

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Bergen, våren 2006

Utredning i fordypningsområde: Økonomisk Analyse (ECA)

Veileder: Professor Røgnvaldur Hannesson

**HELÅRIG PETROLEUMSVIRKSOMHET I
LOFOTEN-BARENTSHAVET
Risiko og avkastningsmuligheter**

av

Erik Egedahl

Denne utredningen er gjennomført som et ledd i siviløkonomutdanningen ved Norges Handelshøyskole og er godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at høyskolen innestår for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet eller de konklusjoner som er trukket i arbeidet.

Forord

Denne oppgaven utgjør Siviløkonomoppgaven til Erik Egedahl, tilknyttet ved Institutt for samfunnsøkonomi, NHH. Oppgaven er utviklet med bakgrunn av interessefelt og fordypningsemner gjennomført på 4. avdeling ved NHH

Rammen rundt denne siviløkonomoppgaven har vært påvirket av den pågående samfunnsdebatten omkring den helhetlige forvaltningsplanen og utbyggingsplaner for helårig petroleumsvirksomhet i Lofoten-Barentshavet. Hensikten og målsettingen med oppgaven har vært å belyse enkelte aspekter innenfor publikasjoner som er gjort omkring dette temaet. Innsyn og tilgjengelighet har vært både god og mindre god med tanke på de ulike grunnlagsrapportene som er tatt i bruk. Hva informasjon om kommende forvaltningsplan for år 2006 angår er dette svært begrenset, grunnet konfidensialitet fra Regjeringen og Stortingets side.

Resultatene og konklusjonene i denne oppgaven fremkommer gjennom en rekke forutsetninger, følgelig er soliditeten av innholdet preget av dette.. De ulike forutsetningene skyldes datagrunnlagets omfang og kompleksitet. Allikevel utgjør innholdet i oppgaven en pekepinn på hva man kan forvente ut i fra oppgavens problemstilling.

Siviløkonomoppgaven har vært det mest krevende og spennende jeg har gjort i løpet av min tid som student.

Det er flere som fortjener takk nå som jeg er ferdig. Takk til veileder Rögnavaldur Hannesson for veiledning og ideer. Takk også til Marthon for gjennomlesning, og til Tone for tålmodighet.

Stavanger 22.05.2006

Erik Egedahl

Sammendrag

Denne oppgaven vil i all hovedsak drøfte de muligheter som befinner seg i å utvide norsk olje- og gassvirksomhet til områdene i nord. Hensikten er å rette fokus på den empiri som støtter en slik utbygging, samtidig trekke frem de argumenter som har bidratt til stagnasjon i denne prosessen. Det vil fremlegges grundig argumentasjon som viser at det ikke eksisterer en vesentlig høy risiko knyttet til denne type aktivitet. Med dette menes det trusselbilde for akutte oljeutslipp og negative innvirkninger på miljø og naturforvaltning som den offentlige debatt fremstiller. Store deler av materialet som presenteres baseres på resultater knyttet til de undergrupper som deltok i arbeidet rundt ”Utredningen for helårig petroleumsaktivitet i Lofoten-Barentshavet” (ULB), 2003.

Innholdsfortegnelse

FORORD	2
SAMMENDRAG	3
INNHold	4
1. INNLEDNING	6
1.1 BAKGRUNN FOR OPPGAVEN.....	7
1.2 FORMÅL MED OPPGAVEN.....	8
2. RAMMEVERKET FOR OPPGAVEN	9
2.1 Sammen dragsrapport – 2003. Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten Barentshavet (ULB).....	9
2.2 Bakgrunn og områdebeskrivelse.....	10
2.3 Konsekvenser for miljø og samfunn.....	12
3. UNDERLIGGENDE TEORI FOR DISKUSJONER I OPPGAVEN	14
3.1 Metode for Miljørettet Risiko Analyse (MIRA).....	15
3.2 Nytte-kostnadsanalyse og samfunnsøkonomisk lønnsomhet.....	16
3.2.1 Alternativkostnadshypotesen.....	17
3.3 Nåverdimetoden.....	17
3.4 Kapitalverdimodellen (CAPM / KVM).....	18
4. TEKNOLOGI, RISIKOVURDERINGER OG MILJØHENSYN	19
4.1 Bravo utblåsningen.....	19
4.2 Sannsynligheten for store oljeutslipp.....	21
4.2.1 Utblåsninger.....	21
4.2.2 Rørledningslekkasjer på havbunnen.....	21
4.2.3 Utslipp fra FPSO'er.....	22
4.2.4 Sammen drag for teknologistatus, risiko og miljøvern.....	23
5. KONSEKVENsutredning - ANALYSE AV AKUTTE UTSLIPP	24
5.1 Konsekvenser av oljeutslipp for fiskerinæringen.....	24
5.1.1 Bakgrunn og forutsetninger.....	24
5.2 Valg av fiskeart for diskusjon.....	25
5.3 Oljeutslipp – det verst tenkelige scenariet.....	26
5.4 Kvoteregulering og fangststørrelser.....	27
5.5 Tapsanalyse.....	28
5.6 Oppsummering av analysen.....	30
6. ØKONOMISK ANALYSE AV PETROLEUMSVIRKSOMHETEN	31
6.1 Ressursgrunnlag og produksjon.....	31
6.2 Investeringer, driftskostnader og bruttoinntekter.....	33
6.3 Kontantstrøm og lønnsomhetsberegninger.....	34
6.4 Oppsummering av analysen.....	36

7.	DISKUSJON	37
7.1	Vurdering av risiko, teknologi og miljø.....	37
7.2	Vurdering av analyseresultatene i fiskeri- og oljenæringen.....	38
7.3	Vurdering av variasjoner i råoljeprisene	40
7.4	Vurdering av avkastningskravet.....	42
7.5	Vurdering av ringvirkninger – Snøhvit utbyggingen.....	43
8.0	AVSLUTTENDE KOMMENTARER OG KONKLUSJON.....	45
9.	LITTERATURLISTE.....	46
9.1	BØKER.....	46
9.2	ARTIKLER.....	47
	ORD OG BEGREPSFORKLARING.....	49
	VEDLEGGSLISTE:	
	Vedlegg 2A: Sem-erklæringen, 8. oktober 2001. Struktur for ULB.....	50
	Vedlegg 4A: Avbøtende tiltak.....	51
	Vedlegg 5A: Mulige virkninger av akutt oljeforurensning	52
	Vedlegg 5B: Anbefalt og avtalt fangstkvote.....	53
	Vedlegg 7A: Reserver og R/P-rate i utvalgte land og grupper av land.....	54

1. Innledning

Norsk politisk og økonomisk utvikling har siden funnet og utbyggingen av Ekofisk feltet i 1969 vært under radikal forandring. Tidligere Handels- og Havrettsminister Jens Evensen¹ kan også sies å være en særdeles viktig bidragsyter med henhold til den rikdommen Norge i moderne tid forvalter. Mot slutten av sekstitallet ble det erkjent at norsk økonomi led av alvorlige strukturelle problemer. Dette ble særlig tydelig under den internasjonale konjunktursvikten på syttitallet. Norges forsøk på å opprettholde den samme stabile veksten og avkastning på investeringene som sine naboland i etterkrigsperioden hadde slått sprekker. Politikerne hadde gitt industrien en prioritert stilling, men etter hvert stoppet veksten i industrisysselsettingen opp og det som drev den økonomiske veksten var først og fremst varehandel og offentlige tjenester, så som forsvar, helse, undervisning og administrasjon. Utbyggingen av eksportnæringen og en raskt voksende handelsflåte kunne ikke forhindre et stadig underskudd på handelsbalansen (Hanisch, Søylen og Ecklund, 1999). Bare takket være oljefunn i Nordsjøen slapp vi unna en smertefull omstilling, og kunne planlegge en overgang til ”et kvalitativt bedre samfunn” ved en samfunnsmessig rasjonell bruk av den nye rikdommen.² Effektene av oljefunnene viser igjen i myndighetenes tanke om et sosialt ansvar, representert gjennom videreføringen av velferdsstatmodellen.

I tillegg har oljeinntektene også skapt behovet for retningslinjer innen den økonomiske så vel som den politiske plattformen for hvordan nasjonalformuen skal forvaltes. Formuen utvinnes av ikke-fornybare naturressurser og skal også komme de neste generasjoner til gode. Resultatet er blitt utformingen Statens Petroleumsfond³ og senere Handlingsregelen, som skal sikre en tryggere bruk av midler, samt sikre en mer stabil samfunnsutvikling. I nyere tid har dette blitt et stadig mer tilbakevendende tema for debatt ettersom blant annet oljeprisøkning og bedre teknologi har gitt oss muligheten til å lete etter enda mer olje og gass, og høste et stadig større overskudd. Foruten eksisterende utvinningsområder finnes det også muligheter for å utvide produksjonen lenger nord på norsk sokkel.

I tråd med forvaltningen av nasjonalformuen ble det samtidig også utarbeidet forskjellige forslag til hvordan man på en best mulig måte skulle ivareta andre norske næringer som også var avhengige av havområdene. Mer spesifikt gjaldt dette de utfordringene og mulighetene

¹ Jens Evensen (Ap): Ansvarlig for mye av råderetten over nasjonalformuen på Kontinentalsokkelen, samt utforming av gråsonene innenfor fiskerinæringen på 1970-tallet.

² Utrykket er hentet fra St.meld nr. 25 (1973-74), den såkalte Oljemeldingen, som trakk opp visjonære perspektiver for det norske samfunn.

³ Nå endret til Statens Pensjonsfond.

som eksisterer i nord, som også var utgangspunktet for Utredningen av helårig petroleumsvirksomhet i Lofoten-Barentshavet (ULB).

På det nåværende tidspunkt har den sittende regjering enda ikke tatt et endelig standpunkt for hva som vil skje i Lofoten-Barentshavet, fordi ulike interessegrupper strides om hva som er viktigst for det norske samfunnet. På den ene siden finner vi oljenæringen som på alle måter ønsker å investere i nordområdene for å sikre høy avkastning, samt bidra til stabil økonomisk utvikling for samfunnet. På den andre siden finner vi blant annet miljøvernorganisasjonene som hevder at petroleumsvirksomhet i nord kan få fatale konsekvenser for det marine liv, og følgelig at den økonomiske avkastningen på ingen måte rettfærdiggjør den risikoen som er til stede.

1.1 Bakgrunn for oppgaven

Oppgaven er et resultat av personlig interesse for den pågående offentlige debatten; hvorvidt Norge skal utvide sin petroleumsvirksomhet til områder i nord, som per i dag ikke er åpnet for lettevirksomhet og produksjon, eller ikke. Problemstillingen er fremarbeidet i dialog med Røgnvaldur Hannesson, Professor ved Norges Handelshøyskole. Oppgaven søker å belyse sannsynligheten for ødeleggelser på miljøet og økonomisk tap i fiskerinæringen, opp mot inntjeningspotensialet i dette prosjektet. Både politiske incentiver, så vel som miljømessige og økonomiske aspekter, spiller inn i en slik diskusjon.

Den politiske prosessen som har ligget til grunn for vurderingen av hva som er best for det norske folk i forbindelse med eventuell utvidelse av petroleumsvirksomheten til å gjelde nordområdene er omfattende og kompleks. Hensynet til andre næringer, interesseorganisasjoner, departementer og direktorat vært et sentralt tema for regjeringen. Det finnes antagelig like mange argumenter for å utvide petroleumsvirksomheten, som det finnes motargumenter. Allikevel må man nok ta høyde for at noen argumenter vektes mer andre, og at motivet for en utredning av nordområdene kan tolkes som et tiltak fra regjeringens side om å sikre økonomisk vekst og utvikling for landet som helhet.

Det politiske dilemmaet som vi her står ovenfor har vakt stor oppmerksomhet på tvers av befolkningen, ikke minst grunnet det sterke mediapolitiske søkelyset den siste tiden. Samtidig har også deler av faktagrunnlaget for debatten blitt skadelidende av den populistiske vinklingen temaet har mottatt i riksmediene. Av den grunn kan det være hensiktsmessig å

analysere de grunnleggende fakta som foreligger med hensyn til sannsynligheten av utilsiktede oljeutslipp, samt de økonomiske verdiene som ligger i dette prosjektet.

1.2 Formål med oppgaven

Formålet med oppgaven er todelt. Den skal i første omgang gi kvantitative svar på om det finnes grunnlag for den store oppmerksomheten og bekymringen relatert til risikoen for et utilsiktet oljeutslipp. Et omfattende utslipp av alvorlig karakter som kommer til havoverflaten er ansett å være en av de største risikoene. I et slikt tilfelle kan man forvente omfattende skade på miljøet, spesielt i de kystnære områdene. Ved å belyse den statistikk som foreligger på dette området vil man oppnå et mer rasjonelt og objektivt perspektiv på sannsynlighet og konsekvens relatert til dette.

Det andre og mer overordnede formålet med oppgaven er å ta for seg et spesifikt eksempel innen fiskerinæringen. Man vil ta for seg det økonomiske tapet knyttet til fiske av torsk ved et eventuelt utslipp i Lofoten-Barentshavet, som nevnt ovenfor. Dette vil man vurdere opp mot den økonomiske gevinsten man kan forvente ved eventuell petroleumsvirksomhet i samme geografiske område. Samtidig vil oppgaven også ta for seg et konkret eksempel, Snøhvitutbyggingen, som viser hvilke synergier oljenæringen skaper for lokalsamfunnene i nordlige områder.

2. Rammeverkverket for oppgaven

Interessekonfliktene rundt forvaltningen av nordområdene beror i hovedsak på de ulike vurderinger og anbefalinger som er gjort i de mange grunnlagstudiene. Innenfor rammene av denne oppgaven vil en ikke kunne belyse alle funnene i studiene. Oppgaven begrenses derfor til å redegjøre for de funnene som angår de valgte problemstillinger.

Formålet her er imidlertid å klarlegge noe av omfanget i denne utredningen. Dette gjøres mest hensiktsmessig ved å belyse deler av sammensetningen og grunntanken i sammendragsrapporten som ble lagt frem til høring, med høringsfrist 1. oktober 2003.

2.1 Sammendragsrapport – 2003. Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten Barentshavet (ULB)

Et av de viktigste og mest dokumenterte forsøk på å danne seg et så nøyaktig bilde av virkeligheten og konsekvensene ved helårig petroleumsvirksomhet er samlet i denne rapporten. Som et ledd i Sem-erklæringen⁴, regjeringens politiske plattform, identifiserte samarbeidsregjeringen et behov for å kartlegge de elementer som ville bli påvirket av en utbygging i denne skala. Lofoten-Barentshavet inneholder betydelige ressurser av fisk, pattedyr og sjøfugl. Området spiller også en viktig rolle i økologisk forstand med hensyn til fiskerivirksomheten vi har i disse havområdene. Tidlig i 2002 ble det opprettet styringsgruppe bestående av Miljøverndepartementet, Fiskeridepartementet, samt Olje- og energi departementet. Målsettingen for gruppen var å undersøke muligheten for å tilrettelegge for petroleumsvirksomhet i dette området uten at det gikk på bekostning av annen virksomhet og naturmiljøet.

Det ble til sammen utarbeidet 33 faglige grunnlagsutredninger om forskjellige temaer, samt nåbeskrivelser. Sammendragsrapporten og grunnlagsstudiene ble lagt frem med høringsfrist 1. oktober 2003. Høringsuttalelsene sammen grunnlagsrapportene dannet grunnlaget for regjeringens vurdering av fremtidig petroleumsvirksomhet i Lofoten-Barentshavet.

Siden sammendragsrapporten, inkludert de tilhørende grunnlagsstudier, er av en slik omfattende karakter vil en del av materialet vise igjen også i denne oppgaven. Utredningen kan sies å være et rammeverk og informasjonskilde for denne oppgaven. Oppgaven skiller seg fra sammendragsrapporten ved at den kun tar for seg spesifikke temaer innenfor denne

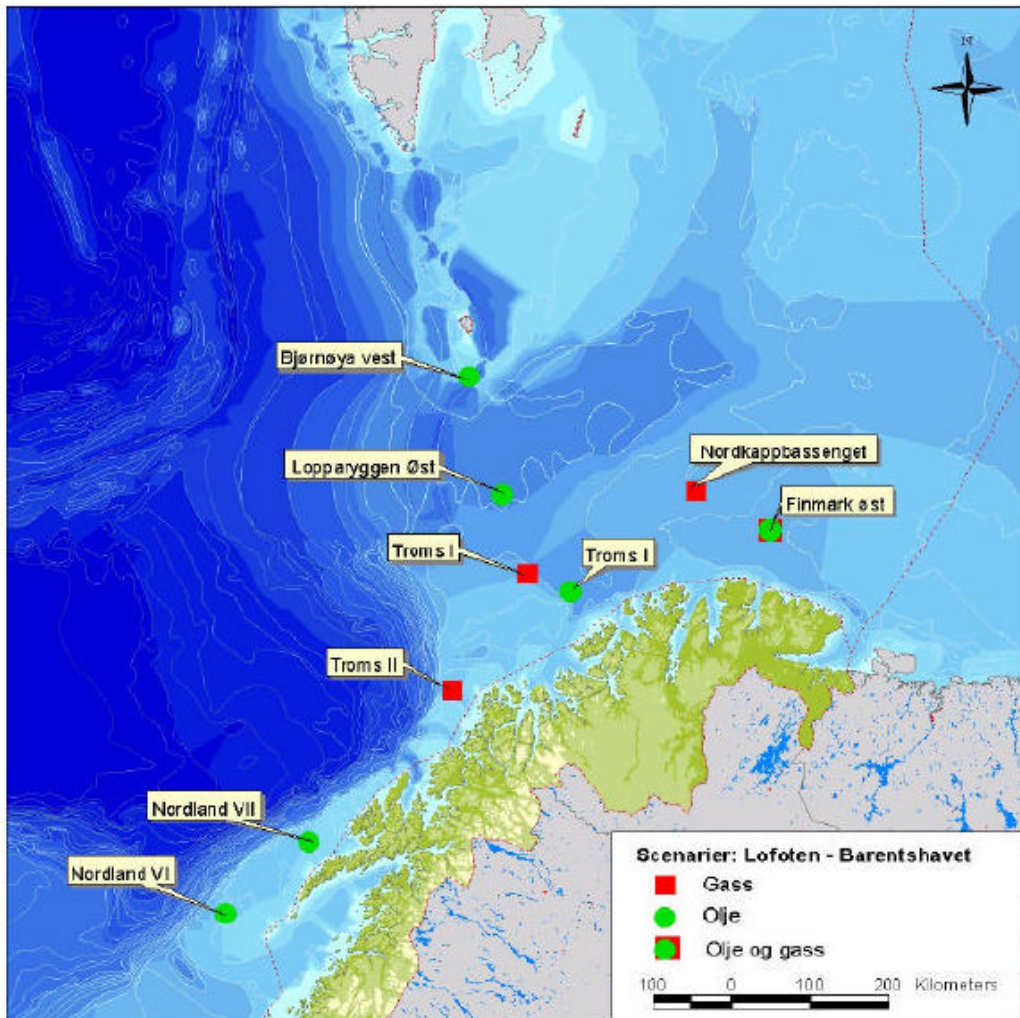
⁴ Den politiske plattformen for Bondevik II-regjeringen, 8. oktober 2001. Se vedlegg 2A

rammen. Med dette menes at fokuset på sameksistens mellom virksomheter og miljøkonsekvenser ikke vil få en like fremhevet rolle da en, som tidligere har nevnt, er nødt til å vurdere risikobildet i sammenheng med avkastningsmulighetene.

For å kunne drøfte hovedtemaene i denne oppgaven må vi samtidig si litt mer om innholdet i ULB. Nedenfor presenteres det geografiske området Lofoten-Barentshavet i sin helhet, samt de temaer som danner grunnlag for den videre diskusjon i oppgaven. Dette medfører selvsagt at noen deler av sammendragsrapporten og grunnlagsutredninger faller bort, da avgrensningen i denne oppgaven gjør disse mindre relevante.

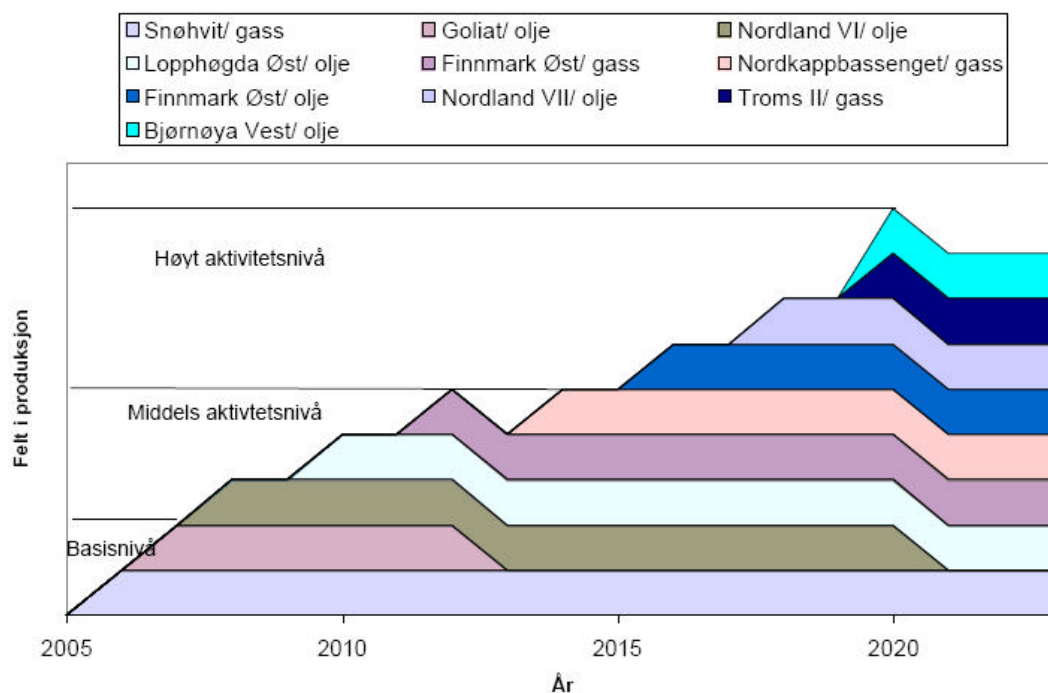
2.2 Bakgrunn og områdebeskrivelse

Det har vært drevet petroleumsvirksomhet i området Lofoten-Barentshavet siden 1980, men på langt nær i så stor skala som denne utredningen tar høyde for. For å danne et så detaljert bilde som mulig er det viktig å definere de områdene som vil berøres. Områdene som omfattes er: Bjørnøya vest, øst og sør, Lopparyggen øst, Nordkappbassenget, Troms I, II og III, Finnmark Vest og Øst, Nordland VI og VII (se figur 1.1). Områdene Troms II, Nordland VII og deler av Nordland VI er fiktive felt, og ikke åpnet for petroleumsvirksomhet. De er likevel medregnet for å ivareta kriteriet om høyt konfliktpotensialet. Det samme gjelder Bjørnøya Vest, på grunn av konsekvenser med hensyn til bestanden av sjøfugl i dette området. De tidligere arbeidene dreier seg i hovedsak om seismiske undersøkelser, hvor det er gjennomført 62 prøveboringer. Man kan på ingen måte definere dette som drift. Det eneste feltet som per dags dato er godkjent for utbygging og drift er gassfeltet Snøhvit.



Figur 1.1 Aktivitetsområdet for helårig petroleumsvirksomhet i Lofoten-Barentshavet.
 Kilde: ULB - Sammenendragsrapport, juli 2003

I tillegg til å definere et eksakt område har utredningen også tatt hensyn til hvilket omfang av aktiviteten man skal forholde seg til. Det er gjort rede for utnyttelse av hele eller spesifikke deler av nordområdet. Av den grunn refereres det til tre ulike klassifiseringer av normaldriften; basis, middels og høy aktivitet. De tre aktivitetsnivåene representerer ulike produksjonsvolum, produksjonsrater og antatt drift av feltene. Et utbyggingsprosjekt av denne dimensjonen, med estimert tidshorisonnt fra år 2005 til 2020, stiller krav til en overordnet plan av hvilket felt man skal starte med, hvilken innfasingsrate man skal ha for de ulike feltene, og hvor mange felt man skal benytte seg av. Figur 1.2 viser antall felt lagt til grunn for de ulike aktivitetsnivåene; 1-2 for basisnivå, 1-5 for middelsnivå og 1-9 felt for i produksjon pr år for høyt aktivitetsnivå. Aktivitetsnivåene reflekterer dermed også variasjonen av risiko man har å forholde seg til, spesielt med tanke på miljø sikkerhet.



Figur 1.2 Antall felt og innfasing – levetid for de tre aktivitetsnivåene
 Kilde: ULB – Sammendragsrapport, 2003

Til slutt må man også nevne at proporsjonalt med valg av aktivitetsnivå, konkluderes det også med en tilsvarende økning av risiko med hensyn til miljøpåvirkning. Av den grunn har utredningen også skissert et såkalt influensområde for hvor miljøpåvirkning vil forekomme ved et eventuelt utslipp. Influensområdet gjenspeiler i all hovedsak området fremvist i Figur 1.1.

2.3 Konsekvenser for miljø og samfunn

Utredningen gjenspeiler på mange måter demokratiet vi har i Norge. Sett ut i fra et rent økonomisk ståsted ville det nok aldri ha vært et spørsmål hvorvidt vi skulle etablert oss i Nord-Norge eller ikke. Men til tross for store interessekonflikter har storting og regjering vært svært passive når det gjelder å bestemme seg på dette området. Sakens kjerne er at man ikke med hundre prosent sikkerhet har muligheten til å forhindre utslipp, unngå skipsforlis, predikere situasjonen med henhold til fiskerinæringen og lignende. På den annen side har man et inntekstpotensial som overgår alt hva man har av industri i Norge i dag, gitt at prognosene omkring olje- og gass reservene medfører riktighet.

Store deler av arbeidet som er gjort fokuserer på å få best mulig oversikt og kunnskap over hvilken teknologi som er tilgjengelig for å avverge skader på miljøet. Det er også lagt vekt på statistiske data utarbeidet gjennom drift i Nordsjøbassenget over de reelle trusler som er av mest prekær karakter. Det som veier tyngst innen krav til produksjon og teknologi er kravet om null utslipp til sjø⁵. For øvrige deler av norsk sokkel omhandler målet kun nullutslipp av miljøfarlige stoffer. Måten å håndtere dette på blir mest sannsynlig ved reinjeksjon, eller ved å transportere kaks og borevæske til et deponi på fastlandet. Ut over dette har man også lagt til grunn minimum 95 % driftsregularitet. Ved driftsavvik, som når reinjeksjonsanlegget er nede på grunn av vedlikehold, er det en forutsetning at det produserte vannet renses før det slippes ut. Har man ikke gode nok metoder for dette, er driftsstans alternativet.

I forbindelse med selve produksjonen har man i stor grad klart å kartlegge alle de eventuelle konsekvensene av normaldrift. De mengder kaks og borevæske som slippes ut fra topphullseksjonen, samt utilsiktede utslipp, har i svært liten grad noen negativ innvirkning på miljøet. Det neste store trusselbildet er konsekvensene ved et utilsiktet oljeutslipp. Dette regnes for å være en av de største og mest ødeleggende hendelsene. Her ligger også mye av årsaken til at stortinget og regjeringen har vært svært avventende med tanke på beslutningen om å ha virksomhet i Nord-Norge. Utilsiktede oljeutslipp relateres i stor grad til hendelser i forbindelse med rørledninger og skipstrafikken. Det er gjort flere beregninger på sannsynligheten for en slike hendelser. Problemet er at man ikke på noen måte kan predikere når en ulykke vil inntreffe eller hvilket omfang det vil få. Det statistiske materialet som er brukt baseres i stor grad på internasjonal statistikk og der dermed ikke direkte overførbart til norske forhold.

I hovedtrekk kan man imidlertid si at risikoen for et slikt uhell er relativt lav. Hva skipstrafikk angår er bildet noe klarere, men her har man også vanskelig for å basere beslutninger på det tallmaterialet som foreligger.

⁵ I en vanlig driftssituasjon skal det ikke slippes ut produsert vann eller borekaks/borevæske, med unntak borekaks/borevæske fra topphullet i gitte situasjoner (jf. St. Meld. Nr. 25, 2002-2003).

3. Underliggende teori for diskusjoner i oppgaven

Utredningen for helårig petroleumsvirksomhet i Lofoten-Barentshavet har gitt regjeringen et bredt utvalg av informasjon fra de institusjoner som har deltatt i prosjektet. Dette danner i all vesentlighet beslutningsgrunnlaget for den kommende forvaltningsplanen for Nord-Norge. Delutredningene som er fremkommet har vært forpliktet til å ta hensyn til de retningslinjer og metoder som er kjent innen forskning og oljenæringen generelt, da man ved hjelp av disse antas å kunne trekke mer nøyaktige konklusjoner.

I tillegg til næringsspesifikk teori og metodebruk vil oppgaven også utdype de elementer som belyser samfunnsøkonomiske funn/vurderinger i oppgaven.

Det presiseres at denne delen av oppgaven tar sikte på å beskrive den underliggende teori som danner grunnlaget for de resultater det henvises til. Måsettingen er å gi leseren en intuitiv forståelse for at bak hvert tallmateriale presentert i oppgaven finner man også anvendelse av teori og metode som skal gi funnene gyldighet. I noen tilfeller vil det bli gjort enkle beregninger for å belyse deler av teorien ytterligere.

De metodene som presenteres nedenfor tilskrives ulike deler av oppgaven. Med det menes at pkt 2.1 og 2.2 omfatter de aspekter omkring vurderinger av risiko, teknologi og miljøvern (Kap. 4). Pkt. 2.3 knyttes opp mot diskusjonen rundt konsekvensene for fiskerinæringen (Kap. 5). Mens pkt 2.4 omhandler betraktningene omkring det store samfunnsøkonomiske perspektivet (Kap. 6).

Videre vil ikke metodene utdypes nærmere, da formålet med oppgaven først og fremst er å rette søkelyset rundt regjeringens foreløpige vurderinger, og hvorvidt objektivitet ivaretas.

3.1 Metode for Miljørettet Risikoanalyse (MIRA), Oljeindustriens landsforening

Som følge av at oljebransjen de siste tiår stadig har utgjort en større del av norsk næringsliv, har Statens Forurensingstilsyn (SFT) utarbeidet forskrifter og veiledninger som setter generelle krav til operatørene. Disse omhandler bruk av miljørisikoanalyser som grunnlag for etablering av beredskap mot akutt forurensing. Et stadig større fokus på en sikker måte å drive olje- og gassvirksomhet skapte behovet for standardiserte analytiske metoder. Oljeindustrien har helt siden 1990 hatt fokus på miljørisikoanalyse gjennom forskriften for gjennomføring av bruk av risikoanalyser i petroleumsvirksomheten⁶ som sier:

”Risikoanalyser skal gjennomføres for å identifisere de ulykkeshendelsene som kan oppstå i virksomheten og de konsekvensene disse hendelsene kan ha for mennesker, miljø og økonomiske verdier.”

Forskriften la grunnlaget for etableringen av en arbeidsgruppe fra Oljeindustriens Landsforbund, som skulle sammenfatte det beste fra de ulike analysemetodene som var tilgjengelige. Første utkast ble utgitt i 1999, og i januar 2001 kom den reviderte utgaven av Metode for Miljørettet Risiko Analyse (MIRA).

Hensikten med MIRA er:

- Å synliggjøre hvilke aktiviteter/hendelser ved en operasjon som bidrar til miljørisiko, for så å kunne gå tilbake og iverksette sannsynlighetsreduserende tiltak (f. eks bedre rutiner).
- Å synliggjøre/identifisere hvilke naturlig forekommende ressurser som vil være utsatt ved en hendelse (oljeutslipp), for deretter kunne gå tilbake og iverksette konsekvensreduserende tiltak (f. eks oljevernberedskap).

MIRA er det nyeste verktøyet for å håndtere beslutninger som må fattes under usikkerhet, og metoden er følgelig også benyttet i ULB.

⁶ Forskrift om gjennomføring og bruk av risikoanalyser i petroleumsvirksomheten, Oljedirektoratet 4. desember 1990

3.2 Nytte-kostnadsanalyse og samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Hovedformålet med en nytte-kostnadsanalyse er å klarlegge og synliggjøre konsekvensene av alternative tiltak før beslutninger fattes (Hervik mfl., 1998). I denne sammenheng kan dette sees på som regjeringens måte å komme frem til, på bakgrunn av alle de ulike delutredningene i ULB-rapporten, en overveid beslutning. En nytte-kostnadsanalyse gjennomføres før en eventuell beslutning om å sette i verk et tiltak. Resultater fra analysen vil da inngå som en del av beslutningsgrunnlaget, og bidrar samtidig til å gjøre dette etterprøvbart. Grunnlaget for denne typen kostnadsanalyser er at offentlige ressurser er knappe, og at mange gode formål konkurrerer om tilgjengelige midler. Analysen bidrar dermed i systematiseringen av informasjonen, samtidig som utformingen av en generisk metode gjør det lettere å sammenlikne konsekvenser ved flere ulike tiltak. I en fullstendig nytte-kostnadsanalyse verdsettes alle effekter i kroner og øre. Dersom man legger sammen den beregnede verdien av alle konsekvensene ved et tiltak og summen blir positiv sier en at tiltaket er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Utfordringen med denne metoden fremkommer gjennom måleproblemer ved deler av tiltakene, slik at det blir vanskelig å verdsette enkelte faktorer i økonomiske størrelser. Som hovedregel kan en si at samfunnsøkonomisk lønnsomhet gir en bedre oppsummering av et tiltaks konsekvenser jo mindre betydningsfulle fordelingsvirkningene er, jo flere konsekvenser vi finner det faglig forsvarlig å verdsette i kroner, og jo mindre innslag det er av etisk vanskelige spørsmål. Nytte-kostnadsanalyser kan derfor bidra som et godt beslutningsverktøy, men slike analyser kan ikke uten videre gi et fasitsvar for om et tiltak er ønskelig. Forklaringen for dette er at en nytte-kostnadsanalyse gir et objektivt svar på hva som er "riktig" å gjøre, men det er forhold som vurderes på forskjellige måter, og dessuten er det ting som er vanskelige eller umulige å vurdere innenfor det rammeverket. Nettopp fordi det ofte kan være vanskelig å avgjøre hva som bør veie tyngst når det eksisterer interessekonflikter mellom grupper i samfunnet. Ut i fra et samfunnsøkonomisk perspektiv vil dette tolkes til hva befolkningen til sammen er villige til å betale, eller påta seg risikoen, som følger av et prosjekt. Utbygging i Lofoten-Barentshavet har et stort innslag av etiske problemstillinger, spesielt knyttet til konsekvenser for det marine dyreliv. Det er dermed vanskelig å si om en nytte-kostnadsanalyse, på en generell basis, er forsvarlig å bruke. Men samtidig stadfester teorien at man allikevel kan benytte metoden for å belyse sentrale deler av innholdet i et prosjekt. Innenfor rammen av denne oppgaven kan det være hensiktsmessig å foreta en enkel sammenlikning av konsekvensene mellom fiskerinæringen og petroleumsvirksomheten.

3.2.1 Alternativkostnadsmetoden

Kostnadsbegrepet i samfunnsøkonomisk analyse bygger på en såkalt "alternativkostnads-tankegang", som reflekterer at ressursene er begrensede og har en alternativ anvendelse. Definisjonen på alternativkostnaden defineres av Hoff (1996) på følgende måte:

"Den potensielle inntekt vi ofrer når vi velger bort et mulig valg til fordel for et annet alternativt valg".

Ofte representerer den mulighet vi velger bort vår nest beste mulighet. For vårt vedkommende kan sistnevnte setning diskuteres, da alternativet blir å ofre de fremtidige inntektene, og ringvirkningene for samfunnet generelt, som følger av en eventuell petroleumsvirksomhet i nordområdene. Videre drøfting av alternativkostnad og samfunnsøkonomisk lønnsomhet vil bli tatt opp til diskusjon senere i oppgaven.

3.3 Nåverdimetoden

Den vanligste metoden for å sammenligne de nytte- og kostnadselementene man har fått i analyse, er nåverdimetoden. Nåverdien er verdien i dag av de samlede nytteeffekter og kostnader som påløper i ulike metoder. Begrepet reflekterer at en krone i dag ikke har samme verdi som en krone i morgen. Ved et investeringsprosjekt kan man dermed summere opp de årlige nytteoverskuddene, og neddiskontere disse til investeringstidspunktet. Summen av disse gir oss netto nåverdi (NNV). Den generelle formelen for beregning av NNV er vist nedenfor. I_0 er en investeringsutgift som påløper i år 0, U_t er nytteoverskuddet i år t og k er diskonteringsrenten (avkastningskravet) som forutsettes for å være konstant i analyseperioden.

$$NNV = -I_0 + \sum_{t=1}^t \frac{U_t}{(1+k)^t}$$

Et investeringsprosjekt er lønnsomt dersom netto nåverdi er større enn eller lik null. Dette innebærer at prosjektet gir en avkastning som er høyere enn eller lik avkastningskravet, k. Senere i denne oppgaven kommer vi nærmere inn på bruken av nåverdimetoden i avsnittet

”Økonomisk analyse”. Her diskuteres de inntekter og kostnader relatert til de ulike scenariobeskrivelsene.

3.4 Kapitalverdimodellen (CAPM / KVM)

Større prosjekter vil kunne strekke seg over flere år, og ofte vil man i en eller annen form være beheftet med usikkerhet eller risiko. Med det menes at man ikke har mulighet til å kartlegge alle parametere som avgjør lønnsomheten til prosjektet med tilstrekkelig sikkerhet. Det vil gjerne være vanskelig å fastsette en reell og fullstendig risikovurdering i et prosjekt, og man har behov for å søke støtte i alternative markeder. En av mulighetene kan være å ta utgangspunkt i informasjon fra aksjemarkedet for å prissette samfunnsøkonomisk relevant risiko (Hervik mfl., 1997). Det viktigste argumentet for denne metoden er at den baserer seg på informasjon fra det mest komplette risikomarkedet vi har. I den anledning kan en forventet risikojustert avkastning beregnes av kapitalverdimodellen (CAPM). Forholdet mellom forventet avkastning for en aksje og den tilhørende markedsrisiko kan uttrykkes på følgende måte:

$$r = r_f + \beta(r_m - r_f)$$

Hvor, r representerer forventet avkastning til en aksje, r_f er risikofri rente (f. eks avkastningen til statsobligasjoner), β er koeffisienten som måler markedsrisikoen knyttet til aksjen og r_m representerer forventet avkastning fra en investering i alle tilgjengelig aksjer i markedet (markedsporteføljens avkastning). Dette viser at ut over den avkastningen man kan få ved å kjøpe en statsobligasjon, ønsker man også en meravkastning i et investeringsprosjekt. Denne meravkastningen er kompensasjon for risikoen man påtar seg (siste ledd i formelen), også kalt investeringens risikotillegg.

4. Teknologi, risikovurderinger og miljøhensyn

Som tidligere nevnt baserer store deler av vurderingsgrunnlaget for utbygging av virksomheten i nord seg på sterkt konservative tilnærminger. Bakgrunnen for dette er usikkerheten som råder, samt at man på norsk sokkel ikke har tilstrekkelig med data for å kunne uttale seg nøyaktig nok ved ulike scenarier. Grunnlaget refereres også til som et paradoks, da det ikke er mulig å foreta nøyaktige vurderinger på grunn av mangelfulle statistiske data. Et av de få eksempler man kan vise til med henhold til konsekvenser for miljøet er den såkalte ”Bravo utblåsningen” på Ekofisk-feltet i 1977.

4.1 Bravo utblåsningen

Fredag 22. april 1977 er blitt en merkedag i norsk oljehistorie, da den første store ukontrollerte utblåsningen⁷ på norsk sokkel var et faktum. Philips Petroleum slo alarm, og 112 personer ble evakuert. I løpet av et døgn strømmet nærmere 4000 tonn olje og gass ut i Nordsjøen. Det ble foretatt en rekke forsøk på drepe brønnen, men til liten nytte. Det gikk hele åtte dager før eksperter fra Red Adair Company fikk kontroll over situasjonen, og utblåsningen stoppet den 30. april. I løpet av denne perioden hadde 15.000 tonn olje og gass lekket ut i Nordsjøen. Til tross for det omfattende stengningsarbeidet karakteriseres konsekvensene av denne utblåsningen som minimale ut i fra mengden olje og gass som faktisk var kommet på avveie. Omtrent alle 15.000 tonnene løste seg opp, de resterende tonnene gjorde liten eller minimal skade på økosystemet i vannmassene. Det mest oppsiktsvekkende resultatet var allikevel at kun 300 tonn av oljen ble fanget opp ved hjelp av oljevernberedskap. Med dette var mye av grunnlaget lagt for en radikal omlegging av sikkerhetsrutinene i olje- og gassvirksomheten.. Man måtte ha et vesentlig bedre beredskapsvern for både personellet og miljøet.

Industridepartementet hadde allerede i 1976 oppnevnt en komité for å utarbeide et koordinert forskningsprogram vedrørende risiko, sikkerhet og beredskap offshore. Rapporten ble levert 14. juli 1977, bare få uker etter utblåsningen. Med denne rapporten statuerte Departementet og oljeselskapene at de var klar over de forholdene som rådet, og at en oppgradering av sikkerhetsmessige tiltak var nødvendig. I etterkant kan man nok konkludere med at komiteen ble oppnevnt i seneste laget, men likefullt er det liten tvil om at Bravo utblåsningen lagt på vei

⁷ En utblåsning er en ukontrollert brønnutstrømming av formasjonsvæske eller gass fra reservoaret.

fungerte som en katalysator i arbeidet om å skape en tryggere hverdag for personell og miljøet. På kort tid hadde myndighetene og næringslivet allokert kapital til en verdi av 112,5 millioner kroner innenfor en budsjetttramme på 45 år. Her skulle en gruppe bestående av representanter for oljeselskapene, annen offshore-tilknyttet industri, de ansattes organisasjoner, forskningsmiljøene, Det Norske Veritas og Oljedirektoratet, koordinere et program for økt sikkerhet.

Et betydelig antall forskningsinstitusjoner ble involvert i dette arbeidet. Det ble foretatt en bred systemanalyse av risikonivået på kontinentalsokkelen. Målsettingen var å identifisere de områdene behovene for forskning og praktiske tiltak var mest påtrengende. Næringen var vitne til en bruk av risikoanalyser som beslutningsverktøy, noe som i liten grad var gjort tidligere. Senere fikk slike analyser en raskt økende anvendelse. Analysemetodene ble forbedret, og myndighetene innførte krav om at risikoanalyser skulle utføres for alle viktige installasjoner. Dette førte i sin tur til en ytterligere høyning av kompetansen innen området.

Kompetansehøyningen og stadig bedre systemanalyser har også fått anvendelse i rapportene som er grunnlaget for denne oppgaven. De områdene hvor det har vært viktigst å kartlegge risikobildet er som sagt, sannsynligheten for- og konsekvensene av:

- Utblåsninger
- Rørledningslekkasjer på havbunnen
- Utslipp fra FPSO'er⁸

⁸ Produksjon- og lagerskip (Floating Production, Storage and Offloading)

4.2 Sannsynligheten for store oljeutslipp

4.2.1 Utblåsninger

For å kunne beregne sannsynligheten for utblåsninger er det viktig å evaluere informasjon om geologiske forhold, boreledelse, brønnteologi og prosedyrer. Dette er mulig når felt er under utbygging, der informasjonen er kjent. Det blir naturligvis vanskeligere å beregne for fiktive felt. Datagrunnlaget baseres gradvis på historiske utblåsningsfrekvenser, men innkalkulert legges det vekt på spesifikke forhold for Lofoten-Barentshavet, samt at man har tatt noe høyde for vurdering av fremtidig teknologi. Det er også gjort vurderinger basert på de ulike aktivitetsnivåene. Nøkkeltallene er som følger:

Utblåsninger			
Mengde oljeutslipp (Sm^3)	Antall år mellom hver hendelse		
	Aktivitetsnivå 1	Aktivitetsnivå 2	Aktivitetsnivå 3
1.000 - 1.000	2.000	1.400	1.100
10.000 - 50.000	4.000	1.800	1.300

Figur 2.1 Antall år mellom utblåsninger en statistisk kan forvente i Lofoten-Barentshavet.

Kilde: Scandpower

4.2.2 Rørledningslekkasjer på havbunnen

Med rørledningslekkasjer menes både små og store lekkasjer, fra små hull til fullt brudd på følgende rør:

- Stålrør mellom havbunnsinstallasjoner og FPSO, dvs. feltinterne rør
- Stålrør mellom havbunnsinstallasjoner og landanlegg, dvs. felt eksterne rør
- Fleksible stigerør
- Losseslange mellom FPSO og tankskip

Utredningene for lekkasjene er gjort på samme måte som for utblåsningene. Datagrunnlaget gjelder for hele Nordsjøen inkludert norsk, engelsk, dansk og nederlandsk sektor. Frem til år 1996 er det registrert omtrent 164.000 km med rørledninger av den typen som aktuell for undersøkelse. Det er også viktig å merke seg at det er gjort utregninger for to ulike scenarier hvor det ene omhandler olje som kommer til havoverflaten, mens dette ikke er tilfelle i det andre scenariet. I tillegg er det beregnet sannsynlighetene for utslipp for de ulike aktivitetsnivåene

Rørledningslekkasjer som ikke gir oljeflak på havoverflaten			
Mengde oljeutslipp	Antall år mellom hver hendelse		
(Sm^3)	Aktivitetsnivå 1	Aktivitetsnivå 2	Aktivitetsnivå 3
1.000 - 10.000	730	200	100
> 10.000	6.300	1.600	800

Rørledningslekkasjer som gir oljeflak på havoverflaten			
Mengde oljeutslipp	Antall år mellom hver hendelse		
(Sm^3)	Aktivitetsnivå 1	Aktivitetsnivå 2	Aktivitetsnivå 3
1.000 - 10.000	2.300	700	350
> 10.000	Sjeldnere enn 10.000	Sjeldnere enn 10.000	5.000

Figur 2.2 Antall år mellom rørledningslekkasjer en statistisk kan forvente i Lofoten-Barentshavet. Kilde: Scandpower

4.2.3 Utslipp fra FPSO'er

Det knyttes relativt stor usikkerhet rundt risikoanalysen for FPSO skipene. Grunnen er at dette er en forholdsvis ny måte å operere på, og man har per i dag et lavt antall skip å innhente statistikk fra. Det har enda aldri forekommet store utslipp på dette området. De små utslippene som er registrert har vært i forbindelse med håndtering av slanger ved offloading av olje til tankskip. Selv om risikoen ikke godt nok målbar, og at den også kan defineres som liten, er den på ingen måte neglisjerbar. Resultatene er som følger:

Utslipp fra FPSO'er			
Mengde oljeutslipp	Antall år mellom hver hendelse		
(Sm^3)	Aktivitetsnivå 1	Aktivitetsnivå 2	Aktivitetsnivå 3
< 10.000	4.762	2.381	1.190
10.000 - 50.000	8.130	4.065	2.033

Figur 2.3 Antall år mellom FPSO-utslipp en statistisk kan forvente i Lofoten-Barentshavet. Kilde: Scandpower

4.2.4 Sammendrag for teknologistatus, risiko og miljøvern

Resultatene fra Scandpowers studie viser at sannsynligheten for en større oljeutslippshendelse for de ulike aktivitetsnivåene, innenfor de ulike produksjonssegmentene, er veldig liten. Tabellene viser en sannsynlighetsfordeling mellom basis og høyt aktivitetsnivå for utslipp ved; utblåsninger (1-3 % sannsynlighet for perioden 2005-2020), rørledningslekkasjer som kan gi olje på havoverflaten (0,7-4,7 % sannsynlighet for perioden 2005-2020), samt utslipp fra FPSO (0,5-2 % sannsynlighet for perioden 2005-2020). Samlet sett viser statistikken en svært lav sannsynlighet for at miljøet vil rammes av aktiviteten i nordområdene. Årsaken til disse resultatene ligger i den teknologiforbedringen næringen har vært vitne til de senere årene. Metodene for uthenting av olje og gass er langt bedre enn hva som var tilfellet i begynnelsen av oljeeventyret, dette gjelder både for installasjoner så vel som skipene som benyttes.

Man skal også merke seg at innenfor rammene som er presentert forholder man seg ikke til avbøtende tiltak for å redusere faren for oljeutslipp. Dette medfører at konsekvensutredningene baserer seg på "verst tenkelige utfall". Det finnes mange konkrete forebyggende tiltak som tar sikte på redusere konsekvensene ved et oljeutslipp. Legger man til dette som et parameter vil konsekvensen av et utslipp reduseres ytterligere. I tillegg tar heller ikke tallmaterialet hensyn til utfallet av et oljeutslipp. Historiske data viser at til tross for en rekke utslipp av ulik karakter, har man i de fleste tilfeller ikke klart å påvise store konsekvenser på miljøet (f. eks Bravo utblåsningen nevnt tidligere i oppgaven).

Grunnet i kvaliteten på datagrunnlaget og statistisk usikkerhet knyttet til analysen av dette er det gjennomgående at samtlige beregninger betraktes med en konservativ tilnærming (dvs. mer pessimistisk enn optimistisk).

I tillegg til bruken av ny teknologi og utstrakt grad av forebyggende tiltak, kan sannsynligheten for skader på miljøet reduseres til et minimum.

Les om avbøtende tiltak i vedlegg 4A.

5. Konsekvensutredning - Analyse av akutte utslipp

Etter en gjennomgang av de ulike sannsynligheter for et eventuelt oljeutslipp, må man også ta stilling til de konsekvenser dette vil medføre dersom dette skulle inntreffe. Til tross for en svært lav sannsynlighet er dette ikke neglisjerbart.

Basert på de ulike scenariene presentert tidligere har Anders Rudberg (2003) forsøkt å modellere utfallet av oljeutslipp i de ulike områdene. Det er gjennomført modellering av overflate- og sjøbunnsutslipp etter utblåsning samt overflateutslipp fra FPSO etter havari. Gjennomføringen av undervannsutblåsningene er gjort ved hjelp av modellen BLOW. Modellen er utviklet av DNV, og bygger på publiserte vitenskapelige artikler fra Koh og Fan (1970), og Fanneløp og Sjøen (1980).

Ved modellering av oljedrift på havoverflaten har man benyttet seg av oljedriftmodellen OILTRAJ, utviklet av DNV (1994). Her berignes treffsannsynligheter, massefaktorer (fordampet, nedblandet og gjenværende olje) samt ankomsttider.

For spredning i kystnære soner har man benyttet modellen OILSLICK/DIFF. Modellen beregner i all hovedsak oppførselen og karakteristika til et oljeflak, dvs. tykkelse, bredde, massebudsjettet av fordampete, nedblandete og løste andeler av oljen.

Med andre ord har man satt seg som formål å presentere omfanget av et utslipp, enten det er overflatisk eller undersjøisk. Med det menes at et stort utslippskvantum ikke nødvendigvis er korrelert med store skader på miljøet. I tillegg er det lagt til grunn meteorologiske tilstander i området, for å danne et så reelt bilde av virkeligheten som mulig.

Utslipp av gass vil i langt mindre grad føre til miljøpåvirkning enn olje, og er derfor også utelatt i denne sammenhengen.

5.1 Konsekvenser av oljeutslipp for fiskerinæringen

5.1.1 Bakgrunn og forutsetninger

I utredningen gjort i forbindelse med fiskerinæringen har man tatt hensyn til alle deler av virksomheten. I dette ligger det at man har lagt vekt på tre ulike konsekvensvariabler.

- Båndlegging av arealer - vil si at ved utbygging og drift av petroleumsvirksomhet, så vil deler av fiskeriområdene utelukkende bli sperret av for fiske. Dette gjelder for selve utbyggingsperioden, men også senere når den operasjonelle driften er i gang.

-
- Sesongbetonte områder – vil si at de deler av fiske som i stor grad opererer basert på sesongvariasjoner, er trolig mest sårbare hvis enkelte områder blir stengt i tiden mens utbygging forgår, og senere ved drift.
 - Fleksibilitet – vil si at i enkelte fiskeområder er fleksibiliteten relativt begrenset. Primært har kystfiskere ikke muligheten til å operere i uberørte færvann lenger ut grunnet båtenes størrelse og en lavere aksjonsradius.

Innenfor rammene av denne oppgaven har en ikke mulighet for å kommentere alle variablene i like stor grad. Viktigst blir det å belyse de faktiske tapene knyttet til en årsklasse fisk og bestandsutvikling, det vil si hvilket økonomisk tap som kan påberegnes for et år og i overskuelig fremtid.

For en mer samlet vurdering av virkninger av akutt oljeforurensning se vedlegg 5A. Det må presiseres at ingen av disse resultatene tar hensyn til effekten av avbøtende tiltak, som er av vesentlig betydning for skadeomfanget.

5.2 Valg av fiskeart for diskusjon

Atferdsmønsteret til de ulike fiskeartene, måten fiske blir utført i de ulike regionene, samt sesongvariasjoner har bidratt til at man har måttet analysere de ulike regionale områdene hver for seg. Av den grunn har det vært viktig å velge den arten som dominerer markedet, samt også berøres mest ved utbygging av petroleumsvirksomheten. Jeg har valgt scenariet for norsk arktisk torsk, da denne fisken representerer den største omsetningen i størrelse og verdi for området. I tillegg er også de biologiske faktorene omkring torskebestanden vesentlig berørt. Torskens formeringssyklus strekker seg fra mars (egg), mai (larver) til juni (yngel). Konfliktpotensialet ligger i at store ansamlinger av egg og laver befinner seg i områdene rundt Lofoten i begynnelsen av sesongen. Etter gyting trekker fisken nordover mot Tromsøflaket med kyststrømmen. Resultatet er at fisken i stor grad vil være eksponert og sårbar ved et oljeutslipp innenfor denne perioden.

5.3 Oljeutslipp – det verst tenkelige scenariet

I henhold til sannsynlighet for hendelser for store oljeutslipp, som nevnt tidligere i oppgaven, har Scandpower kommet frem til at 70 % av alle undervannsutblåsninger på norsk sokkel vil vare i mindre enn 7 døgn mens 85 % vil vare mindre enn 28 døgn (Dervo og Blom-Jensen 2003). Det er svært liten sannsynlighet at konsekvensene vil være enorme, men la oss tenke oss et 'worst case scenario' for å illustrere hvilke økonomiske tap vi står ovenfor hvis skulle skje. Forutsetningene er som følger:

- Oljeutslipp med en varighet på 28 dager.
- På den verst tenkelige tiden av året, dvs. under egg- og larvesesongen (mars til mai).
- Oljeutslippet starter samtidig med start av gyting eller klekking.
- Ingen avbøtende tiltak.

Resultatene i tabell 5.1 viser tapet av en årsklasse torsk i de aktuelle områdene. I analysen er det tatt hensyn til at torskeeggene og yngelen er blitt eksponert av oljeforurensende vann i til sammen 60 dager, hvor en gitt terskelverdi for oljekonsentrasjonen er lagt til grunn (mer spesifikt, > 8.000 ppb-timer)⁹.

Tapsanalyse			
Utslipps sted	Gyteprodukt	Utslippsvarighet	Tapsandeler
Nordland VI	Torskeegg	28 døgn	8.3 %
Nordland VII	Torskeegg	28 døgn	21.7%
Troms I	Torskeyngel	28 døgn	16.4%

Tabell 5.1 Beregnet tap av årsklasse/gyteprodukter utsatt for mer enn 8000 ppb-timer.
Kilde: *Uhellsutslipp av olje; konsekvenser i vannsøylen, DNV, Alpha Miljørådgivning, Sintef (2003)*

Tapsanalysene indikerer et tap av en årsklasse av torsk på 8,3 % for Nordland VI, 21,7 % for Nordland VII og 16,4 % for Troms I. Videre i kapittelet legges det til grunn en tapsandel på 21,7 % for hele området. Dette vil medføre at resultatene vi får i tapsanalysen vil ligge noe høyere enn hva man kan forvente.

⁹ 8.000 Ppb-timer, laveste grenseverdi for oljekonsentrasjon i vann som medfører dødelighet for torskeegg og torskelarver. Lavere verdier enn dette er ikke dødelige. Merk: disse verdiene gjelder ikke for voksen fisk, som er mer motstandsdyktig, og har muligheten til å svømme bort fra utslippsområdet i mye større grad.

5.4 Kvoteregulering og fangststørrelser

Kilder fra Fiskeridirektoratet viser stor variasjon i fangsten av torsk nord for 62°N. Årsaken er at norske myndigheter gjennom den blandede norsk-russiske fiskerikommisjonen fastsetter begrensninger for hva som kan høstes ut, gjennom de årlige fiskekvotene. Fiskekvotene fastsettes på bakgrunn av anbefalinger fra Det internasjonale havforskningsråd (ICES). Forskere ved ICES samler informasjon omkring det marine økosystemet i blant annet Lofoten og Barentshavet, og forvalter dermed en tidsserieanalyse som beskriver bestandsgrunnlaget og utviklingen for den norsk-arktiske torskestammen. Ut i fra denne tidsserieanalysen er man i bedre stand til å sette fornuftige fangstkvoter. Formålet er selvsagt å drive en bærekraftig fangst¹⁰, og man etterstreber føre-var-prinsippet. Fangsten har historisk sett ikke vært i tråd med anbefalingene til ICES (se vedlegg 5B). I 1980-årene ble bestanden hardt nedfisket. Strengt begrensninger førte til en rask gjenoppbygging, slik at totalbestanden nådde ca 2 millioner tonn i 1993. Etter dette har bestanden variert både opp og ned, og i 2004 ble den anslått til om lag 1,8 millioner tonn. Videre evalueres også gytebestanden for stammen. Gytestammen fastsetter grunnlagt for bestandens vekst, og er viktig for utviklingen. Denne har fluktuert mye de senere årene, fra et historisk bunn nivå på 120.000 tonn i 1987 til nærmere 870.000 tonn i 1992 (se vedlegg 5B).

Det er viktig å presisere at årsaken til de store fluktuasjonene i torskestammen er et resultat av andre forhold enn fiske/overfiske. Rikdommen av næring er svært avgjørende for veksten og utviklingen av stammen. Torsken lever av lodde, annen torsk, sild, kreps og lignende. Dersom tilgangen til ressurser er dårlig gir dette store utslag på bestandens utvikling og størrelse. Ressurstilgangen er et resultat av miljømessige faktorer, som årlige variasjoner i havstrømmene, klimaet og lignende.

Forskere som arbeider med bestandsvurderinger og forvaltning av fiskestønder forklarer variasjonene som en konsekvens av den totale fiskedødelighet. Fiskedødeligheten består av to deler. Den ene omhandler dødelighet av naturlige grunner (M) som predasjon, sykdom og lignende. Den andre forklarer menneskeskapt dødelighet (F) på grunn av fiske. Forskerne bruker tallene for dødeligheten til å systematisk følge dødeligheten for fisk fra år til år, og for hver enkelt årsklasse. Denne systematiske datainnsamlingen benyttes til å regne ut bærekraftige fangstkvoter.

¹⁰ Med bærekraftig fangst menes at en holder bestanden på et nivå der dens produksjonspotensial kan utnyttes.

Tabell 5.2 gir oss en oversikt over fangsten for Norge¹¹ i årene 1994 til 2004. De store årsvariasjonene er et resultat av opplysningene ovenfor, da man fastsetter fangstkvote som i stor grad samvarierer med bestandsvurderinger og vekstgrunlaget.

Årstall	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Fangst	374	365	358	401	321	257	219	209	228	217	231

Tabell 5.2 Årlig fangst (1000 tonn) av torsk nord for 62°N.

Kilde: SSB, 2004

Vedlegg 5 C illustrerer prinsippene for en bærekraftig forvaltning av torskestammen, anbefalt fangstkvote, og avtalt total fiskekvote (TAC).

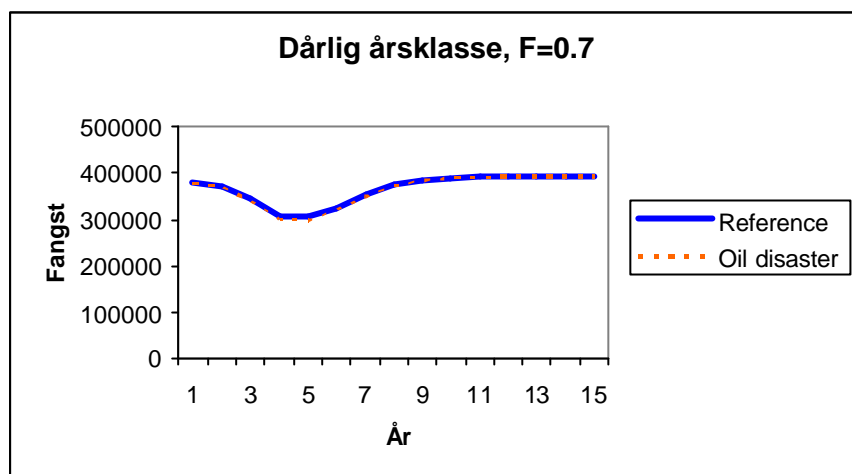
5.5 Tapsanalyse

I vurderingen av kvotereguleringene har bestandsutviklingen av de yngre årsklassene stor betydning. Det er viktigere at man vedlikeholder god vekst og utvikling blant de yngre årsklassene. Torsken blir kjønnsmoden ca. 7 år gammel og gyter deretter hvert år om den overlever. For å få en tilstrekkelig stor gytebestand, må vi derfor verne de yngre årsklassene slik at de overlever, når gytemoden alder, og kan videreføre torskestammen. De eldste årsklassene er av mindre vesentlighet i denne sammenhengen. For en gitt alderssammensetning i bestanden og antatt fremtidig rekruttering, kan vi for en gitt fiskedødelighet regne ut bestandsutviklingen for de ulike årsklassene og totalbestanden. Rekrutteringen av nye årsklasser (3-åringer) har variert mellom 170 og 900 millioner individer de siste 20 årene. Til slutt vil vi ta hensyn til et fiktivt oljeutslipp, som rammer 21,7 % av rekrutteringen av 3-åringer. Gjennomsnittlig årlig rekruttering er 560 millioner individer. Trekker vi fra 21,7 % får vi omtrent 438 millioner individer. Formålet med denne metoden er å vise hvilke konsekvenser et oljeutslipp vil medføre sammenlignet med de naturlige variasjonene i fiskestammen.

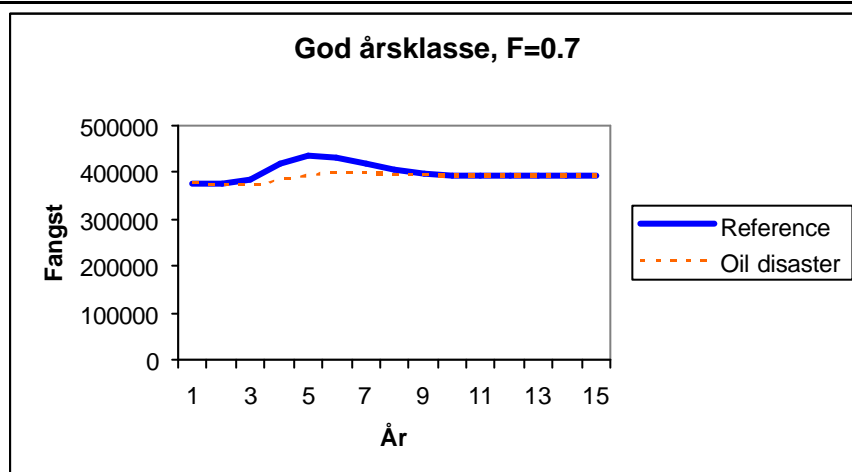
Figur 5.3 viser utviklingen av fangstmulighetene tatt hensyn til en dårlig rekruttering av 3-åringer (170 mill. individer uten oljeutslipp), og et oljeutslipp i gyteperioden. Figur 5.4 viser utviklingen hvor rekrutteringen av 3-åringer har vært god (900 mill individer uten oljeutslipp).

¹¹ De årlige kvotene fastsettes i samarbeid med russiske myndigheter, og Norge får i underkant av 50 %. Resten går til Russland med unntak av ca. 15 % som deles ut til tredjeland.

Referanselinjen i de to figurene viser normalutviklingen av den middels store årsklassen (560 millioner individer) uten oljeutslipp. Mens den stiplede linjen viser utfallet ved et oljeutslipp.



Figur 5.3 Fangstutvikling (Norges andel) ved en dårlig årsklasse, med og uten oljeutslipp. Fiskedødelighet (F) 0,7. Kilde: Arbeidsnotat: Fiskeriøkonomi (NHH), 2005



Figur 5.4 Fangstutvikling (Norges andel) ved en god årsklasse med og uten oljeutslipp. Fiskedødelighet (F) 0,7. Kilde: Arbeidsnotat: Fiskeriøkonomi (NHH), 2005

Hannesson (2006) sier:

”Tommelfingerregelen ved et oljeutslipp hvor tapet er 21,7 % av en årsklasse er 21,7 % tap av fangster fordelt over flere år. Hvor store tapene blir avhenger av årsklassens størrelse. Tapet i en stor årsklasse vil dermed være større enn ved en liten årsklasse.”

Figurene 5.3 og 5.4 viser nettopp dette. Som et eksempel vil tapet i et godt år, der årsklassen er stor kan man forvente at tapet utgjør omtrent 170.000 tonn fisk.

Tabell 5.5 viser førstehånds kilopris for torsk i årene 1999 til 2004. Ved å benytte gjennomsnittsprisen for disse årene kan man regne ut tapet i kroner og øre.

Årstall	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Kilopris	12,96	13,38	13,9	12,57	10,76	12,07

Tabell 5.5 Førstehånds kr/kg for torsk.

Kilde: SSB, 2005

Med en gjennomsnittspris på 12 kr/kg vil tapet beløpe seg til nærmere 2,04 milliarder kroner. For å kommentere dette ytterligere må vi se dette i sammenheng med de historiske fangstvariasjonene og bestandsutviklingen av torsk. Figur 5.2 viser størst variasjon av fangst i årene fra 1997 til 2003, med fangst på hhv. 401.000 og 217.000 tonn. Denne forskjellen tilsvarer et volum på 184.000 tonn, med tilhørende verdi av 2.2 milliarder kroner. Dette illustrerer at tapet ved et oljeutslipp ikke utgjør mer enn de naturlige årlige fluktuasjonene man har vært vitne til. Med dette som økonomisk sammenligningsgrunnlag, kan man si at et oljeutslipp ikke vil medføre større tap enn det man allerede har opplevd.

5.6 Oppsummering av analysen

I vurderingen om hvorvidt et oljeutslipp vil ødelegge en fiskebestand, har analysen avdekket at det ligger langt flere variabler til grunn. Et oljeutslipp vil ha negativ innvirkning på tilveksten av gytmodne årsklasser slik at bestandsveksten vil avta noe. Allikevel er denne variasjonen langt mindre enn de naturlige fluktuasjonene som forekommer på grunn av mangel på mat, predasjon og lignende. Man kan ikke ensidig argumentere for at et oljeutslipp vil påføre en fiskestamme varige skader, da tapet ved et oljeutslipp kun vil dempe bestandsveksten midlertidig. På sikt vil man igjen kunne observere at torskestammen, i vårt tilfelle, vil finne tilbake til "normal-nivået" igjen.

Totalvurderingen blir at naturlige fluktuasjoner er langt mer avgjørende med henhold til beregningene av fangstkvote, enn hensynet til et utilsiktet oljeutslipp.

6. Økonomisk analyse av petroleumsvirksomheten

I tråd med konsekvensutredningen er det også foretatt en økonomisk analyse utarbeidet av OLF i samarbeid med Oljedirektoratet. Analysen baserer seg på de samme scenariebeskrivelsene, og vil dermed også være representative for hele det geografiske utredningsområdet. Det er tatt hensyn til oppdagede og uoppdagede ressurser, men med større vektlegging på å utrede oljefelt, enn gassfelt. Dette fordi oljefelt representerer den største miljømessige utfordringen.

Mange av verdiene på kostnads og inntektssiden er hentet fra Oljedirektoratet, da de i lang tid har samlet inn data fra eksisterende felt på norsk sokkel, samt estimerer for nye felt og felt under utbygging. For gassvirksomhet baseres mye ved hjelp av erfaringer med Snøhvit utbyggingen. I tillegg forventes det at gassen transporteres til land for produksjon av LNG, og at man kan samordne dette med Snøhvitfeltet for å redusere kostnadene.

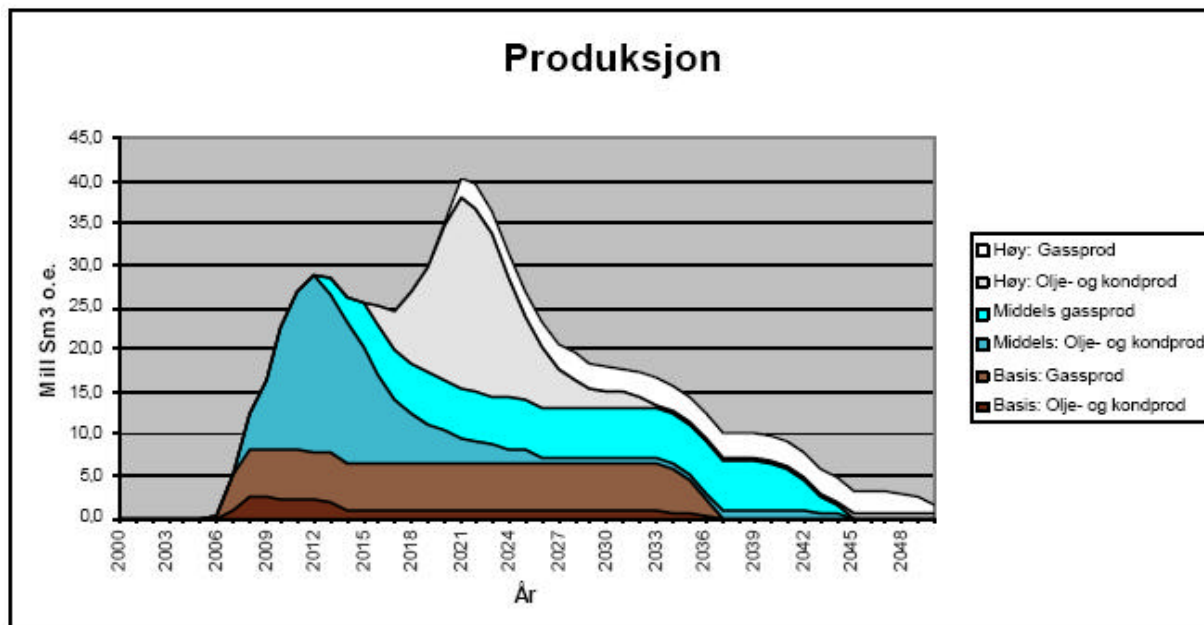
For selve leteaktiviteten uavhengig av scenario, bores 3 letebrønner hvert år i perioden 2005-2020. Kostnad per brønn er beregnet til 210 millioner kroner av Oljedirektoratet.

Ved beregning av inntekt for produksjonen legges til grunn prisforutsetningene fra Nasjonalbudsjettet for 2003. Dette gir oss priser på 135 kr per fat olje, 873 kr per Sm^3 kondensat og 0,74 kr per Sm^3 for gass. Prisforutsetningen for olje kan sies å være lavere enn hva man legger til grunn per dags dato. I revidert nasjonalbudsjett for 2005, er det lagt til grunn i den langsiktige oljeprisbanen en pris på 180 2005-kroner per fat, fra og med 2011. Oljepris betraktningene vil vi komme tilbake til senere, men i første omgang forholder vi oss til det datagrunnlaget som er lagt til grunn i rapporten fra OLF.

6.1 Ressursgrunnlag og produksjon

Totale ressurser for scenariene fordeler seg på 310 millioner Sm^3 olje og 420 millioner Sm^3 o.e. gass. Beregninger viser at bruttoverdien i milliarder kroner, vil for aktivitetsnivåene være: 130 (basis), 380 (middels) og 570 (høyt). Forskjellene reflekterer hvorvidt man velger å utvinne alt av tilgjengelige ressurser eller bare deler av dem.

Som i enhver produksjon av olje og gass vil man oppleve en syklus fra lav produksjon til et topp-nivå, for så en jevn nedtrapping til avvikling. For de ulike aktivitetsnivåene er det skissert følgende hendelsesforløp:



Figur 6.1 Produksjon av olje, kondensat og gass.

Kilde: OLF, 2003

Ved "basis-nivået" vil forventet produksjon ta seg raskt opp til et nivå på om lag 8 millioner Sm³ o.e i 2008. Produksjonen vil synke mot 2013, og stabilisere seg på 6,4 millioner Sm³ o.e i lang tid fremover. Ved "middels-nivået" vil man nå en topp i 2012 på 28,7 millioner Sm³ o.e, for deretter å synke jevnt mot 2026 hvor den stabiliseres. For "høy-nivået" forventes en topp omkring 2021. Samlet produksjon for alle vil da være omtrent 40 millioner Sm³ o.e.

Slik det fremgår av figuren ser man at produksjonen stikker seg lengre enn en tidshorisont fra 2005-2020, som er en av rammebetingelsene for utredningen av området. Dette viser at norsk oljeproduksjon med jevn innfasing av felt, kan nyte godt av petroleumsvirksomhet i lang tid fremover. Samlet var den totale produksjonen fra norsk kontinentalsokkel i 2004 259 Sm³ o.e. Man forventer at denne produksjonsraten vil falle kraftig de nærmere årene. Av den grunn vil utbyggingen i Lofoten-Barentshavet være en viktig bidragsyter til å opprettholde aktivitetsnivået på sokkelen.

6.2 Investeringer, driftskostnader og bruttoinntekter

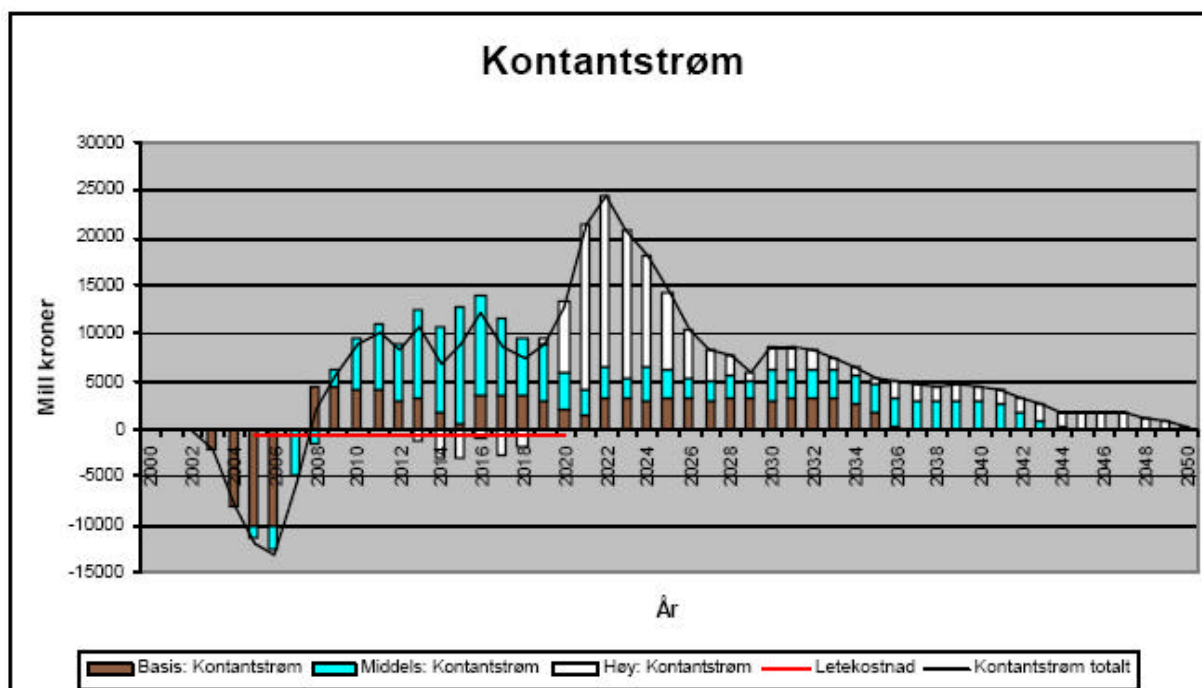
Samlede investeringer på norsk sokkel forventes å bli redusert betraktelig de kommende år.¹² Leverandørindustrien vil møte kraftige utfordringer som følge av denne reduksjonen, noe som kan forhindres ved realisering av produksjon i nordområdene. For "basisnivået" vil investeringsnivået rakst nå nærmere 10 milliarder kroner, med påfølgende tilleggsinvesteringer på gassfeltet i Troms I med topper på 2-3 milliarder kroner. For "middels-nivået" vil investeringene nå toppen i 2006 med omtrent 12 milliarder kroner. Deretter reduseres disse betraktelig, og vil ligge på rundt 7 milliarder kroner pr. år i perioden 2007-2014. "Høy-nivået" vil bidra til en utjevning av investeringene utover i tid. Fra 2016 til 2019 vil investeringene være beskjedne for de andre scenariene, mens det for dette nivået vil være betydelig. Allikevel vil Troms I bidra til de største investeringene, med toppen i 2006. Totalt vil investeringene for scenariene være henholdsvis 42, 106 og 152 milliarder kroner. Som et resultat av investeringene genereres også driftskostnader, som følge av etterspørsel av varer og tjenester fra underleverandørene. En stor del av kostnadene kan også tilskrives lønnsutgifter knyttet til sysselsettingen på kontinentalsokkelen og ved landanleggene. For "basis-nivået" stiger kostnadene med produksjonen til 2008, og ender omtrent på 2 milliarder kroner. Når oljefeltet i Troms I stenges, står gassfeltet i Troms I for alle kostnadene. Disse er estimert til om lag 1 til 1,3 milliarder kroner årlig. "Middels-nivået" vil øke kostnadene frem mot 2013 til omtrent 3,6 milliarder kroner. De blir liggende i på dette nivået frem til 2026-2027 ettersom oljefeltene i Nordland VI og Lopparyggen avsluttes. Avslutningen av gassfeltet i Troms I reduserer kostnadene markant fra 2,4 til 1,4 milliarder kroner. Ved "høy-nivået" må man påberegne en kostnadstopp i 2024 på ca 5 milliarder kroner. Dette nivået vil gradvis avta frem mot 2050.

Bruttoinntektene når toppen for "basis-nivået" i 2008 og 2009, med om lag 7 milliarder kroner. Nivået vil synke og nå et stabilt nivå på ca 5 milliarder kroner til gassfeltet i Troms I stenges.

"Middels-nivået" opplever toppnivå rundt 2012 på omtrent 24 milliarder. Når all oljeproduksjon er avsluttet i 2026 ligger nivået på 10 milliarder kroner frem til gassfeltet i Troms I avvikles. For "høy-nivået" er det største inntektene knyttet til årene 2019-2026. På det høyeste vil de være 33 milliarder kroner i 2021.

¹² Fra ca. 71 mrd i 2004 til ca. 52 mrd i 2010. Tall fra Nasjonalbudsjettet, 2006.

6.3 Kontantstrøm og lønnsomhetsberegninger



Figur 6.2: Netto kontantstrøm (millioner kroner, 2003)

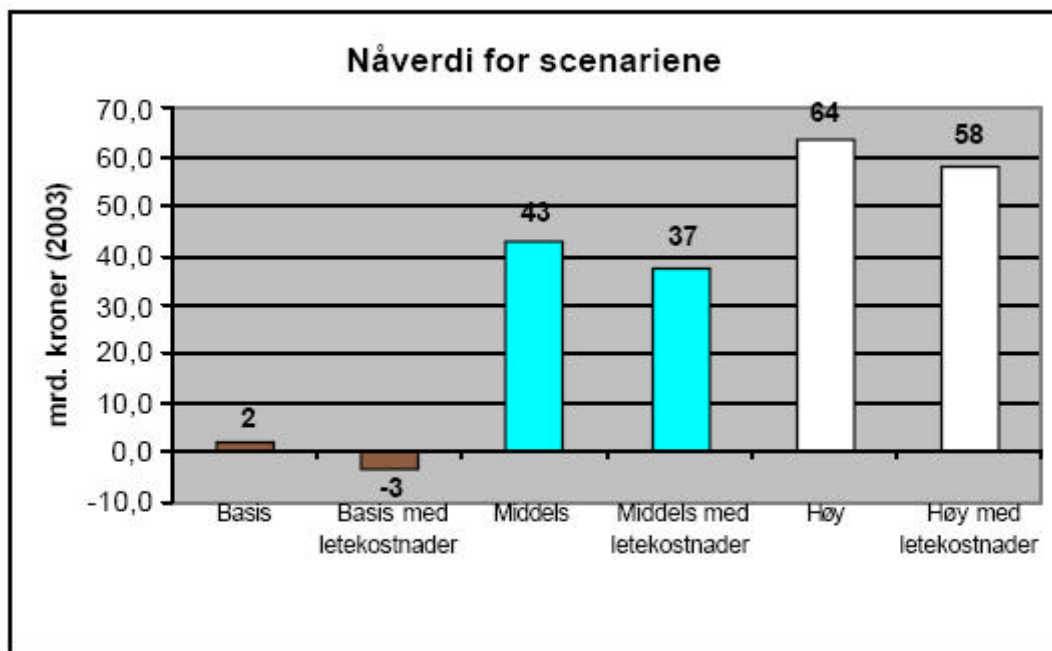
Kilde: OLF, 2004

Figur 6.2 viser netto kontantstrøm fra inntekter av salg for olje og gass, inkludert investeringer, letekostnader, drift og CO2 avgift. Som man kan forvente vil de store investeringsutleggene bidra til en negativ kontantstrøm de første årene. Etter hvert tar produksjonen seg opp, frem mot en topp i 2022, og man får positive tall. Netto kontantstrøm vil dermed avta i tråd med gradvis reduksjon i produksjonen, frem til avvikling i 2050.

For å beregne lønnsomheten av scenariene benyttes nåverdimetoden, som ble presentert tidligere i oppgaven. Nåverdien representerer den samlede risikojusterte verdiskapingen fra prosjektene utover normal kapitalavkastning. Avkastningskravet utledes gjennom kapitalverdimodellen, og er som følger:

$$r = r_f + \beta(r_m - r_f) = 4,6 + 0,6(4,5 - 4,6) = 7,3 \sim 7 \% \quad ^{13}$$

¹³ Risikofri rente for 10-årige statsobligasjoner var i 2006 4,6 %.



Figur 6.3: Nåverdi (mrd. Kroner, 2003)

Kilde: OLF, 2004

Figur 6.3 illustrerer forventede nåverdier for de forskjellige scenariene. Ved "basis-nivået" er nåverdien på 2 milliarder kroner uten letekostnader, og -3 milliarder kroner hvis man tar hensyn til letekostnader. Man kan da stille seg spørrende til hvorfor regjeringen innvilget utbyggingsplanene for Snøhvit feltet. Hovedgrunnen er at man forventer å selge LNG-produksjonen i markeder, hvor prisene høyere enn det som er legges til grunn i denne analysen. For "middels-nivået" regjerer det liten tvil om prosjektene lønnsomhet. Nåverdiene er beregnet til 43 og 37 milliarder, med og uten letekostnader. Et høyt aktivitetsnivå gir enda større lønnsomhet, og nåverdiene med og uten letekostnader er henholdsvis 64 og 58 milliarder kroner.

6.4 Oppsummering av analysen

Tallmessig kan vi se at gjennom det ressursgrunnlaget som ligger i bunn for denne analysen gir prosjektet vårt oss muligheten til å høste store gevinster i kroner og øre. Videre opprettholdes også investeringsnivået, slik at leverandørvirksomheten ikke vil lide nevneverdig de neste årene.

I lys av samfunnsøkonomisk lønnsomhet og alternativkostnad blir denne muligheten det vi ofrer, til fordel for miljøet. Videre utgjør ressursgrunnlaget bare en liten del av de totale resterende Sm^3 o.e på norsk sokkel. Dette vil vi også måtte ofre. Vi kommer tilbake til dette i neste kapittel.

7. Diskusjon

Det er noen områder i denne oppgaven som krever en dypere diskusjon, dette kapitlet vil forsøke å ta for seg disse. Oppgaven er som nevnt todelt, noe utformingen av dette avsnittet også forholder seg til. Nedenfor følger en kronologisk diskusjon av de viktigste variablene i oppgaven, som har betydning for beslutningsgrunnlaget til myndighetene. Dette gjelder risikoen knyttet til prosjektet fra et teknologisk ståsted, og det økonomiske aspektet. Til slutt vil den samfunnsøkonomiske lønnsomheten på bakgrunn av effektene relatert til Snøhvit utbyggingen (som representerer virkeligheten slik den ser ut på det nåværende tidspunkt) belyses nærmere.

7.1 Vurdering av risiko, teknologi og miljø

Gjennomgående for utredningsarbeidet gjort i forbindelse med Lofoten-Barentshavet er at man forholder seg til en konservativ tilnærming i datagrunnlaget. Med det menes at man innenfor vurderingene av teknologinivået, potensialet for miljøkonsekvenser og risikonivået knyttet til utbyggingen, konsekvent forholder seg til det verst tenkelige utfallet i ved et uhell. Bakgrunnen er at det alltid oppstår usikkerhet til beregningene av konsekvenser av fremtidig petroleumsvirksomhet, og det er vanskelig å oppnå en komplett kunnskap omkring alle de elementer i området som kan berøres av petroleumsvirksomheten. Man kan på mange måter sammenligne en slik konservativ tilnærming med det Lillestøl (1997) beskriver som subjektive sannsynligheter, ved at man legger mer vekt på deler i analysen for å fremskaffe et litt annet resultat. Spørsmålet er om det samlede beslutningsgrunnlaget vil lide vesentlig av en slik tilnærming?

De interessegrupper som støtter utbyggingen i nord vil nok hevde at en slik metode overdramatiserer potensialet for et uhell, av en eller annen form. På den annen side vil man ved en slik tilnærming ivareta føre-var prinsippet. Ved å utelate effekten av for eksempel oljevernberedskap og ny teknologi kan man med stor sikkerhet si at hvis et uhell skulle forekomme, kan det ikke bli større og mer ødeleggende enn hva de ulike rapportene tilsier. På mange måter vil dette tale til fordel for argumentasjonen i denne oppgaven. Det vil si at man i lys av samfunnsøkonomisk lønnsomhet, tar hensyn til de kunnskapshullene som eksisterer, og at de gis "en stor nok kroneverdi". På denne måten har man ikke neglisjert sannsynligheten for et uhell, til tross for at den er veldig lav. Samtidig opprettholder man det objektive

ansvaret, og viser at man på en seriøs måte vil fremme den beste forvaltningen av Lofoten-Barentshavet.

7.2 Vurdering av analyseresultatene i fiskeri- og oljenæringen

I dette avsnittet er formålet å få frem det økonomiske aspektet av analyseresultatene på et aggregert nivå. Vi har illustrert konsekvensene ved et oljeutslipp for torsk, da arten representerer den største verdien av tapt fangst og er mest utsatt for et eventuelt utslipp i nord. Av resultatene i analysen finner vi at et oljeutslipp ikke har nevneverdige økonomiske konsekvenser, sammenlignet med de naturlige variasjonene som forekommer.

Tapsanalysen har tatt større høyde for å illustrere konsekvensene for bestandsutviklingen ved oljeutslippet, fremfor de økonomiske verdiene som må påberegnes. Dette vil kommenteres nærmere i dette avsnittet. I tillegg må en også se de økonomiske verdiene for torsk i sammenheng med resten av fiskerinæringen.

Innenfor analysen av petroleumsvirksomheten har vi også tatt for oss et konkret utbyggingsprosjekt. Av den grunn har man også utelatt store deler av de olje- og gass forekomster som finnes på norsk sokkel. Dette vil også beskrives nærmere i dette avsnittet.

I tapsanalysen av torsk benyttet denne oppgaven førstehåndprisene for fisken, noe som ikke danner et egnet bilde i en økonomisk analyse. Torsk er en av de viktigste kommersielle fiskeartene i eksportsammenheng, og utgjør anslagsvis tjue prosent av de totale eksportinntektene for fiskerinæringen. For å se dette i sammenheng er det viktig å stille spørsmålet; hvor mye er dette sammenlignet med de forventede inntekter i petroleumsvirksomheten?

Den totale eksporten av fisk og fiskeprodukt, var i årene 2002, 2003 og 2004 på henholdsvis 28,7-, 26,4- og 28,3 milliarder kroner. Av dette utgjør inntektene fra torsk kun en liten del. Tar vi hensyn til de store kommersielle fiskeartene (torsk, norsk vårgytende sild, hyse og lodde) tilsvarer disse omtrent halvparten av den årlige fangstverdien. Man kan ikke uten videre overføre tapsanalysen for torsk, påvist tidligere i oppgaven, til å gjelde alle fiskeslag. Årsaken for dette er at alle fiskearter har hver sine unike utviklings- og atferdsmønstre. Silda har Norskekysten som gyteområde, vokser opp og beiter i Barentshavet, og overvintrer i områder rundt 72°N. Hysa derimot gyter på dypt vann langs kysten av Nord-Norge og ved

viktige felt utenfor Møre og Romsdal, og vokser opp langs kysten og i Barentshavet¹⁴. Variasjonene i fiskeartenes utviklings- og atferdsmønster viser at alle bestander ikke er like truet av et oljeutslipp som torsken. Allikevel kan tapsanalysen av torsken gi oss en liten indikasjon på det økonomiske tapet som kan forventes med hensyn til reduserte eksportinntekter. Vi vet at et oljeutslipp vil ramme rekrutteringen av flere fiskeslag, og at tapet vil være av ulikt omfang for de enkelte artene. Siden torsken er mest utsatt vil andre berørte fiskearter erfare en lavere tapsprosent. Dette gir oss dermed en lavere gjennomsnittlig tapsprosent for alle fiskeslag. Samtidig forholder vi oss til et større kvantum av fisk, og på grunn av dette må man ta høyde for en tilsvarende reduksjon i eksportinntektene. Tapet vil forløpe som i analysen av torsk. Man må påberegne tap av inntekter ved et oljeutslipp, men fordelt over flere år. Det vil si at en relativt stor del av de milliardene eksportinntekter utgjør vil gå tapt (fordelt over flere år). Hvor mye er vanskelig å si men vi vet at det vil utgjøre mindre enn det prosentvise tapet for torsk, som i analysen var 21,7 %.

På norsk sokkel har Oljedirektoratet beregnet de kjente gjenværende ressursene av olje og gass til 9.000 mill Sm^3 o.e. I tillegg finnes også uoppdagede ressurser¹⁵. Av dette regner man med at mye av ressursene befinner seg i Lofoten-Barentshavet. De foreløpige beregningene anslår at omtrent 990 millioner Sm^3 o.e befinner seg i dette området. Med en oljepris på 2003-nivå (ca 130 kr pr fat), har disse forekomstene en verdi på opp mot 1.000 milliarder kroner.

Sett ut i fra et aggregert perspektiv, og med grove tall for sammenligning, viser petroleumsvirksomheten seg som langt mer inntektsbringende enn fiskerinæringen. Den totale eksportverdien av fisk for 2003 utgjør ikke mer enn to tredjedeler av nåverdigrunnet ved et ”middels aktivitetsnivå”, som nevnt tidligere i oppgaven. Sammenlignet med de uoppdagede ressursene for det samme området, er de veldig små.

¹⁴ Informasjon hentet fra Havets ressurser og miljø, Havforskningsinstituttet, 2006

¹⁵ Oljedirektoratet knytter stor usikkerhet til det totale anslaget av uoppdagede ressurser på norsk sokkel, og spennvidden ligger mellom 10,5 og 14,5 milliarder Sm^3 o.e.

7.3 Vurdering av variasjoner i råoljeprisene

Råolje har historisk sett vært en svært volatil handelsvare med tanke på pris. Av den grunn har det også vært knyttet stor usikkerhet til fastsettelse av den oljeprisen som skal benyttes i denne investeringsanalysen. Prisforutsetningene som ligger til grunn i denne analysen regnes som konservative anslag, og avviker mye med henhold til den oljeprisen vi har i markedet på det nåværende tidspunkt. Mye av bakgrunnen for prisøkningen skyldes en samlet etterspørselsøkning i verden fra 2003 til 2004 på 3,5 %, samt en forventet økning på 2,2 % i 2005¹⁶. Den sterke veksten i etterspørselen har ført til at OPECs ledige produksjonskapasitet er redusert betraktelig. Selv om den ledige produksjonskapasiteten har økt noe den senere tiden, holder oljeprisen seg fremdeles høy. Dette gjenspeiles på International Petroleum Exchange i London hvor det omsettes oljekontrakter (Brent Blend) for levering i juni 2006 på 69,86 USD. Dette tilsvarer en råoljepris i 2003-priser på 68,46 USD (479,22 NOK)¹⁷, som er nærmere 368 % høyere enn hva som ligger til grunn i denne analysen. Hva er da et fornuftig estimat for fremtidige oljepriser? Dette må sees i sammenheng med det total forventet tilbud av olje og OPECs posisjon som markedsleder. Med stigende oljepriser og økt forventet lønnsomhet vil vi også få en økende interesse for utbygging av nye og eksisterende oljefelt (Ringlund m.fl., 2004). Dette vil på mellom lang sikt føre med seg en økt produksjon å dempe presset på oljeprisen. Men siden OPEC landene besitter ca 30-40 % av verdens totale oljereserver¹⁸, må man ta hensyn til hvilket prismål som fastsettes av organisasjonen. Etter hvert som oljereservene utenfor OPEC avtar vil OPEC i enda større grad optimalisere produksjonen, fordi markedsposisjonen gradvis øker. Estimaten viser at oljeprisen da kan justeres opp mot 45 USD (Aune mfl., 2005). Dette forutsetter selvsagt at OPEC-landene opprettholder disiplin og ikke øker produksjonen ut over de rammebetingelser som gjelder. Til slutt må man også bemerke at oljeprisen også påvirkes i stor grad av politiske uroligheter, på grunn av frykten for et tilbudsunderskudd, og de metrologiske situasjonene i ulike deler av verden. Det vil si at ustabiliteten i Midtøsten og uværet i Mexico-gulven har dannet mye av grunnlaget for den høye oljeprisen man har vært vitne til den senere tid.

I Revidert Nasjonalbudsjett for 2005 har man lagt til grunn en langsiktig oljeprisbane, hvor prisen er satt til 180 2005-kroner pr. fat, fra og med 2011. En kan stille spørsmål hvorvidt

¹⁶ Beregninger fra Det Internasjonale Energibyrådet (IEA), 2005

¹⁷ Valutakurs: 1 USD = 7,00 NOK

¹⁸ Oversikt over gjenværende oljereserver fordelt på land, vedlegg 7A

dette også medfører riktighet. Tabell 6.2 viser estimerte nominelle bruttoinntekter av det totale ressursgrunnlaget (olje) i denne analysen, ved ulike råoljepriser pr. fat.

310 millioner Sm³ olje utgjør omtrent 1,95 milliarder fat olje.

Bruttoinntekter (mrd. kroner)		
Pris pr. fat	Inntekter	Forutsetninger
130 (18,5 USD)	253	Økonomisk analyse: OLF, 2003
180 (25,7 USD)	351	Revidert Nasjonalbudsjett 2005
315 (45 USD)	614	OPEC: lang sikt – optimalisering
479 (68,4 USD)	934	Fremtidig oljekontrakt, juni 2006 (IPE)

Tabell 6.2 Bruttoinntekter for 310 millioner Sm³ o.e, for ulike oljepriser

Kilde: Revidert Nasjonalbudsjett (2005), SSB (2006), IPE (2006)

Som det fremgår av tabellen varierer estimatene mye avhengig av prisen, noe som også vil påvirke nåverdien av investeringen i stor grad. Det er vanskelig å anslå hvilken pris man skal basere investeringsanalysen på, men ut i fra opplysningene gitt ovenfor, kan man si at 130 kr pr. fat er et relativt konservativt anslag. Man bør nok ta høyde for en oljepris som går i retning av Aunes (2005) forslag med priser opp mot 45 USD (ca. 315 NOK) per fat.

7.4 Vurdering av avkastningskravet

I forbindelse med et prosjekt er det viktig å fastsette et avkastningskrav som representerer den risikoen forbundet med prosjektet. Den totale risikoen deles opp i diversifiserbar risiko (usystematisk) og systematisk risiko. Diversifiserbar risiko omhandler særegenheten til prosjektet eller bransjen, mens systematisk risiko knyttes til utviklingen i makroøkonomiske størrelser, som økonomisk vekst, rentenivå, utviklingen av oljeprisen og lignende faktorer. Den systematiske risikoen er ikke diversifiserbar, og investorer forventer dermed en høyere avkastning på kapitalen for risikoen de bærer. For oljeselskapene vil volatiliteten til oljeprisen være en avgjørende faktor, noe som ble vist tidligere i oppgaven. Men den kan også stabilisere seg over tid, som vi diskuterte tidligere.

Risikotillegget som legges på den risikofrie renten utledes, som nevnt, gjennom markedspremien og prosjektets betaverdi (samvariasjonen med markedsporteføljen). Risikotillegget i denne oppgaven er satt til 2,7 %, og fremkommer gjennom evalueringer i Norges Offisielle Utredninger (NOU). Hva er årsaken til dette? For det første må vi da forutsette at den markedsporteføljen vi bruker som referanse på best mulig måte må reflektere oljevirkosomhet. Av den grunn blir Oslo Børs, som har noteringer av alle de store oljerelaterte selskapene, det naturlige valget. Videre oppgir Johnsen (1999) at totalindeksen for Oslo Børs i gjennomsnitt har gitt 6,2 % meravkastning over de siste 32 årene. Samtidig argumenteres det også for at det fremtidige normalnivået vil ligge noe lavere. Dette har blant annet sammenheng med stadig bedre diversifisering blant investorer som tåler risikoen bedre, mindre variasjon i børsens likviditet og bedre kapitaliserte selskaper som reduserer markedsrisikoen, samt en skatterreform som reduserte skatt på aksjeinntekter i forhold til renteinntekter ved å ha pengene i en bank. Sammen danner disse faktorene grunnlaget for en fremtidig markedspremie ned mot 5 %, eller mulig noe lavere.

Med hensyn på prosjektets betaverdi ville det kunne være fornuftig å benytte seg av et gjennomsnitt til de store oljeselskapene på Oslo Børs. Snittet for Statoil (1,01) og Norsk Hydro (1,11) er 1,06, som indikerer nesten perfekt samvariasjon med markedsporteføljen. Fordelen med en betaverdi lik 1 er at prosjektet kan regnes på linje med et veldiversifisert fond, slik at man unngår de store svingningene og "overraskelsene" i prosjektets levetid.

Med en betaverdi på omtrent 1 ville risikotillegget vært nærmere 4,5 %. Årsaken til at man har benyttet betaverdien 0,6 er fordi vi ikke har mange store oljeselskaper i Norge, og at snittet av to selskaper alene er ikke godt nok. Av den grunn velger man å benytte seg av flere

selskaper internasjonalt. Salomon Smith Barney (1999) oppgir en egenkapitalbeta for disse selskapene på omtrent 0,6.

Det finnes flere ulemper ved å benytte seg av en ”internasjonal betaverdi”. Den største er kanskje selvmotsigelsen ved at man tar høyde for Oslo Børs’ markedsportefølje, men utelater den egenkapitalbetaen som samvarierer best med det norske markedet. I den politiske strategi kunne det også tenkes at en høyere betaverdi som gir høyere avkastningskrav, ville gi riktigere signaler til opposisjonen av prosjektet. Med det menes at det stilles et høyere krav til lønnsomheten, og at man bygger ikke ut for enhver pris. På den måten rettferdiggjøres eventuelle beslutningene om utbygging på en bedre og mer forsvarlig måte.

7.5 Vurdering av ringvirkninger – Snøhvit utbyggingen

Med Snøhvit utbyggingen kom troen på at det var mulig å drive olje- og gassvirksomhet i Nord-Norge. I tråd med den teknologiske utviklingen og solid ekspertise har tiden nå kommet for å hente ressursene man i lengre tid har visst eksisterte. Foreløpig er Snøhvit det eneste prosjektet godkjent for utbygging og drift. Mange betegner denne tiden som Norges andre oljealder.

Nøkkeltallene for Snøhvit er som følger:

Snøhvit 2001 – 2035		
Omsetning	200-300	milliarder kroner
Investeringer	58,3	milliarder kroner
Årlig driftskostnader	750	millioner kroner
Produksjon fra år 2007 – 2035	159	milliarder Sm^3 gass
Årlig verdiskapning	7,8	milliarder kroner
Årlige overføring til Statens Pensjonsfond	4,7	milliarder kroner

Tabell 7.5.1 Nøkkeltall for Snøhvit.

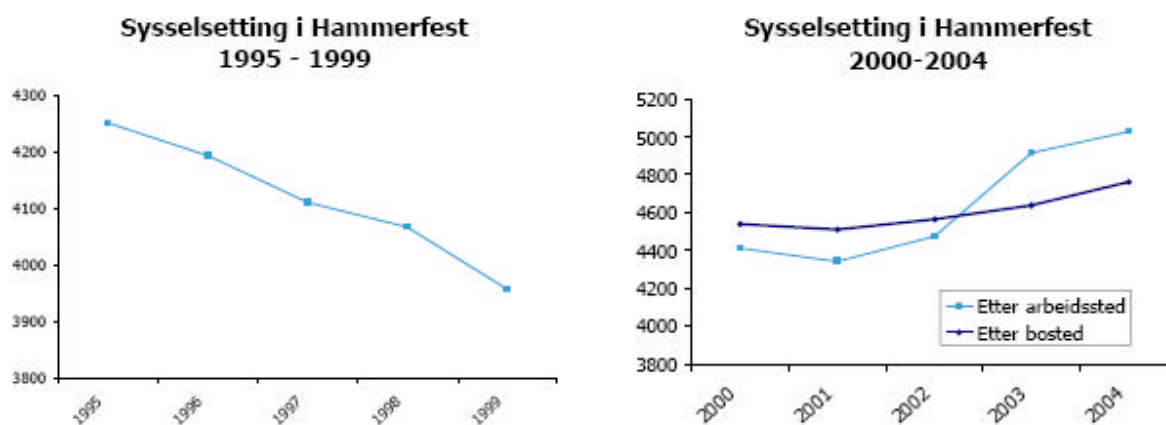
Kilde: Statoil/Barlindhaug/NHO

I dette avsnittet skal vi ikke beregne lønnsomheten i kroner og øre, da Snøhvit utgjør hovedtyngden i scenariet ”basis”. Det er viktigere å presentere hvilken innvirkning prosjektet har for de nordligste lokalsamfunnene, mer spesifikt Hammerfest kommune.

Den mest synlige og største problemstillingen knyttet til norsk distriktpolitikk er fraflyttingen. Et mer attraktivt arbeidsmarked og flere valgmuligheter i de sørlige delene av landet har bidratt til at en stadig større andel av den yngre befolkningen velger å flytte til større byer. Denne utviklingen har også vært parallell med reduksjonen i tilgjengelige

arbeidsplasser i de nordlige fylkene. I driftsfasen til Snøhvit vil etterspørselen etter varer og tjenester fra underleverandører utgjøre omtrent 550 millioner i året. Den innenlandske verdiskapingen anslås til nærmere 250 millioner, og av disse vil anslagsvis 80 millioner kroner være verdiskapingen til underleverandører i Finnmark. Videre anslås det at nærmere 230 årsverk vil være direkte knyttet anlegget (Barlindhaug 2005). Den totale sysselsettingseffekten i næringslivet for fylket vil utgjøre 460 årsverk. I tillegg kommer økt sysselsetting i offentlig sektor, som følge av økte kommunale og statlige skatteinntekter.

Til tross for at dette er estimater for prosjektet har man allerede synlige effekten av utbyggingen. Figur 7.5.2 viser den klare negative trenden i sysselsettingen for Hammerfest i perioden 1995 – 1999. Fra år 2000 – 2004 har trenden reversert seg.



Figur 7.5.2 Registerbasert sysselsettingsstatistikk, ekskl. primærnæringer
Kilde: SSB, 2004

Statistisk sentralbyrå har flere ulike figurer som viser at Hammerfest og fylket generelt nyter godt av petroleumsvirksomheten som nå etableres. I løpet av den korte tiden har over 50 bedrifter etablert seg, boligbyggingen er på stigende kurs, barnefødsler øker og fraflyttingen har snudd.

I tillegg til de positive signalene overfor vil også de økte statlige inntekter fra Snøhvit bidra med et velferdsløft for lokalsamfunnene. Offentlig velferd vil i 2025 ha dratt nytte av 3,6 milliarder kroner. Til sammenligning vil det si at økte inntekter i form av eiendomsskatt alene utgjør 20 % av de totale inntekter for 2004-nivået, for Hammerfest kommune.

Det er liten tvil om at petroleumsvirksomheten i Lofoten og Barentshavet er svært gunstig for den økonomiske og velferdsmessige utviklingen i nord. Sett ut i fra distriktspolitisk perspektiv finnes det per dags dato ingen andre muligheter som ivaretar disse politiske

målsettingene bedre. Beskrivelsen ovenfor illustrerer i stor grad de nærliggende områdene til Snøhvitfeltet. Dette utgjør kun en fjerdedel av det investeringsnivået man kan forvente, i forhold til ”høyt aktivitetsnivå” jf. scenariebeskrivelsene tidligere i oppgaven.

8. Avsluttende kommentarer og konklusjon

I denne oppgaven har man forsøkt å belyse noen av de viktigste punktene knyttet til utbyggingen av petroleumsvirksomheten i Nord-Norge. I et prosjekt av et slikt omfang er det viktig å gjøre rede for alle elementer som vil berøres. Innenfor rammen av denne oppgaven har man sett nærmere på de konsekvenser som kan komme som følge av et utilsiktet oljeutslipp, sannsynligheten for at dette vil inntreffe, og hvordan det vil påvirke fiskerinæringen. Videre har oppgaven også dannet et bilde av de forventede inntektene knyttet til tre utbyggingsscenarier av ulik størrelse, og noen parametre som avgjør inntektens størrelse.

En samlet vurdering for de ulike faktorene i oppgaven skal danne grunnlaget for om denne utbyggingen kan ansees for å være samfunnsøkonomisk lønnsom, og hvorvidt man bør påta seg den risikoen knyttet til prosjektet. I denne oppgaven kommer det tydelig frem at man bør bygge ut i nord. Resultatene i analysen for fiskerinæringen viser at tapene her ikke vil være av vesentlig stor karakter. I tillegg viser oppgaven også at sannsynligheten for at oljeutslipp vil inntreffe er veldig lav. Av den grunn er det liten grunn til å avstå fra det enorme inntjeningspotensialet som finnes ved å tilrettelegge for petroleumsvirksomhet i Lofoten og Barentshavet. Man må huske på at i et hvert prosjekt vil man alltid ha en viss grad av risiko. I dette tilfellet er risikoen svært liten sammenlignet med den forventede inntjeningen man har. I lys av tanken om å sikre stabil økonomisk vekst for Norge som helhet er det liten tvil om hva som er et fornuftig valg.

Hvis man i tillegg tar avbøtende tiltak på alvor er muligheten for at vi i fremtiden kan ha sameksistens mellom næringene, og at petroleumsvirksomheten ikke vil gå på bekostning av andre næringer.

9. Litteraturliste

9.1 Bøker

Hanisch, T.J., Søylen, E., Ecklund, G.J., "Norsk økonomisk politikk i det 20. århundre", Høyskoleforlaget, 1999

Hoff, K.J., "Grunnleggende bedriftsøkonomisk analyse", 4. utgave, Universitetsforlaget, 2002

Lillestøl, J., "Sannsynlighetsregning og statistikk med anvendelser", 5. utgave, Cappelen akademisk forlag, 1997

Bøhren, Ø., Gjørum, P.I., "Prosjektanalyse", Skarvet forlag, 1999

Soffer, L., Soffer, R., "Financial statement analyses – a valuation approach", Prentice Hall, 2003

9.2 Artikler

Oljeindustriens landsforbund, "Metode for Miljørettet Risiko Analyse (MIRA), januar 2001.

Statens Forvaltningstjeneste, Nytte-kostnadsanalyser, "Prinsipper for lønnsomhetsvurderinger i offentlig sektor", NOU 1997:27

Statens Forvaltningstjeneste, Nytte-kostnadsanalyser, "Veiledning i bruk av lønnsomhetsvurderinger i offentlig sektor", NOU 1998:16

Statens Forvaltningstjeneste, "Skattlegging av Petroleumsvirksomhet", NOU 2000:18

Blom-Jensen, B., Dervo, H.J., "Sannsynlighet for hendelser med store oljeutslipp", Rapport nr. 27.730.001/R1, Scandpower, 2003

Rudberg, A., "Oljedriftsmodellering i Lofoten og Barentshavet", Rapport nr. 2003-0385, Det Norske Veritas, 2003

Ringlund, G.B., K.E. Rosendahl og T. Skjerpen., "Does oilrig activity react to oil price changes? An empirical investigation", Discussion Paper No. 372, Statistisk sentralbyrå, 2004

Aune, F.R., S. Glomsrød, L. Lindholt og K.E. Rosendahl., "The oil market towards 2030 - can OPEC combine high oil price with high market share?", Discussion Papers, Statistisk sentralbyrå, 2005

Hannesson, R., "Arbeidsnotat", Fiskeriøkonomi, NHH, 2005

Singsaas, I., Ramstad, S., Johansen, Ø., "Temastudie 7d – Oljevern", Rapport nr. STF66 F03030, Sintef, 2003

Norges offisielle statistikk, "Fiskeristatistikk 2004", Statistisk sentralbyrå, 2006

Oljeindustriens landsforbund, "Delutredning 9c - Økonomisk analyse", OLF, 2003

Johansen, Ø., Skognes, K., "Konsekvenser i vannsøylen – ULB 7c), Rapport nr. STF66 F03028, Sintef, 2003

Fakta 2005-Norsk petroleumsvirksomhet, Olje- og Energidepartementet, 2006

Næringslivets Hovedorganisasjon, "Snøhvit og andre eventyr – ringvirkninger av olje og gassaktiviteter i nord", NHO, 2006

Econ, "2025 – Ringer i vannet", Econ, 2006

Finans- og tolldepartementet, "Petroleumsvirksomhetens plass i det norske samfunn", St. meld. nr. 25, 1973-1974

Det kongelige finansdepartement, "Revidert nasjonalbudsjett 2005", St.meld. nr. 2 (2004-2005)

Iversen, S., Fossum.P., Gjørseter, H., Skogen, M. og Toresen, R. 2006
Havets ressurser og miljø 2006. Fisken og havet, særnr. 1-2006

Statistical review of world energy, BP, June 2005

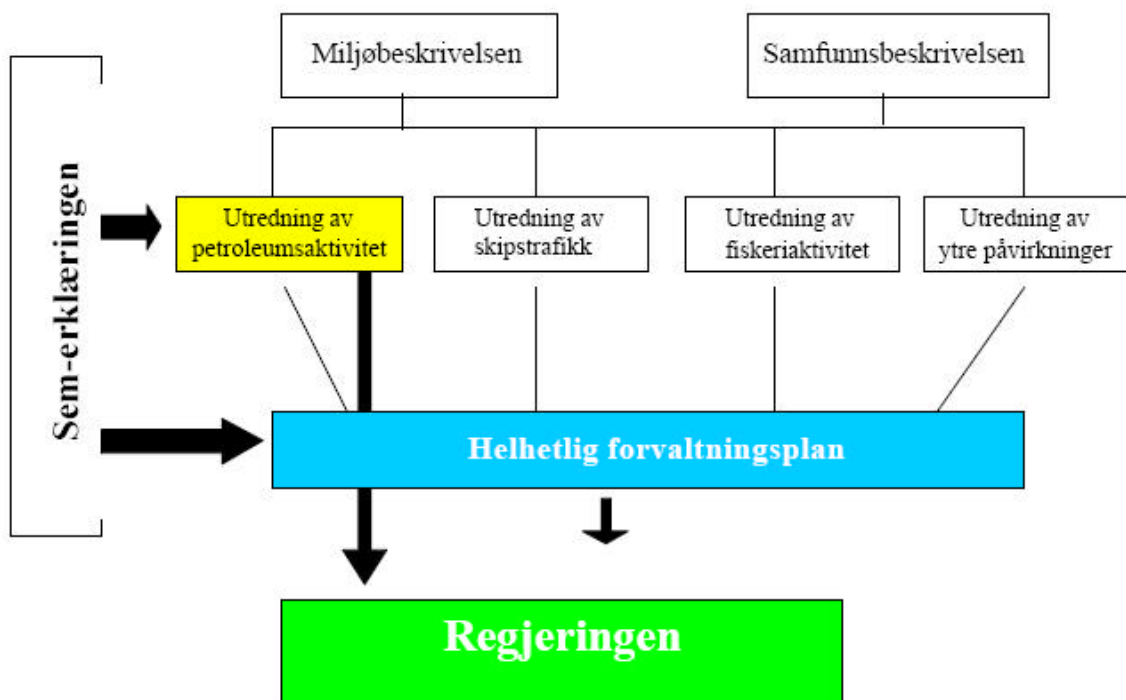
Ord og begrepsforklaring

I oppgaven er det brukt en del forkortelser og begreper som det kan være hensiktsmessig å liste opp, for enkelhetens skyld.

DNV	Det Norske Veritas
FPSO	Floating Production, Storage and Offloading
ICES	International Council for the Exploration of the Sea
NOU	Norges offentlige utredninger
OED	Olje- og energidepartementet
OLF	Oljeindustriens Landsforbund
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
Reinjeksjon:	Borevæske føres tilbake til reservoaret, og skylles ikke direkte ut i sjøen, eller transporteres bort.
Råolje	Olje som produseres fra et reservoar, etter at assosiert gass er fjernet ved separasjon. (Kilde: Statoil)
SFT	Statens Forurensingstilsyn
Sm³ o.e	Standard kubikkmeter oljeekvivalenter - Omregning fra volumenhet til oljeekvivalenter for olje- og gassmengder brukes når man skal summere eller sammenlikne olje- og gassressurser, og når det ikke er nødvendig med eksakte mengdeangivelser.
TAC	Avtalt total fiskekvote
ULB	Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten-Barensthavet

Vedlegg 2A

Illustrasjon av Sem-erklæringens fokusområder som skulle undersøkes i forbindelse med en helhetlig forvaltningsplan for nordområdene.



Kilde: Høringsuttaalelsene til forslag til utredningsprogram, januar 2003.

Vedlegg 4A

Avbøtende tiltak

- **Utbyggingsløsning:** I områder med et omfattende fiske med konvensjonelle redskaper som garn og line kan arealbeslag som følge av sikkerhetssoner omkring installasjoner gi operasjonelle ulemper og i noen tilfeller fangsttap. Undervannsutbygging med rørtransport til lands medfører at fisket kan foregå uhindret i driftsfasen for feltet.
- **Store sesongfiskerier:** I områder med omfattende fiske/store sesongfiskerier kan ulemper reduseres, dersom en unngår letevirksomhet, installeringsarbeider og inspeksjonsoppgaver mens disse fiskeriene pågår.
- **Rørledninger:** De operasjonelle ulempene for trålerne reduseres dersom en unngår store ankermerker, store steinfyllinger eller frie spenn under rørleggingen.
- **Plassering av installasjoner:** Ved feltutbygging i et område der det drives trålfiske i området kan arealbeslag i noen tilfeller reduseres dersom det tas hensyn til fisket i området ved plassering av installasjoner. Ved utbygging med FPSO med lastebøye gjelder dette både enhetenes plassering i forhold til hverandre og av standen mellom dem.
- **Faste seilingsleder:** Transportvirksomhet mellom felt og land vil i en produksjonsfase være langt større enn i en letefase. Fast(e) seilingsled(er) som er fastlagt i samarbeid med fiskerne kan bidra til å redusere de operasjonelle ulempene for fiskerne.
- **Informasjon ved utbygging:** Erfaringer fra andre deler av norsk sokkel viser at ulemper for fiskeflåten kan reduseres dersom det gis god informasjon både i forkant og parallelt med arbeider som skal utføres i områder der det drives fiske
- **Informasjon om uhellshendelser:** I tilfelle akutte utslipp er det viktig med et etablert opplegg for kommunikasjon og informasjon. Dette gjelder bl.a. for informasjon om forurensingstilstand, tiltak etc. (form, varighet, omfang etc.). Dette kan være særlig viktig for politisk motiverte tiltak.
- **Beredskap mot uthellshendelser:** Strategier, planer og rutiner for fiskerienes håndtering av større uhellslutslipp bør utarbeides, slik at virkningen kan holdes på et minimumsnivå og eventuelle rennomé-effekter kan unngås.
- **Styrkning av oljevernberedskap:** I tilfelle akutte utslipp er det viktig med et etablert opplegg for hvordan håndtere ulike situasjoner. Dette gjelder bl.a. benyttelse av flyplasser som kan ta imot og transportere oljevernutstyr om nødvendig, fungerende veinett for frakt av utstyr til aksjonsområdet, mottak av oppsamlet olje og avfallshåndtering etc.
- **Styrket miljøovervåkning:** Områder som forurenses av olje bør overvåkes i et omfang og av varighet som står i forhold til belastningen.

Kilde: Sintef, 2003

Vedlegg 5A

Mulige virkninger av akutt oljeforurensning som relative anslag på grunnlag av OEDs scenarier og tilsvarende beregninger av oljens drift og spredning.

Basis aktivitetsnivå	Middels aktivitetsnivå	Høyt aktivitetsnivå	Sesongfiske	Kystfiske	Øvrig fiske	Samlet
Troms I (Goliat)	→	→	Moderate	Moderate	Små	Moderate
	Nordland VI	→	Store	Store	Moderate	Store
	Lopparyggen Øst	→	Små	Små	Små	Små
	Finnmark Øst	→	Moderate	Små	Moderate	Moderate
		Nordland VII	Store	Store	Moderate	Store
		Bjørnøya Vest	Små	Små	Små	Små

Kilde: DNV, 2003

Vedlegg 5B

Norsk-arktisk torsk. Anbefalt og avtalt kvote sammenlignet med faktiske fangster (tusen tonn).

Ar	Råd fra ICES	Anbefalt TAC	Avtalt TAC	Fangst
1995	Ingen gevinst ved å øke F	681	700	740
1996	Ingen gevinst ved å øke F	746	700	732
1997	Godt under F_{med}	< 993	850	762
1998	$F < F_{med}$	514	654	593
1999	Reduser F til under F_{pa}	360	480	485
2000	Øk SSB til over B_{pa} i 2001	110	390	414
2001	Høy sannsynlighet for $SSB > B_{pa}$ i 2003	263	395	426
2002	Reduser F til under 0.25	181	395	535
2003	Reduser F til under F_{pa}	305	395	552
2004	Reduser F til under F_{pa}	398	486	579
2005	Anvend fangstregel, ta hensyn til kysttorsk og uer	485	485	
2006	Anvend fangstregel, ta hensyn til kysttorsk og uer	471	471	

Kilde: Havforskningsinstituttet, 2006

Vedlegg 7A

Tabellen viser hvor mange fat og forventet gjenværende år med produksjon man har i de ulike land og gruppene av land, hvis nåværende produksjonsnivå opprettholdes. R/P-raten endres dersom ressursgrunlaget i de ulike landene endres eller at produksjonsnivået endres.

Vi ser at OPEC innehar størsteparten av de gjenværende reservene, og dette er også årsak til en økt fremtidig markedsmakt og høyere oljepriser på sikt (jf. diskusjon tidligere i oppgaven).

Reserver og R/P-rate i utvalgte land og grupper av land		
Land	Reserver (mrd.fat)	R/P-rate
USA	31	11
Norge	10	8,5
Russland	69	22
Saudi Arabia	263	73
Non-OPEC	179	14
OPEC	882	80

Reserver og R/P-rater i utvalgte land og grupper av land

Kilde: Statistical review of world energy, BP 2005
