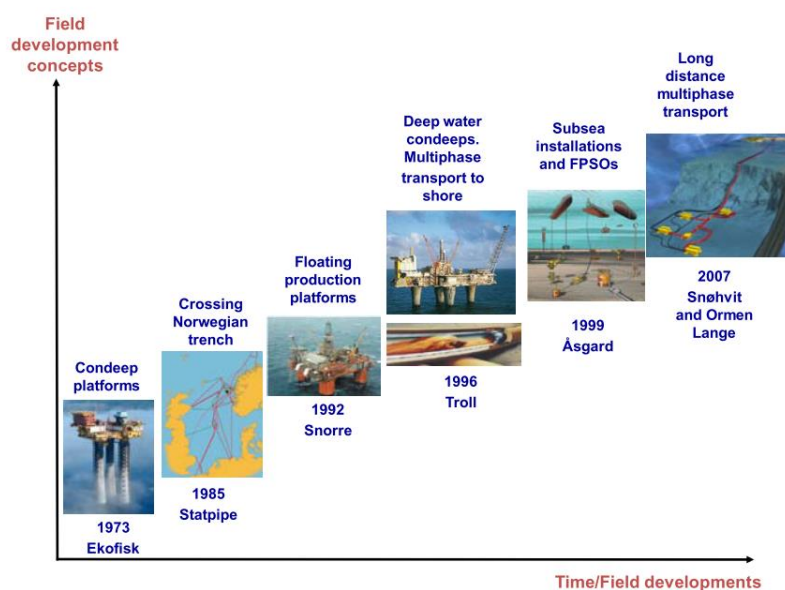
Vi vil i dette kapitlet vise at åpning av områdene for petroleumsvirksomhet kan ha en positiv effekt for norsk leverandørindustri internasjonale konkurransevne. Bakgrunnen for dette er at man gjennom operasjon i området vil tilegne seg kunnskap om utbygging og drift i sårbare områder. Denne kompetansen vil være med å kvalifisere norsk leverandørindustri når andre av verdens mer sårbare og værharde områder åpnes for petroleumsvirksomhet.

I kapitlet vil vi først vise de mekanismer som kan bidra til å styrke konkurransevnen. Deretter vil vi vise hvilke kompetanseområder i særlig grad kan styrkes ved en eventuell åpning.

Norsk leverandørindustri har økt internasjonal omsetning, på bakgrunn av unik kompetanse utarbeidet gjennom krevende operasjoner på norsk sokkel

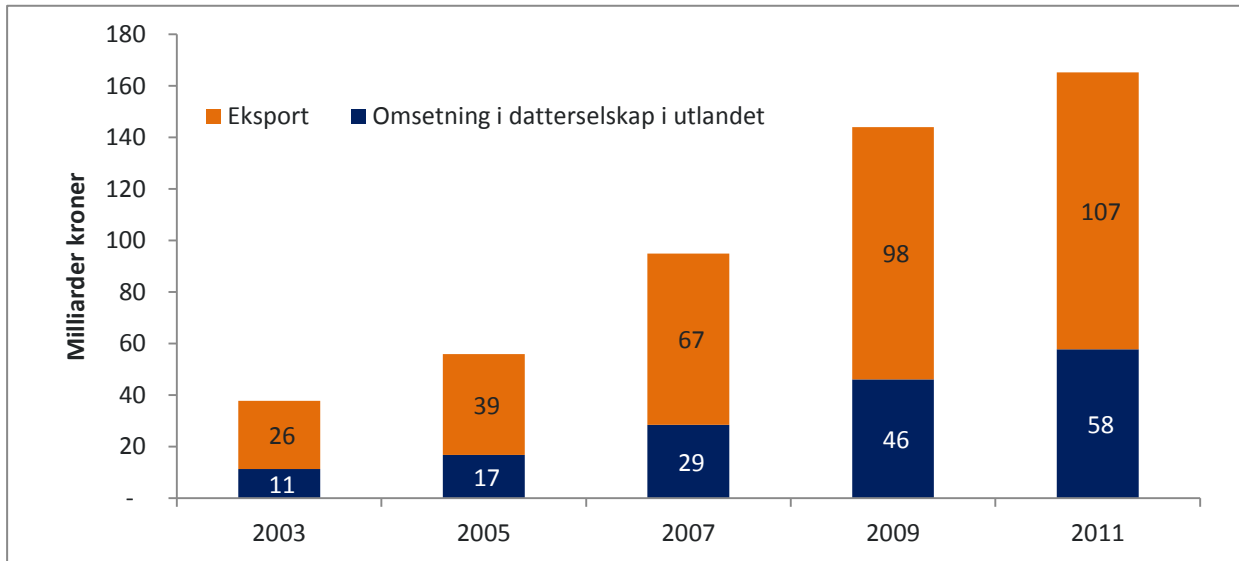
Petroleumsutvinning på norsk sokkel har i mange tilfeller vært krevende, og forutsatt innovasjon. Etter hvert som petroleumsvirksomheten har beveget seg nordover, har man støtt på ulike typer utfordringer som dypt vann, krevende reservoarer, mangel på infrastruktur med videre. For at utvinningen skulle være mulig teknologisk og økonomisk, har man vært avhengig av innovasjon. Innovasjonen har bidratt til at den norske leverandørindustrien på en rekke felter oppfattes som verdensledende. Utviklingen kan således fremstilles som en trapp, hvor stadig nye utfordringer har bidratt til utvikling av unik kompetanse.

Figur 37: Kompetansetrapp for utvikling av ny teknologi på norsk sokkel. Kilde: Menon (2012)



Den unike teknologien som er utviklet gjennom krevende operasjoner på norsk sokkel har i vesentlig grad bidratt til at norsk leverandørindustri regnes som ledende på en rekke felt. Dette har lagt grunnlaget for en sterk internasjonalisering av næringen. I figuren nedenfor viser vi utvikling i utenlandsomsetning og eksport for offshore leverandørindustri i perioden 2003 til 2012.

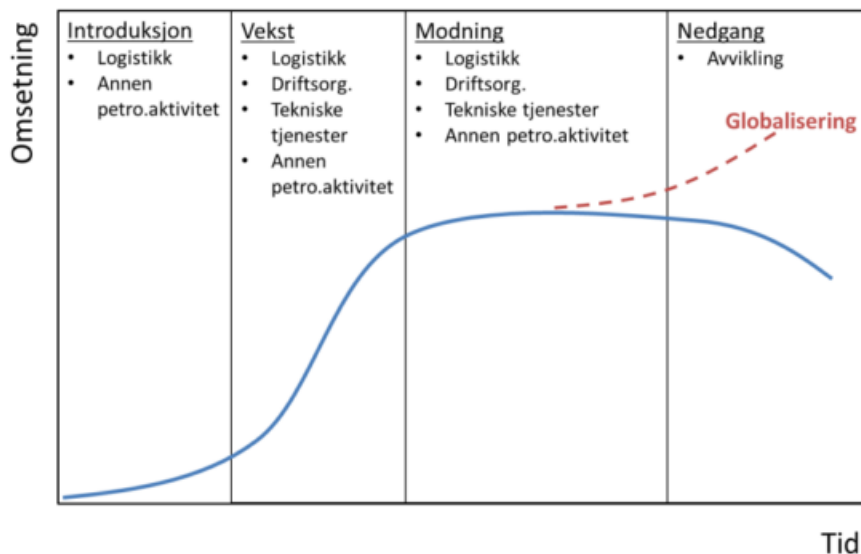
Figur 38: Utenlandsomsetning fordelt på eksport og salg fra datterselskap i utlandet (tall i mrd. NOK). Kilde: Menon (2012)



Oppstart av petroleumsvirksomhet i sårbare områder i Norskehavet krever trolig utvikling av ny kompetanse. Kompetansen kan komme godt til nytte når andre sårbare områder åpnes for petroleumsvirksomhet. Kompetansen legger således til rette for en økt internasjonal konkurransevne.

Deler av disse effektene vil trolig komme blant leverandørindustrielskaper med base lenger sør. Det er imidlertid grunn til å vente at også nordnorske miljøer vil ta del. Oppstart av petroleumsvirksomhet i de aktuelle områdene vil bidra til at også disse får etablering av petroleumstrettet leverandørindustri. Det er usikkert hvorvidt miljøene lokalt og regionalt vil opparbeide kompetanse eller teknologi som er mulig å eksportere. Norut og Møreforskning (2012) viser i figuren nedenfor et vanlig utviklingsforløp ved oppstart av petroleumsvirksomhet i et område:

Figur 39: Utviklingsforløp i en petroleumsklynge. Kilde: Norut og Møreforskning (2011)



Som det fremgår av figuren kan omsetning i en region tilta i en modningsfase som følge av internasjonalisering. I så måte kan sysselsettingseffektene bli vesentlig sterkere enn det som er modellberegnet. Denne effekten er imidlertid svært usikker, og det er ikke mulig å beregne med utgangspunkt i de forutsetninger om drifts- og investeringskostnader som ligger i Oljedirektoratets aktivitetsbilder. Kunnskapsmessig spesialisering er en forutsetning for at regionen på sikt i større grad kan eksportere kunnskap og teknologi. Det faktum at oljeselskapene og leverandørindustrien legger spesialiserte enheter til regionen, kan derfor være en forutsetning for fremtidig internasjonalisering. Om aktørene velger å beholde alle slike funksjoner i de etablerte klyngene lenger sør, reduseres muligheten for at regionene i nord kan nyte godt av en fremtidig internasjonalisering av teknologien som er utviklet gjennom petroleumsaktivitet i de aktuelle områder.

Åpning av områdene vil gi økt kompetanse om sårbare og værharde områder

En positiv virkning av økt aktivitet i Nordområdene er at det vil lede til økt forskning på miljøvennlige maritime teknologier som er anvendelige for disse områdene. Strenge miljøkrav vil stimulere utvikling av både forebyggende og skademinimerende teknologier. Teknologier for å håndtere havutslipp vil ikke bare være nyttig for å demme opp for oljesøl, men også kunne komme til nytte med tanke på andre maritime operasjoner og skipsfart. Særlig relevant er utslipp fra skipsfarten gjennom Nordøstpassasjen, som øker kraftig uavhengig av Norges politiske veivalg og i stor grad består av eldre skip.

På verdensbasis skjer stadig mer av petroleumsutvinningen i arktiske og subarktiske farvann, hvor store deler av de uutnyttede ressursene også ligger. Norsk utvikling av nye miljøteknologier for å takle kalde og værharde forhold kan derfor også komme nytte andre steder på Nordkalotten.

FN-organet International Maritime Organization (IMO) stiller stadig strengere miljøkrav til maritime aktører, samtidig som de nasjonale kravene til landene på Nordkalotten er relativt strenge. Enkelte miljøteknologier rettet mot operasjoner i arktiske og subarktiske farvann vil derfor kunne bli eksportartikler i fremtiden.¹⁴

Hvordan unngå ulykker – Preventive teknologier

De preventive teknologiene for oljevernberedskap i Nordområdene vil i hovedsak være sammenfallende med preventive teknologier andre steder. Lave temperaturer og ising gjør likevel at det vil være behov for utvikling av enkelte særegne teknologier, særlig i havoverflaten. Dessuten kan bølger og kraftige havstrømninger skape ytterligere utfordringer.

Regulære utslipp og renseteknologier for biocider, vann, kaks, bunnslam og borevæske blir i mindre grad påvirket av at operasjonene foregår i kalde farvann. De største særegne teknologiutfordringene for preventive tiltak er knyttet til forebygging av akutte utslipp og valg av materialer. Kalde farvann, stor bevegelse og ising gjør særlig at metallkonstruksjoner fort kan bli gjenstand for forvitring og korrosjon. Lave temperaturer kan også medføre at materialene blir mindre fleksible. Materialteknologier har generelt en tendens til å finne nye og utilsiktede anvendelser.

I dag er utviklingen av renseteknologier for gassutslipp som filtre og skrubber i startfasen. Disse vil kunne måtte tilpasses lave temperaturer.

¹⁴ Se for øvrig «Jakobsen, E.W., Fjose, S., Mellbye, C.S. og Holmen, R.B. (2012): *Evaluering av Regjeringens maritime strategi «Stø kurs»*, Menon-publikasjon nr. 27/2012» for mer om de generelle utfordringene. Se også «Espelien, A. og Holmen, R.B. (2012): *Regelverksendringer som krever utvikling av nye miljøteknologier*, Menon-publikasjon nr. 27/2012» og «Det Norske Veritas (2012): *Shipping 2020*, 08-2012, Det Norske Veritas AS» for mer om maritime og petroleumsrelaterte miljøteknologier

Når uhellet er ute – Teknologier for oppsamling av oljesøl i kjølige farvann

Dagens teknologier for oppsamling av oljesøl fokuserer på å fange opp oljen som flyter på havet og sikring av forurensningskilden. Oljesøl håndteres ved oppsamling ved lenser, samt spraying og brenning. Med dagens teknologi flyter om lag halvparten av oljen på vannet under liten vind og små bølger, mens den andre halvparten er under vann.

Kysten utenfor Nord-Norge er imidlertid relativt værhard med brytende bølger og kraftig vind. Dermed slås nærmere to tredeler av oljen ned under overflaten, men brorparten vil fortsatt befinne seg halvannen meter under overflaten og oppover. Det ligger et betydelig potensial i å utvikle nye teknologier for oppsamling av forurensende utslipp, derunder separasjonsteknologier for større utslippskomponenter og fangstteknologier for dynamiske forhold under overflaten. Økt norsk aktivitet i Nordområdene kombinert med strenge miljøkrav vil kunne stimulere en slik teknologiutvikling.

Særegne teknologier for oljeberedskap i kalde, isfylte og isbelagte farvann har kommet relativt kort. I dag har få aktører kommet lengre enn kartlegging- og utredningsfasen. Nye teknologier vil kunne innbefatte nye metoder, fartøy, lenser og annet utstyr, egnet for å håndtere oljesøl i arktiske og subarktiske strøk.

Renseteknologier for gass – Norge leder an på teknologiutviklingen

Norske politikere har vist vilje til å satse på teknologier for rensing av naturgass. Særlig gjelder dette for karbonfangst og lagring av karbondioksid, selv om resultatene så langt har vært begrensede. Målet har vært å utvikle katalysatorer og filtre for utskilling av karbondioksid, samt metoder for å lagre gassen.

Den teknologiske utviklingen kan imidlertid stimuleres med økonomisk stimulans og et strengt regelverk. Det krever imidlertid at store mengder av gassen anvendes innenlands, hvilket er mer trolig ved innenlandsk produksjon. Renseteknologier for gass vedrører langs hele anvendelseskjeden, fra maritime skrubbere og elektrisitetsproduksjon, til bruk i husholdninger og industriproduksjon. Teknologiske nyvinninger kan naturligvis også komme gassprodusenter andre steder i verden til gode.

3.3.8. Miljøkonsekvenser av regulære utslipp fra konsum

Petroleumsutvinningen er viktig både for verdens energimarkeder og i fremstillingen av syntetiske materialer.¹⁵ Motstander av petroleumsutvinning argumenterer gjerne med at utvinningen er klimadrivende. Det er liten tvil om at nettoeffekten er klimadrivende, men det bør likevel påpekes at utvinning på norsk sokkel innbefatter komplekse mekanismer med flere motstridende effekter.

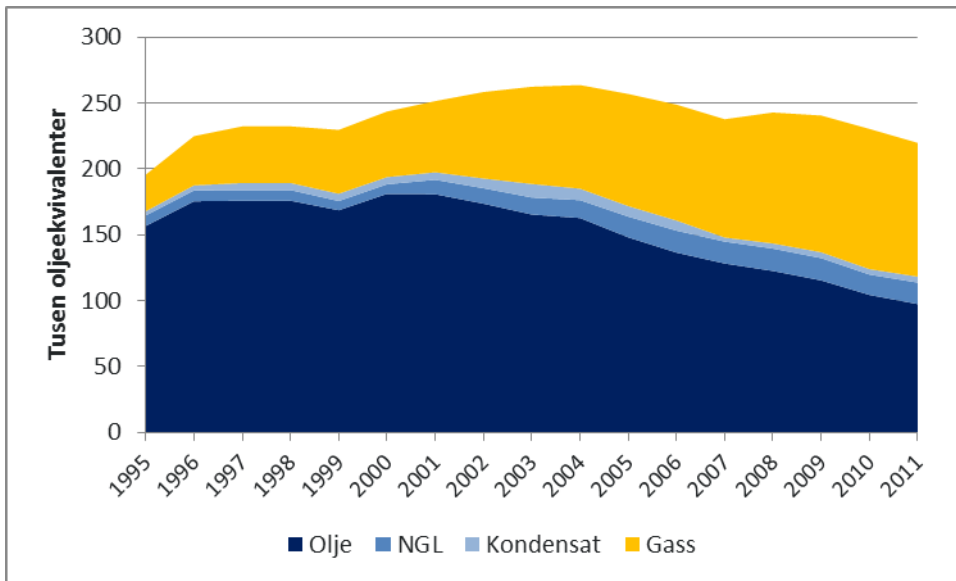
Av petroleumsproduktene fra norsk sokkel er råolje mest forurensende, men den er likevel mindre forurensende enn oljen fra mange andre land. Når det gjelder naturgassen kan den ha en positiv klimaeffekt idet den bidrar til å drive kull ut av markedet.

Naturgass er betydelig mindre forurensende enn andre petroleumsprodukter. Figur 40 under viser at en stadig større andel av produksjonen på norsk sokkel er naturgass. Ifølge anslag fra Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet vil denne trenden fortsette.¹⁶

¹⁵ Det finnes primært fire typer energiproduksjon. Drivstoff og elektrisitet er de desidert mest utbredte formene for energiproduksjon. Deretter følger oppvarming, mens markedene for mekanisk energi er begrensede og primært vanlige i mindre utviklede økonomier.

¹⁶ Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet (2013): *Fakta 2013, Norsk petroleumsvirksomhet*, redaktører Lars-Jakob Alveberg (Olje- og energidepartementet) og Eldbjørg Vaage Melberg (Oljedirektoratet), O7 Media.

Figur 40: Samlet nettoproduksjon av olje og gass målt i oljeekvivalenter. Kilde: Statistisk sentralbyrå (2013)



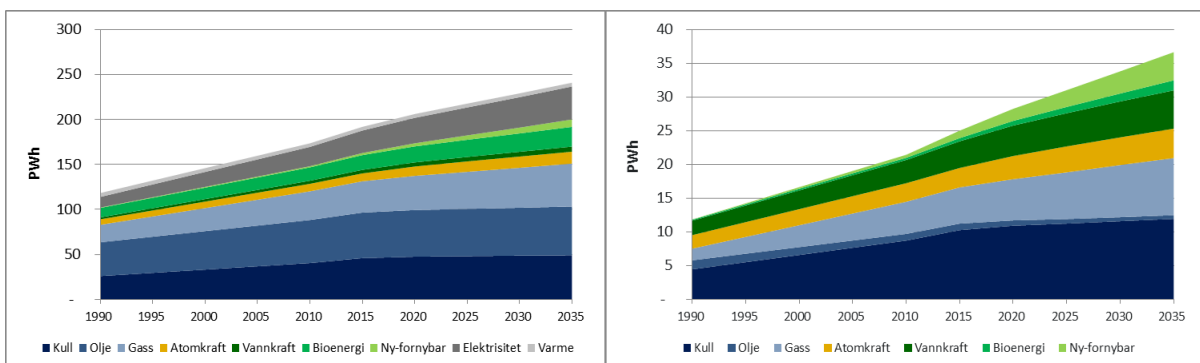
Klimavirkningene av norsk naturgass avhenger av hvilken grad gassen erstatter kull

Naturgass kan brukes til drivstoff, elektrisitetsproduksjon, oppvarming og som innsatsfaktor i industriproduksjon. Mesteparten av gassen utvunnet på norsk sokkel eksporteres ned til kontinentet.

Naturgass er en form for fossilt brensel som i energiproduksjon vil innebære utslipp av klimadrivende gasser som karbondioksid og metan. Paradoksalt nok kan klimaeffekten være positiv, dersom produksjonen erstatter mer forurensende kull. Kraftproduksjon basert på naturgass slipper ut i gjennomsnitt om lag 0,20 gram per wattime, mot 0,35 gram per wattime for kull. De tilsvarende tallene for øvrig energiproduksjon er 0,19 gram per wattime og 0,35 gram per wattime.¹⁷ Utslippsfaktorene vil variere fra produksjonskilde til produksjonskilde ut i fra hvilke teknologier som benyttes, men er gjennomgående lavere for naturgass enn kull.

IEAs prognoser for utviklingen i energimarkedene frem mot 2035 viser at naturgass vil være den viktigste energiformen for å møte økende energietterspørsel, gitt liten vekst i produksjonen av kull og olje. I Figur 41 har vi illustrert fremskrivningene for verdens totale energiproduksjon og verdens elektrisitetsproduksjon.

Figur 41: IEAs hovedfremskrivninger for a) verdens totale energiproduksjon (t.v.) og b) verdens elektrisitetsproduksjon (t.h.). Kilde: IEA (2012)



¹⁷ Kilde: International Energy Agency (2012): *World Energy Outlook 2012*, IEA Publications.

Internasjonalt eksisterer det i dag tre store markeder for gass; det amerikanske, det europeiske og det asiatiske. Gassprisene er generelt lavere i det amerikanske markedet enn det europeiske, som igjen jevnt over er lavere enn gassprisene på det asiatiske markedet. De senere årene har prisene på det amerikanske markedet dalt etter funn og utviklingen av teknologier for energiproduksjon basert på skifergass. Nye funn i blant annet Tyskland, Polen, Kina og Australia tyder på at prisene kan falle i årene fremover. Samtidig må gassmarkedene forventes å bli mer integrerte etter hvert som transportkostnadene reduseres, hvilket vil føre til en økt harmonisering av prisene. Trolig vil også gassmarkedene utenfor de tre store vokse seg større.

Naturgass blir stadig viktigere som et miljøvennlig drivstoffalternativ. Energikilden er mer miljøvennlig enn de andre konvensjonelle drivstoffvariantene for skip. Dette gjelder både for utslipp av globale klimagasser som karbondioksid og for lokal luftforurensning som nitrogenoksider, svoveloksider og svevestøv. Som en konsekvens av at gassprisene har steget relativt lite i forhold til utbyggingen av LNG-kapasitet i Asia, fremstår det nå også lønnsomt å satse på gassdrevne skip. Strengere krav fra IMO og EU er også med på å drive utviklingen. Den norske Regjeringen har de senere årene styrket innsatsen for å øke distribusjon av naturgass, blant annet gjennom gassferger.¹⁸ Verdens samlede LNG-flåte er i voldsomt vekst og Norge hadde verdens sjette største flåte innen skipssegmentet i 2012.¹⁹

Naturgass kan også brukes som drivstoff for andre fremkomstmidler. I Asia er CNG-baserte kjøretøy svært vanlig.

Den norske gassen som eksporteres gjennom gassrør til Kontinental-Europa benyttes i stor grad til oppvarmingsformål. På kort sikt konkurrerer norsk gass rettet mot oppvarmingsformål mot gass fra andre eksportører og til en viss grad kull og koks. Eksport av norsk naturgass i gassrør bidrar både til å erstatte kull og gass fra andre land, og til å øke markedene. Blant europeiske myndigheter oppfattes ofte Norge som en mer sikkerhetspolitisk stabil gassleverandør enn Russland og eksportører fra Nord-Afrika og Kaukasus. På mellomlang til lang sikt vil naturgass også konkurrere med elektrisitet ved at konsumentene kan gå over fra gassbaserte løsninger til elektriske løsninger. Den samlede klimaeffekten vil da avhenge av hvor skitten elektrisitetsproduksjon er på marginen i forhold til naturgass, samt i hvilken grad det totale markedet øker.

På det nordeuropeiske elektrisitetsmarkedet benyttes kull på marginen. Det betyr ikke at markedet primært bruker kull, men at siste produserte enhet elektrisitet kommer fra kullproduksjon. Atomkraftverk står for en fast produksjonsmengde så lenge de er operative, mens vindkraftverk produserer når det er passe med vind. Kraftproduserende vassdrag avhenger av nedbørmengden og kan vri produksjonen mot perioder med høy etterspørsel, men sløser ikke med vannressursene foruten lovstridige tilfeller der markedsrett misbrukes. Kullproduksjonen kan derimot lett justeres opp og ned ettersom markedet svinger. Produksjonen av naturgass kan i prinsippet også enkelt justeres opp og ned, men siden marginalkostnadene er lavere enn for kull, vil kull drives ut av markedet først.²⁰

I dagens nordeuropeiske elektrisitetsmarked benyttes mye kull, men også en del naturgass. Produksjon av naturgass vil imidlertid kunne bidra til å øke den totale energiproduksjonen. Dermed kan de samlede utslippene stige, selv om noe av kullproduksjonen erstattes av gassproduksjon. Under et velfungerende kvotesystem i tråd med Kyoto-avtalen og det europeiske kvotesystemet vil de totale klimautslippene være de

¹⁸ Kilde: Jakobsen, E.W., Fjose, S., Mellby, C.S. og Holmen, R.B. (2012): *Evaluering av regjeringens maritime strategi «Stø kurs»*, Menon-publikasjon nr. 27/2012.

¹⁹ IHS (2012): *World Fleet Statistics 2012*, IHS Fairplay.

²⁰ Se «Førund, F.R. (2010): *Hydropower Economics*, Springer» for ytterligere forklaring av dynamikken i elektrisitetsmarkedene.

samme med og uten gassproduksjon. I praksis kan imidlertid kullet og gassen eksporteres til land utenfor avtalen eller anvendes av næringer som ikke omfattes av avtalen, slik at de globale utslippene likevel stiger.

Kort oppsummert vil klimaeffekten av økt produksjon av naturgass både kunne være positiv og negativ, avhengig av i hvilken grad naturgass erstatter andre fossile energikilder. Naturgass vil ha mindre positive miljøeffekter, dersom kullet som drives ut av markedet eksporteres til andre land. Tilsvarende kan oljen som ikke benyttes av gassdrevne båter finne alternative anvendelser.

Vedlegg: Metode

Dette metodevedlegget er delt i to deler. I delkapittel 0 redegjør vi metoden vi har benytter. Deretter går vi nærmere inn på beregningene vi har foretatt i delkapittel 0.

Metodebeskrivelse

For å beregne sysselsettings- og skattevirkninger av petroleumsvirksomheten har vi benyttet Menons ringvirkningsmodell, den såkalte Totaleffektmodellen. Modellen har som utgangspunkt at omsetning legger grunnlag for sysselsetting og skatteinngang. Hvor mange arbeidsplasser og hvor mye skatte kroner som skapes som følge av hver krone omsatt, er sterkt avhengig av hvilken næring omsetningen skjer i.

I kapitalintensive næringer skal omsetningen både dekke lønnskostnader og betydelige realkapitalinvesteringer, i tillegg til overskudd til eiere og kreditorer og skatt. Sysselsettingseffekten i kapitalintensive næringer er derfor som regel lavere enn i arbeidsintensive. Skatteeffekten er avhengig av hvor stort gjennomsnittlig overskudd næringen har, hvor mye som betales i avgifter ved produksjon og hvor høye lønnskostnadene er, ettersom lønnskostnader både genererer inntektsskatt og arbeidsgiveravgift.

Totaleffektmodellen tar utgangspunkt i Statistisk sentralbyrås kryssløp, som viser omfanget av leveranser mellom norske næringer, samt Menons regnskapsdatabase, hvor vi har regnskapsdata fra alle norske regnskapspliktige foretak for de siste ti år. Fra regnskapsdatabasen finner vi sentrale nøkkeltall som sysselsetting per omsetningskrone og skatt per omsetningskrone for hver næring.

Effektene er å anse som bruttoeffekter, da ressursinnsatsen som regel vil ha en alternativ anvendelse. Det faktum at det i dag er petroleumsnæringen som tiltrekker seg ressursinnsatsen, tyder på den alternative ressursavkastningen er lavere. Vi henviser til delkapittel 2.6 for mer om denne diskusjonen.

Utdypende om utregningene

Modellberegningene starter ved at vi finner total olje- og gassrelatert omsetning i Norge i 2012. Dette tallet finnes ved å ta utgangspunkt i investeringene på norsk sokkel, driftskostnadene på norsk sokkel og eksporten. Dette fremkommer i Tabell 12 nedenfor:

Tabell 12: Vekstimpuls fra olje- og gassnæringen. Kilde: Menon (2013)

	Milliarder 2012-kroner
Investeringskostnader	184
Driftskostnader	40
Eksport	123
SUM	347

I tillegg til det ovenstående har imidlertid olje- og gasselskapene betydelig sysselsetting og betaler en omfattende mengde skatt. Denne direkte effekten finnes ved å ta utgangspunkt i olje- og gasselskapenes regnskaper.

For å beregne sysselsettings- og skatteeffektene av vekstimpulsen som vises i tabellen ovenfor, går vi skrittvis frem. For å beregne hvilken effekt impulsen gir hos leverandørindustrien, bruker vi kryssløpet for olje- og

gassnæringen. I tabellen Tabell 13 viser vi gjennomsnittlig forhold mellom omsetning og sysselsetting og knytter vi den til det relevante kryssløpet i. Tabellen viser også gjennomsnittlig forhold mellom omsetning og sysselsetting for de næringer som leverer direkte til olje- og gassnæringen, vektet for deres størrelse og andel import.

Tabell 13: Hovedstørrelser i ringvirkningsanalysen for den norske petroleumsnæringen. Kilde: Menon (2013)

Vekstimpuls (i milliarder kroner)	Ansatte per million omsatt justert	Skatt (inntektsskatt og arbeidsgiveravgift) som andel av omsetning	Sysselsettingseffekt første runde	Skatteeffekt (i milliarder kroner)
347 550	0,259	0,09	90 000	30

Leverandørindustrien kjøper imidlertid varer og tjenester fra andre selskaper. For å beregne sysselsettings- og skatteeffekten i andre runde tar vi utgangspunkt i de næringer som blir berørt i første runde. Ved å ta utgangspunkt i forhold mellom varekjøp og omsetning, som kommer frem av bedriftenes regnskaper, finner vi hvor stor andel av den olje- og gassrelaterte omsetningen i første ledd som går til vare- og tjenestekjøp i andre ledd. Hovedtallene fra denne analysen er gjengitt i Tabell 14 under.

Tabell 14 – Ringvirkningsanalyse av andre- og høyere orden for petroleumsnæringen. Kilde: Menon (2013)

	Vareinnsats som andel av omsetning.	Sysselsettingseffekt per million	2. ordens sysselsettingseffekt	2. ordens skatteeffekt (millioner kroner)
Olje og gass	0,08	0,33	9 630	3,05
Utleie og leasingvirksomhet	0,01	0,40	1 910	0,16
Finansvirksomhet	0,001	0,35	80	0,01
Arkitektvirksomhet og teknisk konsulentvirksomhet, og teknisk prøving og analyse	0,02	0,53	3 500	0,21
Reperasjon og installasjon av maskiner og utstyr	0,01	0,39	1 860	0,19
Produksjon av nærings- og nytelsesmidler, drikke- og tobakksvarer	0,02	0,47	3 920	0,32
Resten (summen av alle næringer)	0,14	0,43	20 980	1,60
Totalt	0,3		41 880	5,53

Også underleverandørene kjøper varer og tjenester fra sine leverandører for å produsere varer og tjenester for sine kunder. Med utgangspunkt i Cappelen et al. (2010)²¹ antar vi imidlertid at produksjonen blir stadig mer tjenesteintensiv jo lenger ned i verdikjeden man kommer. Vi tar derfor i tredje runde som utgangspunkt at det i hovedsak er følgende næringer som leverer i tredje runde og bakover; bygg- og anlegg, landtransport og hotell og restaurant. I Tabell 15 nedenfor viser vi gjennomsnittlig varekjøpsandel, skattekoeffisient og sysselsettingskoeffisient for disse næringene.

Tabell 15: Nøkkelloeffisienter i analysen. Kilde: Menon (2013)

Nøkkelloeffisienter	
Varekjøpskoeffisient	0,29
Sysselsettingskoeffisient	0,83
Skattekoeffisient	0,21

Ved å kjøre beregningen i total ti ledd, finner vi en samlet sysselsettingseffekt på rundt 25 000.

Det vil også knytte seg konsumeffekter av næringens aktivitet. For å beregne konsumeffekter tar vi utgangspunkt i gjennomsnittlige lønnskostnader for de næringer som blir berørt. Ikke all lønn går imidlertid til forbruk eller sparing; også noe går til skatt. Våre forutsetninger om gjennomsnittslønn og gjennomsnittlig skatt går frem av tabellen nedenfor. Informasjon om gjennomsnittslønn har vi hentet ut fra Menons regnskapsdatabase.

Tabell 16: Lønnsnivå og skattesats relatert til petroleumsnæringen. Kilde: Menon (2013)

	Gjennomsnittslønn i kroner	Skattesats
Operatører	1 000 000	0,4
Leverandører	809 000	0,3
Underleverandører	450 000	0,25
Konsum	350 000	0,25

Vi beregner sysselsettings- og skatteeffektene ved å ta utgangspunkt i kolonnen for sluttkonsum og husholdninger i kryssløpet, som er integrert i vår modell. Sysselsettingseffekten av konsumet er beregnet til 46 000 sysselsatte.

²¹ Cappelen, Å. Eika, T. og Prestmo, J. (2010): *Nedbyggingen av petroleumsvirksomheten: Hvor store blir utfordringene for norsk økonomi?*, SSB-notat 2010/46.