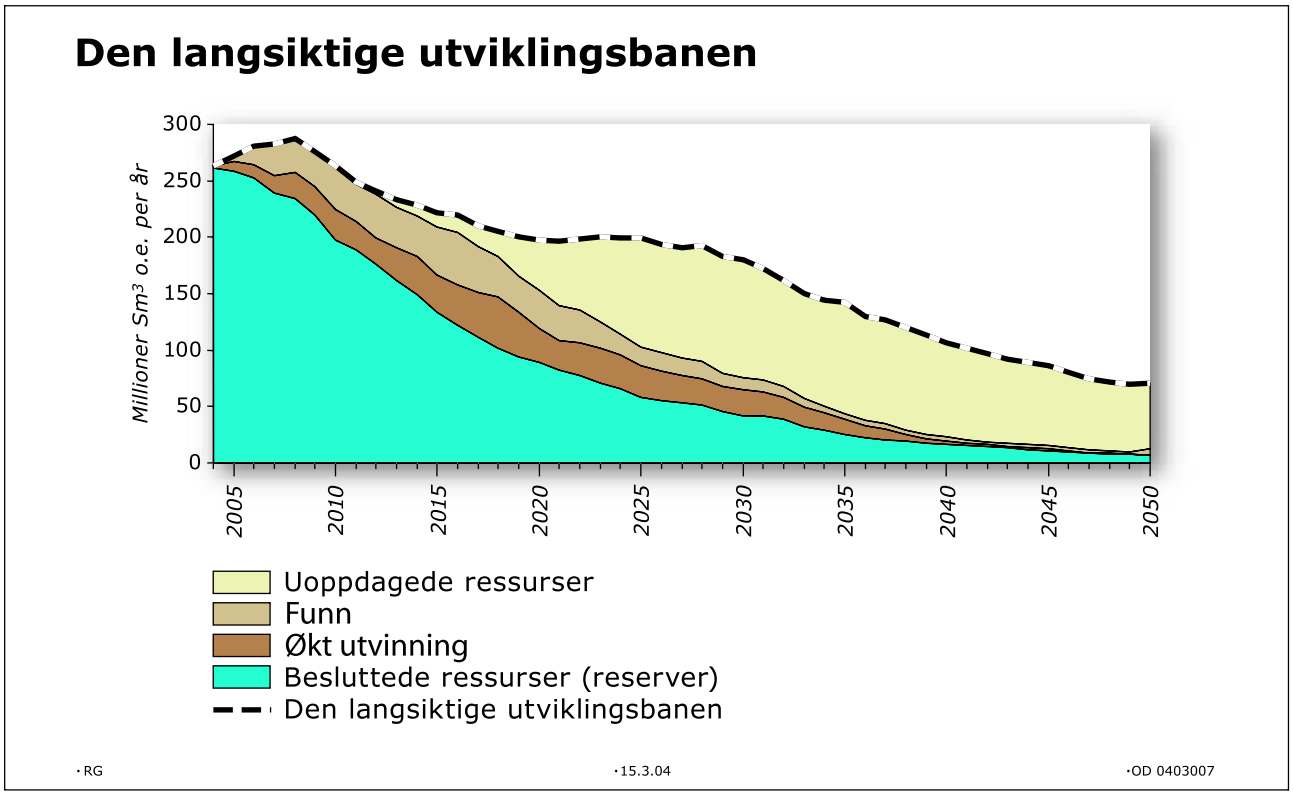
DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

St.meld. nr. 38

(2003–2004)

Om petroleumsvirksomheten



Figur 1.1 Den langsiktige utviklingsbanen

Kilde: Olje- og energidepartementet/Oljedirektoratet

Den fremtidige produksjonsutviklingen som ligger til grunn for den langsiktige utviklingsbanen er basert på forventninger om markedsutviklingen, informasjon fra operatørselskapene og Oljedirektoratets vurderinger. Den forventede produksjonsutviklingen forutsetter at myndighetene og industrien evner å treffe de nødvendige tiltak som skal til for å oppnå en lønnsom produksjon av ressursene på norsk sokkel.

Dersom en ikke når den langsiktige utviklingsbanen står store verdier i fare for å bli ødet. Mange arbeidsplasser vil forsvinne og verdifull kompetanse kan gå tapt. Samtidig er potensialet stort hvis vi lykkes.

Virkemidlene må tilpasses den endrede virkeligheten, og ikke noe enkelttiltak kan alene løse utfordringene. En bred pakke med tiltak er nødvendig. Pakken må inneholde tiltak innenfor arealforvaltning, aktørbildet, kostnadsreduksjoner, effektiv regulering og forskning og utvikling. Tiltakene må ha effekt både på kort og lang sikt. De må avhjelpe situasjonen for ulike deler av næringen; eksisterende og nye oljeselskaper, små og store leverandørbedrifter.

Næringen er gitt tilgang til nytt areal. Bl.a. er store områder i Barentshavet igjen gjort tilgjengelige for oljeindustrien. Strengere krav til tempoet i utforskningen er satt i tildelt areal. Interesse og investeringsvilje fra de store oljeselskapene er svært viktig for den videre utvikling av kontinentalsokkelen. Nye tildelinger av utvinningstillatelser vil først påvirke aktivitetsnivået om noen år. Det tar tid fra tildeling til eventuelle funn bygges ut.

Nye, mindre aktører vil være et viktig supplement til dagens aktører. Det arbeides derfor stadig mer aktivt for å markedsføre norsk kontinentalsokkel overfor nye kvalifiserte oljeselskaper som kan bidra til verdiskapingen.

Kostnadsnivået på norsk kontinentalsokkel er svært høyt. Dette bidrar til for lav leteaktivitet og for liten innsats for økt utvinning. Kostnadene må ned slik at mer aktivitet blir lønnsom. Partene i næringen har hovedansvaret for denne krevende oppgaven.

Myndighetene har et ansvar for at reguleringen av virksomheten er kostnadseffektiv. Når det gjelder myndighetsreguleringer er det viktig å opprettholde våre strenge krav til ytre miljø og helse, arbeidsmiljø og sikkerhet (HMS). Samtidig er det blitt enda viktigere å påse at de høye kravene blir oppfylt på en kostnadseffektiv måte, dvs. at vi får mest mulig igjen for de ressursene som settes inn i tiltak knyttet til HMS og ytre miljø.

Forskning og utvikling er helt nødvendig for å få ned kostnadene innenfor leting, utbygging og drift samt å få opp utvinningsgraden. Næringens viktighet i Norge og den store andelen av inntektene som tilfaller staten, gjør at vi må øke den offentlige innsatsen. Bevilgningene til petroleumsforskning er på et lavt nivå, men har hatt en jevn økning de siste årene. Det er viktig å videreføre denne satsingen.

Hovedutfordringene for å nå den langsiktige utviklingsbanen knytter seg til å:
- *øke utvinningen fra eksisterende felt*
- *øke leteaktiviteten*
- *redusere kostnadsnivået på norsk kontinentalsokkel*
- *videreutvikle kompetansen i den norske petroleumsklyngen*

samtidig som en høy standard for ytre miljø og HMS opprettholdes. Ved utarbeidelse av denne meldingen legger Olje- og energidepartementet til grunn at opprettholdelse og videreutvikling av et forsvarlig nivå for helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten er sentrale forutsetninger for fortsatt bærekraftig utvikling i petroleumsvirksomheten. Et forsvarlig sikkerhetsnivå er også en sentral forutsetning for petroleumsvirksomhet i miljøsårbare områder. Regjeringen vil derfor at petroleumssektroen fortsatt skal være en foregangsnæring på HMS-området.

Et sammendrag av Regjeringens tiltak for å møte utfordringer knyttet til å realisere den langsiktige utviklingsbanen gis i kapittel 1.2.

1.2 Regjeringens tiltak for å realisere den langsiktige utviklingsbanen

Dette kapitlet gir et overordnet sammendrag av Regjeringens tiltak for å realisere den langsiktige utviklingsbanen. Tiltakene gis en omfattende omtale i kapittel 3.

En fleksibel og effektiv letepolitikk

Det er av avgjørende betydning å påvise nye ressurser for å realisere Regjeringens mål om en langsiktig utviklingsbane for petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel. Etter hvert som kontinentalsokkelen modnes oppstår det nye utfordringer i forhold til lete- og tildelingspolitikken. Det er derfor viktig at denne politikken er fleksibel nok til at den til enhver tid er tilpasset de nye utfordringene. Samtidig er det også viktig at Regjeringen gjennom lete- og tildelingspolitikken gir industrien tilgang til de riktige arealene til rett tid.

Regjeringen vil derfor:
- Gjennomføre årlige konsesjonsrunder som omfatter alt modent areal på norsk kontinentalsokkel, samt arrangere konsesjonsrunder i umodne områder med et omfang og en hyppighet som ivaretar behovet for ressurstilvekst.
- Sikre rask og effektiv utforskning etter og utnyttelse av petroleumsressursene i tildelte områder gjennom arbeidsforpliktelser og arealavgiften.
- Informere nye, kompetente aktører om mulighetene på norsk sokkel.
- Sørge for at det høye ambisjonsnivået på miljøområdet opprettholdes samt sikre fortsatt god sameksistens med fiskerinæringen.
- Gjenåpne for helårig petroleumsaktivitet i Barentshavet Syd med unntak av de kystnære områdene og de særlig verdifulle områdene rundt Bjørnøya, Tromsøflaket, iskanten og polarfronten. I forbindelse med gjenåpningen av Barentshavet skal:
  - oljevernberedskapen og arbeidet for å redusere risikoen knyttet til eksport av petroleum med skip i området Lofoten-Barentshavet styrkes
  - det nedsettes et utvalg for å vurdere erstatningsordninger for fiskeri- og havbruksnæringen ved eventuelle store oljeutslipp fra norsk petroleumsvirksomhet i området Lofoten-Barentshavet
  - det igangsettes programmer for å fylle kunnskapshull knyttet til petroleumsvirksomhet i området Lofoten-Barentshavet
  - det arbeides for at petroleumsvirksomheten i området Lofoten-Barentshavet innrettes på en slik måte at den bidrar til en verdiskaping og sysselsetting i landbasert virksomhet i regionen

Sikre realisering av de store verdiene som ligger i modne felt

Modne felt på norsk kontinentalsokkel preges av fallende produksjon og fortsatt høye driftskostnader. Dette fører til at kostnadene per produsert enhet øker. Utviklingen i enhetskostnader vil være avgjørende for nedstengingstidspunktet for et felt. Det er store gjenværende ressurser i disse feltene. Det forventes at om lag halvparten av de uoppdagede ressursene på norsk sokkel befinner seg i modne områder. Infrastrukturen på modne felt har en begrenset levetid. Derfor haster det med å gjennomføre tiltak. Dersom ikke driftskostnadene på feltene reduseres, utvinningen økes og tilleggsres-

surser fases inn, vil store verdier forbli urealisert og arbeidsplasser gå tapt.

Regjeringen vil derfor:

- Arbeide for at nødvendige tiltak gjennomføres på modne felt for å skape merverdier gjennom mer effektiv drift og økt produksjon.
- Arbeide for at virksomheten ved basene tilpasses de endringer som skjer på feltene de betjener. Konsesjonskrav som er fastsatt må fortsatt respekteres, men det må åpnes opp for tilpasninger i arbeidsforhold og funksjoner ved den enkelte base eller driftsorganisasjon.
- Ferdigstille rammeavtalen mellom Norge og Storbritannia og arbeide for forenklede prosedyrer for utvikling av mindre petroleumsforekomster som strekker seg over sokkelgrensen mellom de to land.

Redusere det høye kostnadsnivået i petroleumsvirksomheten

Kostnadsnivået er sentralt for lønnsomheten til ressursbasen på norsk kontinentalsokkel. Det høye kostnadsnivået påvirker lete- og utbyggingsvirksomheten på en negativ måte. For å opprettholde norsk kontinentalsokkel som et attraktivt område for nye investeringer er det avgjørende å få kostnadsnivået under kontroll.

Regjeringen vil derfor:

- Støtte industriens bestrebelser for å få ned kostnadene på kontinentalsokkelen.
- Foreta en gjennomgang av reguleringen av petroleumsvirksomheten.

Mer effektiv bruk av infrastruktur

En moden kontinentalsokkel innebærer blant annet at eksisterende infrastruktur i økende grad har ledig kapasitet. Det er viktig at samfunnet gjør nytte av denne kapasiteten blant annet ved at eierne av infrastruktur åpner for tredjeparts bruk. Rimelige vilkår for tredjeparts bruk vil sikre at nye og etablerte aktører har insentiver til å lete etter mindre forekomster som kan prosesseres på eksisterende installasjoner. For å sikre ny aktivitet gjennom utvinning av små ressurser som ligger nær eksisterende infrastruktur er det viktig å finne gode transportløsninger og å sikre gode ordninger for tredjepartsadgang til infrastruktur.

Regjeringen vil derfor:

- Vurdere endringer i rammeverket for bruk av eksisterende innretninger offshore.
- Følge opp industriens arbeid med å sikre tilstrekkelig gasstransportkapasitet gjennom Gasscos årlige transportplan og følge opp studien som utføres for å utvikle gasstransportkapasitet fra Halten/Nordland.
- Arbeide for å opprettholde konkurransedyktigheten til norske anlegg for behandling og eksport av rikgass.

Økt satsing på forskning og ny teknologi

Forskning og utvikling er viktig for å redusere kostnader, øke utvinningen og sikre gode miljøløsninger. Foruten å bidra til økt lønnsom produksjon fra norsk kontinentalsokkel er forskning og teknologutvikling en forutsetning for å opprettholde en konkurransedyktig olje- og gassindustri i Norge.

Regjeringen vil derfor:

- Bidra til styrket forskningsinnsats gjennom programmet PETROMAKS i Norges Forskningsråd.
- Stimulere til økt samarbeid om teknologiutvikling på tvers av utvinningstillatelser på norsk kontinentalsokkel.
- For å styrke den statlige finansieringen av petroleumsforskningen forelår regjeringen å øke kapitalen i Fondet for forskning og nyskaping med en mrd. kroner fra 1. juli 2004. Den økte avkastningen skal nyttes til langsiktig, grunnleggende forskning rettet mot petroleumssektoren.

Styrke petroleumsklyngen

Den norske petroleumsklyngen er kjennetegnet av sterke kompetansemiljøer i både oljeselskaper, leverandørindustri, forskningsmiljøer, shipping samt i bank- og finansnæringen. For å sikre en langsiktig lønnsom utvikling av ressursene på norsk kontinentalsokkel, er det avgjørende at vi opprettholder et sterkt kompetansemiljø innenfor denne næringen i Norge. I denne sammenheng er det viktig at industrien opprettholder evnen til å rekruttere kompetent arbeidskraft. Dette krever at industrien til enhver tid har et positivt omdømme i det norske samfunn. Næringen må være internasjonalt konkurransedyktig. Dette vil legge grunnlaget for sysselsetting og verdiskaping på lang sikt, uavhengig av aktiviteten på norsk kontinentalsokkel.

Regjeringen vil derfor:

- Samarbeide med industrien og ulike kompetansemiljøer for å sikre langsiktig lønnsom utvikling av petroleumsressursene.
- Støtte norsk oljeindustris internasjonalisering, herunder videreutvikle Intsok og Petrad, samt arbeide for at industrien får likeverdige internasjonale markedsvilkår.

Justeringer i petroleumsskattesystemet

Oljenæringen har, i regi av KonKraft, utarbeidet rapporten «Forslag til skattemessige endringer for økt verdiskaping og aktivitet». De forslagene som framsettes i rapporten, er (a) lavere særskattesats for nye felt og (b) innføring av et volumfradrag for økt produksjon fra eksisterende felt. Regjeringen har vurdert oljeindustriens forslag, jf. omtale i Revidert nasjonalbudsjett 2004.

Regjeringen foreslår i Revidert nasjonalbudsjett 2004 noen justeringer i petroleumsskattesystemet. Justeringene vil gi større sikkerhet for nye aktører, bedre lønnsomheten av investeringer blant annet i haleproduksjon og i økt utvinning og forenkle omsetningen av andeler.

Forslagene går ut på at:

- friinntekten forseres til 7,5 pst. over 4 år
- staten vil utbetale skatteverdien av leteunderskudd i forbindelse med ligningen
- staten vil utbetale verdien etter skatt av underskudd ved opphør av virksomheten
- forenkling av skattemessige vilkår ved overdragelser av lisenser
- endringer i avskrivningsreglene for investeringer i felt med kortere levetid enn seks år
- det legges til rette for større fleksibilitet i avtaler mellom oljeselskap og leverandørindustrien (såkalte incentivkontrakter) ved at særkrav til deltakerbegrepet i petroleumsskatteloven tas bort

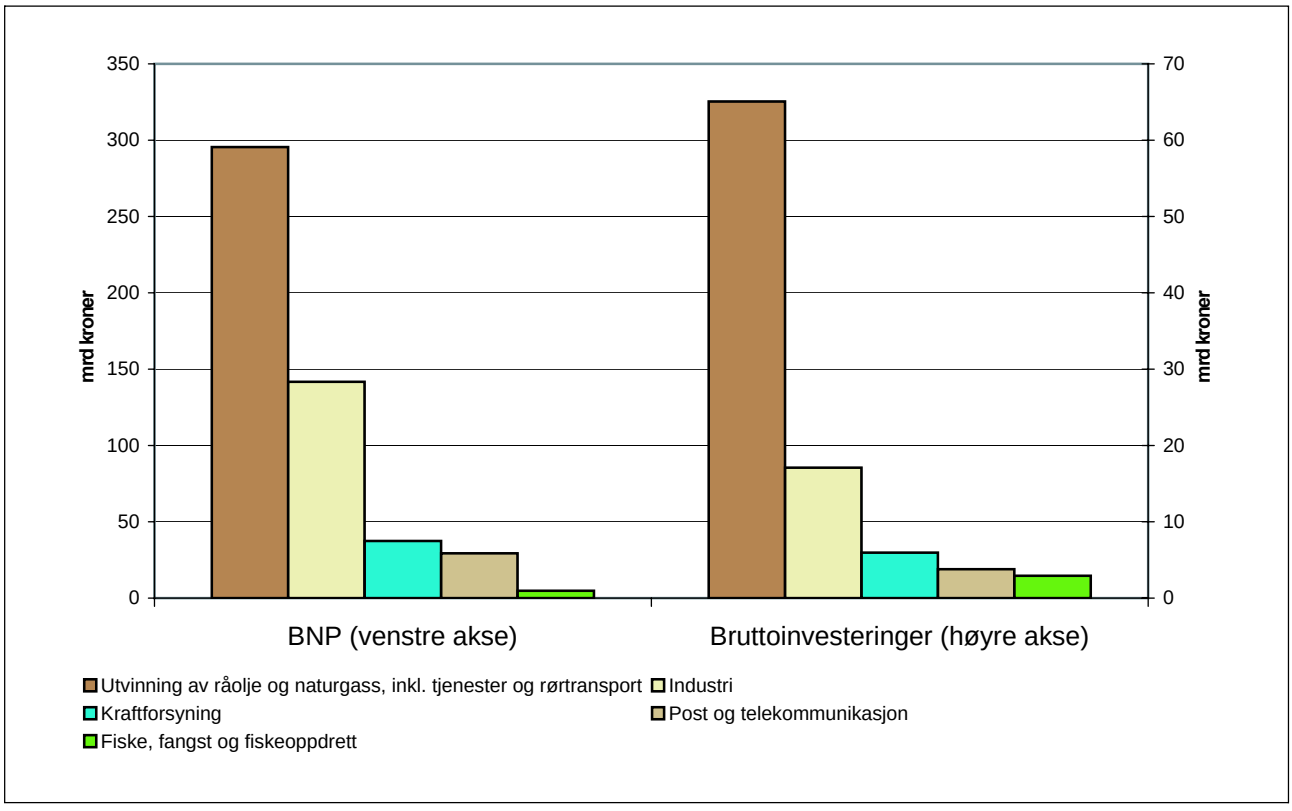
2 Status for norsk petroleumsvirksomhet

2.1 Petroleumsvirksomheten og norsk økonomi

Olje- og gassvirksomheten er Norges viktigste næring. Siden oppstarten av petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel er det investert enorme beløp i leting, feltutbygging, transportinfrastruktur og landanlegg. Sammen med utbyggingsaktiviteten har driften av feltene utgjort en viktig etterspørselskomponent rettet mot norsk fastlandsøkonomi. I 2003 var om lag 77 000 personer[1] direkte sysselsatt i petroleumsrettet virksomhet og ringvirkningene til andre næringer er betydelige. Næringen gir sterke impulser til innovasjon og teknologisk utvikling både i oljeselskapene, leverandørbedriftene og øvrig norsk næringsliv. Petroleumsvirksomheten har bidratt med i størrelsesorden 1 700 mrd. kroner i inntekter til staten målt i dagens pengeverdi og vil også i fremtiden være en viktig bidragsyter til det norske velferdssamfunnet. Betydningen for statsfinansene kan illustreres ved at petroleumsfondet ved utløpet av 2003 var på om lag 845 mrd. kroner.

I 2003 stod petroleumssektoren for 19 pst. av brutto nasjonalproduktet i Norge. Dette tilsvarer om lag 2 ganger den samlede verdiskapingen fra industrien, eller om lag 15 ganger den totale verdiskapingen i primærnæringene. Andelen av de totale realinvesteringene var om lag 25 pst. I figur 2.1 sammenlignes petroleumsvirksomhetens bidrag til BNP og investeringer med et utvalg andre næringer. Petroleumsvirksomheten sto i 2003 for om lag 46 pst. av norsk eksport, og eksportverdien fra sektoren var om lag 300 mrd. kroner. I disse tallene er kun aktivitetene knyttet til utvinning og rørtransport inkludert, i tillegg kom-

[1] Kilde: Aetat, Sysselsettingen i petroleumsrettet virksomhet august 2003



Figur 2.1 Bidrag til BNP og bruttoinvesteringer for et utvalg næringer i 2003

Kilde: Statistisk sentralbyrå

mer den aktiviteten petroleumsvirksomheten genererer i andre næringer som prosessindustrien, verkstedindustrien og tjenesteytende næringer.

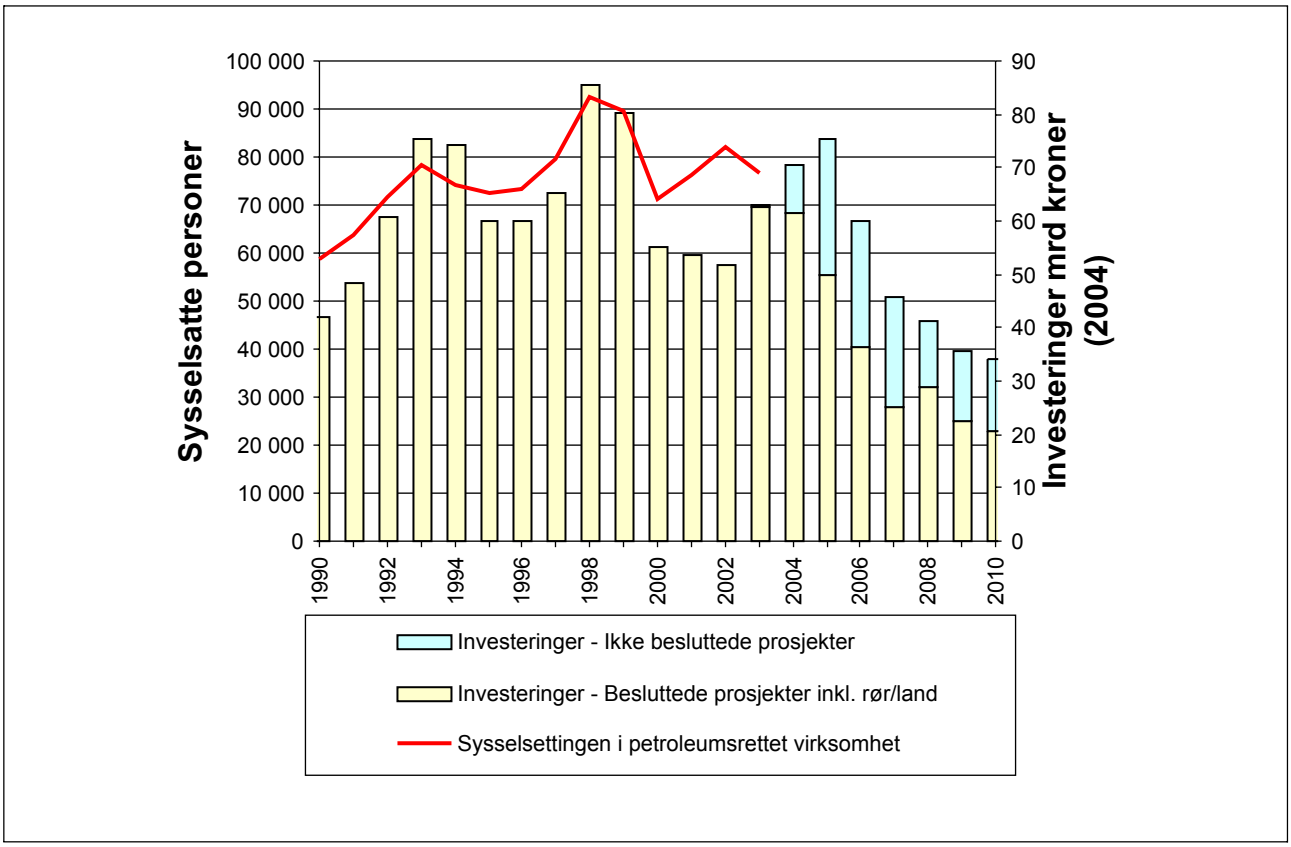
I 2003 var statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten om lag 175 mrd. kroner. Dette utgjør om lag 25 pst. av statens inntekter. Inntektsbeskatningen og netto kontantstrøm fra SDØE står for det aller meste av dette. Ingen andre næringer i landet er i nærheten av å generere statlige inntekter i denne størrelsesorden. Utviklingen i oljeprisen vil sammen med produksjonsutviklingen være de viktigste faktorene for de fremtidige statsinntektene fra næringen. For inneværende år anslås det at en reduksjon i oljeprisen på 10 kroner per fat vil redusere påløpte skatter og avgifter og netto kontantstrøm fra SDØE med om lag 12 mrd. kroner.

Petroleumsvirksomheten har vært en drivkraft i utviklingen av verkstedindustrien og tilknyttet tjenesteytende virksomhet. Ifølge en studie utført av BI eksisterer det omkring 1 200 offshoreleverandører i Norge.

Den norske petroleumsvirksomheten står ved et veiskille. Mens olje- og gassnæringen gjennom de siste tiårene har fått en stadig større innflytelse på norsk økonomi, kan en om få år se begynnelsen på en gradvis reduksjon i aktivitetsnivået i næringen. Et redusert aktivitetsnivå i petroleumssektoren vil ha betydelige ringvirkninger for andre næringer og konsekvenser for norsk økonomi på makronivå. Det er derfor viktig at fallet i aktivitetsnivå og omstillingskostnadene ikke blir større enn nødvendig.

Det fremtidige investeringsnivået og aktivitetene knyttet til drift av utbygde felt vil være avgjørende for utviklingen i sysselsettingen i petroleumssektoren. Et fall i investeringene vil gi en betydelig negativ etterspørselsimpuls rettet mot leverandørindustrien som også vil slå inn i sysselsettingen. I figur 2.2 vises historiske og anslåtte fremtidige investeringer på norsk kontinentalsokkel. I samme figur vises Aetats tall for den historiske utviklingen i sysselsettingen i næringen.

I inneværende år og i de aller nærmeste årene vil investeringene ligge høyt. Deretter forventes et fall ned mot om lag halvparten av dagens nivå. Det forventede fallet i investeringsnivået skyldes flere forhold. I dag finnes det for få og for små funn som venter på utbygging til å opprettholde investeringene på dagens nivå. Det er de siste årene ikke gjort nye store funn, og det foreligger dermed



Figur 2.2 Investeringer (eksklusive leting) og antall sysselsatte i petroleumsrelatert virksomhet

Kilde: Olje- og energidepartementet/Oljedirektoratet og Aetat

ingen større prosjekter som kan motvirke fallet i utbyggingsaktivitet etter at utbyggingen av Snøhvit og Ormen Lange er fullført. I tillegg bidrar teknologiutviklingen og mulighetene til å benytte eksisterende infrastruktur til mer kostnadseffektive utbyggingsløsninger. Dette er positivt for lønnsomheten, men bidrar samtidig til at investeringsnivået faller. I den grad ikke nye prosjekter blir besluttet vil fallet komme raskere og kraftigere.

De store regionale forskjellene i olje- og gassnæringens betydning for sysselsettingen innebærer at en nedtrapping av investerings- og utbyggingsaktivitetene raskt kan få betydelige konsekvenser i en rekke regioner og lokalsamfunn. Dette representerer en alvorlig utfordring.

Dersom en ikke når den langsiktige utviklingsbanen kan store verdier gå tapt, og konsekvensene for sysselsettingen i næringen kan bli mer dramatiske enn beskrevet ovenfor. Statistisk sentralbyrå har vurdert de økonomiske konsekvensene av den langsiktige utviklingsbanen og en forvitringsbane der kun reservene i eksisterende felt produseres[2]. En hovedkonklusjon i analysen er at begge banene vil gi opphav til betydelig redusert etterspørsel mot norsk økonomi. Sammenlignet med den langsiktige utviklingsbanen gir forvitringsbanen i siste analyseår (2017), over 9 pst. lavere BNP, om lag 400 mrd. kroner mindre på Petroleumsfondet og om lag ett prosentpoeng høyere arbeidsledighet. Selv om forvitringsbanen ikke anses som et realistisk scenario og analysen bygger på en rekke forutsetninger om bl.a. finanspolitikken og norsk økonomi sin tilpasningsevne, illustrerer analysen hvor stor betydning ulike utviklingsbaner for petroleumsvirksomheten har for norsk økonomi.

2.2 Konkurransesituasjonen for norsk kontinentalsokkel

Utviklingstrekk på norsk kontinentalsokkel

Norsk kontinentalsokkel har siden oppstarten av petroleumsvirksomheten vært en av de viktigste petroleumsprovinsene for den internasjonale oljeindustrien. Norsk kontinentalsokkel har hatt en svært attraktiv ressursbase. De senere årene har imidlertid leteresultatene hatt en negativ utvikling. Den gjennomsnittlige funnstørrelsen er avtagende. Siden 1997 har reserveerstatningsraten de fleste år ligget rundt 25 pst. I løpet av 2003 var det imidlertid et betydelig løft i forhold til foregående år, men også i 2003 ble det påvist langt mindre nye ressurser enn det ble produsert.

De feltene som står for hoveddelen av produksjonen på norsk kontinentalsokkel i dag, ble funnet på 1970- og 1980-tallet. Det er fremdeles store gjenværende ressurser på kontinentalsokkelen. I underkant av 30 pst. av de totalt opprinnelige tilstedeværende ressursene er solgt og levert, rundt 45 pst. er påviste reserver. Oljedirektoratet anslår at 26 pst. fremdeles er uoppdaget. I umodne områder er det fortsatt muligheter for å gjøre nye funn som i internasjonal målestokk kan betegnes som svært store, samtidig som det også er betydelige ressurser i lettere tilgjengelige områder på modne deler av kontinentalsokkelen.

Utviklingen i den internasjonale konkurransesituasjonen

Den internasjonale konkurransesituasjonen for norsk olje- og gassvirksomhet har endret seg de senere årene. Samtidig som det har funnet sted en nedgang i gjennomsnittlig funnstørrelse og årlig påviste reserver, har andre lovende områder gradvis blitt åpnet for den internasjonale petroleumsindustrien.

Utviklingen i de fleste petroleumsprovinsene i verden går i retning av større åpenhet for de internasjonale oljeselskapene. Det er stor variasjon i graden av åpenhet. Mange steder er det fremdeles de nasjonale, statseide oljeselskapene som har hovedkontroll over reservene.

Selv om mange regioner med stort ressurspotensial gradvis åpnes for internasjonale aktører, er det en langsiktig prosess for oljeselskapene å etablere virksomhet i slike områder. Forskjell i forretningskultur og mangel på institusjonelt rammeverk representerer mange steder en stor utfordring for selskapene som ønsker å etablere seg i disse regionene. Også aktører på norsk kontinentalsokkel har fått flere investeringsmuligheter, noe som resulterer i at prosjekter på norsk kontinentalsokkel står overfor en sterkere konkurranse om investerings- og organisasjonsressurser enn tidligere.

Aktørbildet – betydningen for aktivitetsnivået

Norske myndigheter har over tid bevisst satset på å trekke de beste internasjonale aktørene til norsk kontinentalsokkel. Det var disse selskapene som hadde den tekniske kompetansen og finansielle styrken til å utvikle ressursene. Samtidig var det en prioritert oppgave for myndighetene å bygge opp

[2] Statistisk sentralbyrås analyse bygger på datagrunnlaget fra St.meld. nr. 38 (2001–2002). Som følge av at ressursene i enkelte nye prosjekter, herunder Ormen Lange, nå er besluttet utbygget viser Olje- og energidepartementets oppdaterte tall en høyere produksjon i forvitringsbanen.

kompetente norske oljeselskaper. Resultatet av dette har blitt at aktørbildet på norsk kontinentalsokkel er dominert av Statoil og Hydro i tillegg til noen sentrale globale aktører.

I petroleumsindustrien har det i de siste tiårene vært en konsentrasjon gjennom oppkjøp og sammenslåinger av selskaper. De største internasjonale aktørene har blitt enda større. En observerer at de sammenslåtte selskapene investerer mindre i leting enn selskapene til sammen gjorde før de ble sammenslått.

De største internasjonale aktørene er fremdeles aktive på norsk kontinentalsokkel. Produksjonen av olje og gass fra Norge har en betydelig plass i den internasjonale porteføljen til flere av de største globale aktørene. Dermed er det grunn til å anta at de vil opprettholde sin tilstedeværelse på norsk kontinentalsokkel i mange år fremover. Spørsmålet er i hvilken grad norsk kontinentalsokkel kan konkurrere om letebudsjettene til disse selskapene, og dermed hvilket bidrag de vil gi til den videre utforskingen av kontinentalsokkelen.

De store internasjonale selskapene er blant de første som går inn i nye prospektive petroleumsprovinser. Behovet for fortløpende å erstatte store mengder produksjon gjør at oljeselskapene må satse der sannsynligheten for å gjøre de største funnene er høyest. Videre er det de multinasjonale selskapene som har ressurser og ekspertise til å etablere seg i nye og vanskelig tilgjengelige petroleumsprovinser.

Ser man på utviklingen fra andre modne petroleumsprovinser er det mye som tyder på at et bredere segment av oljeselskaper, ut over de største, fortsatt vil satse i mer modne og etablerte petroleumsprovinser. Flere selskaper i denne kategorien har etablert seg i Norge i løpet av de senere årene. Dette er selskaper som gjennom andre prioriteringer enn de største kan utfylle aktørbildet og bidra til å løse viktige oppgaver i årene som kommer.

Kostnadsnivået og konkurransekraft

Norsk kontinentalsokkel konkurrerer med andre regioner med store ressurser. Mange av disse regionene har et kostnadsnivå som er svært mye lavere enn det norske.

Dette utgjør en ytterligere utfordring for aktivitetsnivået på kontinentalsokkelen. Dersom ressurspotensialet er større andre steder og kostnadsnivået på kontinentalsokkelen høyere enn i regioner selskapene har tilgang til, vil vi på sikt ha problemer med å tiltrekke oss investorer.

Denne meldingen har en gjennomgang av en del sentrale kostnadselementer. Hensikten er å peke på at høye kostnader vil kunne påvirke aktivitetsnivået og å bidra til å igangsette prosesser som medfører et lavere kostnadsnivå. Partene i arbeidslivet har her et hovedansvar for å adressere disse problemstillingene. Myndighetene har likeledes et ansvar for å finne frem til kostnadseffektive reguleringsformer for virksomheten på HMS-området og ytre miljø.

Oppsummering

Den gjennomsnittlige funnstørrelsen og totale årlige påviste reserver har gradvis avtatt på norsk kontinentalsokkel. Kostnadsnivået på kontinentalsokkelen er høyt og høyere enn sammenlignbare petroleumsprovinser. Samtidig åpnes nye petroleumsprovinser helt eller delvis for internasjonale selskaper. Disse faktorene indikerer at den relative konkurransekraften til norsk kontinentalsokkel gradvis er svekket i forhold til hva den var for 5–10 år siden.

For å oppnå et aktivitetsnivå på kontinentalsokkelen som sikrer at ressursene blir utforsket og utnyttet på en effektiv måte, er det viktig å gjennomføre tiltak som styrker og opprettholder norsk kontinentalsokkels attraktivitet. Regjeringen har lagt til rette for betydelig økt tilgang til nytt leteareal og nye aktører er stimulert til å delta i virksomheten. I tillegg til slike tiltak må kostnadsnivået reduseres og ytterligere tilpasninger i myndighetenes rammeverk må gjennomføres.

2.3 Markedssituasjonen er avgjørende for næringens fremtid

Oljemarkedet

Oljeprisen har de siste årene ligget innenfor OPECs prisbånd på 22 til 28 USD for en kurv av OPEC-oljer. Dette er et betydelig høyere prisnivå enn i 1990-årene, jf. figur 2.3.

OPEC har opptrådt samlet og koordinert i markedet og vist stor evne til å tilpasse tilbudet til svingninger i etterspørselen. Sterk økonomisk vekst i USA og Asia har bidratt til sterk økning i oljeetterspørselen det siste året og gjort det lettere for OPEC å opprettholde oljeprisen på et høyt nivå.

Det er Olje- og energidepartementets vurdering at utsiktene for oljemarkedet på noen års sikt ser rimelig gode ut. Med sterkere vekst i verdensøkonomien ligger det an til vekst i oljeetterspørselen i årene som kommer. Den sterke veksten i Kina og andre asiatiske land er særlig viktig for oljemarkedet, ettersom potensialet for økt forbruksvekst i disse landene er svært stor.

Departementet legger til grunn at OPEC også i årene som kommer vil ha en nøkkelrolle i oljemarkedet, i kraft av store reserver og ledig produksjonskapasitet.

Oljeproduksjonen utenfor OPEC-landene ventes å øke i årene som kommer, men ikke like mye som oljeetterspørselen. Veksten i Non-OPEC er dessuten konsentrert særlig til det tidligere Sovjetunionen. I viktige produksjonsområder som Nordsjøen og USA forventes det tilbakegang i produksjonen. Behovet for OPEC-olje forventes å ville øke i årene som kommer og dette er viktig for OPECs muligheter til å stabilisere en oljepris innenfor prisbåndet.

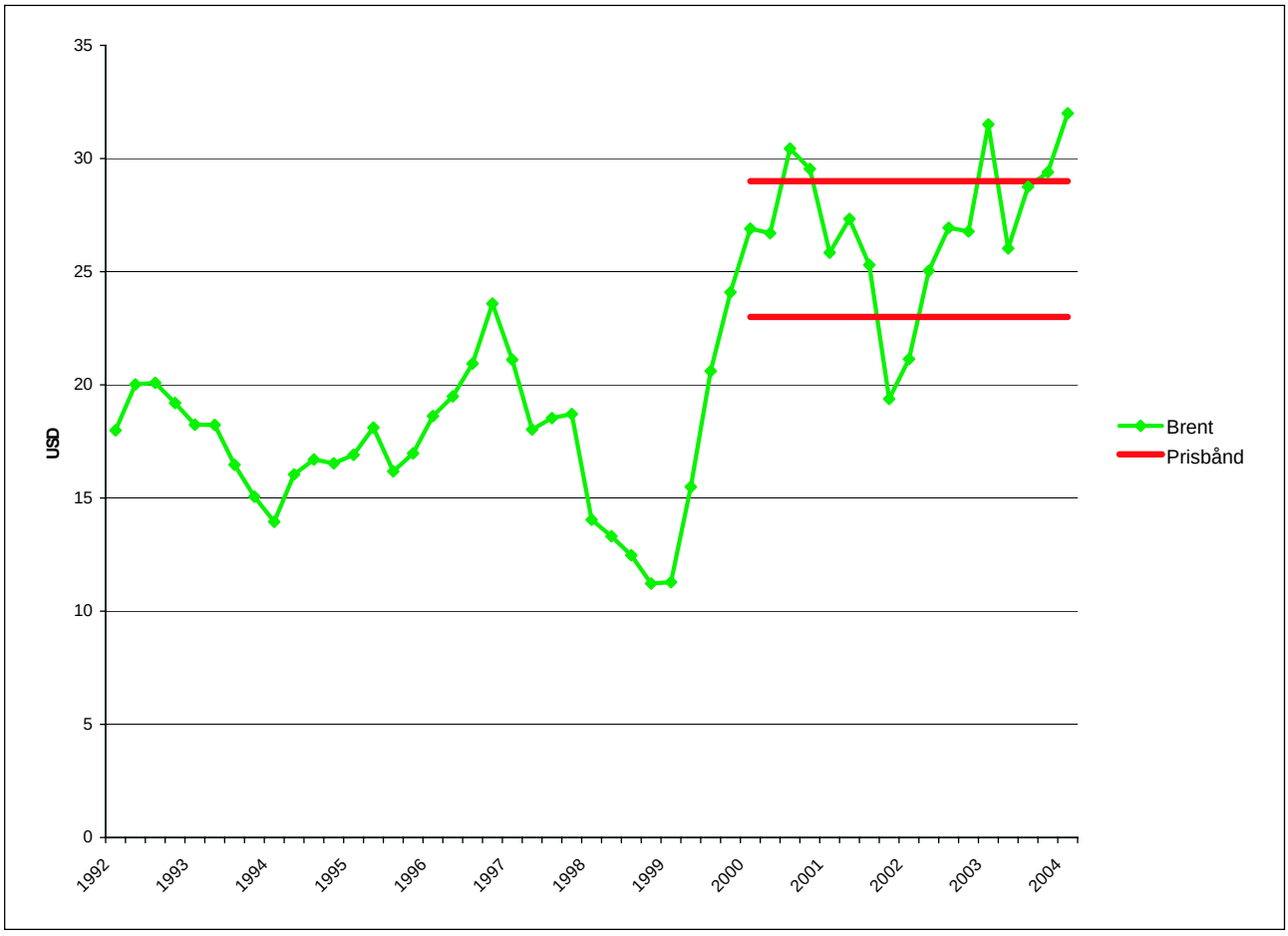
Etter departementets vurdering er det derfor grunn til å tro at oljeprisen fremover vil ligge på et relativt høyt nivå. Imidlertid kan man ikke utelukke perioder med lave oljepriser. Erfaring tilsier at det er vanskelig å forutsi oljeprisutviklingen og at perioder med svake markeder og lave oljepriser kan komme brått og uventet. Et mulig tilbakeslag i verdensøkonomien eller svekket samhold og disiplin innenfor OPEC er to forhold som kan medføre lavere oljepriser i fremtiden.

Gassmarkedet

Den norske gasseksporten er inne i en periode preget av betydelig vekst. På bakgrunn av de tilgjengelige gassressursene på norsk kontinentalsokkel og utviklingen i de europeiske gassmarkedene forventes salget av gass fra norsk kontinentalsokkel å kunne øke til opp mot 120 mrd. Sm^3 i løpet av dette tiåret.

Det har vært en kraftig økning i forbruket av gass i Europa de siste tiårene, og det forventes fortsatt vekst fremover. Veksten skyldes først og fremst at gass har fortrengt kull og olje til stasjonært bruk. Årsaken er at gass er konkurransedyktig på pris og samtidig den mest miljøvennlige fossile energikilden. Det er forventet at den videre veksten i gassforbruket vil komme fra kraftsektoren.

Europa vil være godt forsynt med gass de nærmeste årene. Det er forventet at markedsbalansen vil bli strammere, særlig fordi den britiske gassproduksjonen vil falle betydelig i årene framover. Europa vil derfor i økende grad være avhengig av gass fra nye kilder. Norge, Russland og Algerie er



Figur 2.3 Prisen på Brent (kvartalsvis) og OPECs prisbånd, 1992–2004

Kilde: Olje- og energidepartementet

de viktigste eksportørene av gass til markedene i Europa, og det er ventet at disse vil dekke mye av det økende behovet.

Den norske eksporten utgjør om lag 13 pst. av det europeiske gassforbruket. Den største andelen av den norske eksporten går til Tyskland og Frankrike, mens Storbritannia forventes å bli et viktigere marked i framtiden. Nærheten til Storbritannia er et viktig konkurransefortrinn for norsk gass.

Tidligere knyttet det seg betydelig utfordringer til å sikre tilfredsstillende avsetningsløsninger for norsk gass i de europeiske markedene, da markedene var mindre modne. Aktivitetsnivået på kontinentalsokkelen knyttet til gass ble i større grad enn i dag styrt av markedsmessige forhold og infrastruktur. På bakgrunn av den økende etterspørselen etter gass i Europa og fallende britisk gassproduksjon, vil det være grunnlag for å øke gasseksporten betraktelig. Markedene vil trolig i mindre grad representere noen begrensning for det fremtidige norske eksportnivået.

Langsiktige kontrakter har i gassektoren dannet et viktig grunnlag for utbygging av gassvirksomheten. Det er ventet at selv om markedene i større grad har modnet, vil produsenter fortsette å inngå langsiktige gassalgsavtaler som er med på å danne grunnlaget for nye utbygginger. EU-kommisjonen har den senere tid lagt vekt på at langsiktige kontrakter er viktige for å ivareta forsyningssikkerheten for konsumentene.

En ser også en klar trend i retning av at noen produsenter går inn i betydelige investeringer på oppstrømssiden uten at de har inngått langsiktige kontrakter. For norsk gass er det ønskelig med økt effektivisering nedover i gassverdikjeden, og departementet ser positivt på ytterligere forbedret markedstilgang på kontinentet for norske gassprodusenter.

De nærmeste årene er det i liten grad tilgjengelig gass på norsk kontinentalsokkel for nye salg, ettersom det aller meste er bundet opp i eksisterende kontrakter. På litt lengre sikt vil det være ledig kapasitet for inngåelse av nye salg.

Etterspørselen etter gass vokser også utenfor Europa. Som en følge av at innenlandsk produksjon reduseres både i Europa og USA, ser man en økende importavhengighet og endrede handelsmønstre for gass globalt. Sammen med reduserte kostnader i LNG-kjeden (flytende naturgass), fører dette til en sterk forventet vekst i produksjon og transport av LNG. En slik vekst gir signaler om en utvikling i retning av et mer globalisert gassmarked. Gassmarkedene i Europa, USA og Asia er fremdeles i all hovedsak regionale markeder, og det gjenstår å se i hvor stor grad gassmarkedet vil globaliseres.

Snøhvit er det første LNG-baserte gassfeltet som er under utbygging på norsk kontinentalsokkel. Gassen fra Snøhvit vil bli solgt til Europa og USA.

3 Utfordringer og strategi for å realisere en langsiktig utviklingsbane

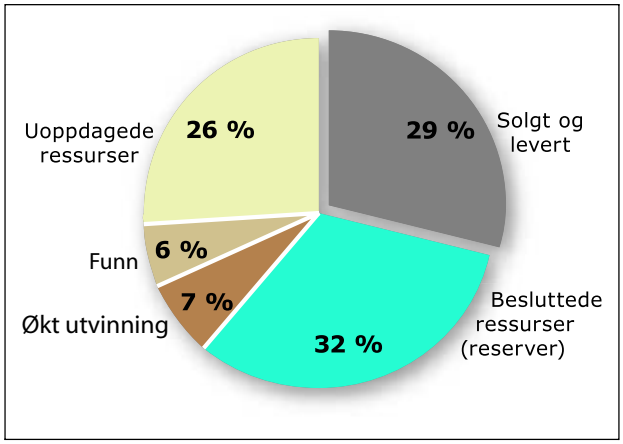
3.1 Stort ressurspotensial på norsk kontinentalsokkel

Etter mer enn 30 år med olje- og gassvirksomhet på norsk kontinentalsokkel er under 30 pst. av våre antatte petroleumsressurser produsert. De gjenværende utvinnbare ressursene er slik sett betydelige og kan legge grunnlaget for norsk olje- og gassvirksomhet i et langsiktig perspektiv.

De totale utvinnbare petroleumsressursene på kontinentalsokkelen er i dag anslått til 12,9 mrd Sm^3 o.e. Dette fordeler seg om lag likt på gass og væske (olje og NGL).

Av de estimerte totale utvinnbare ressursene er 29 pst. solgt og levert. Dette representerer om lag 45 pst. av væskeressursene og 15 pst. av gassen. Videre er 32 pst. av de totale utvinnbare ressursene omfattet av prosjekter som er besluttet igangsatt, 7 pst. er knyttet til nye prosjekter på eksisterende felt, mens 6 pst. er knyttet til funn. De siste 26 pst. er ikke påviste.

I St.meld. nr. 38 (2001–2002) *Om olje- og gassvirksomheten* skisserte Regjeringen en forvitringsbane der en i tillegg til de ressursene som er solgt og levert bare klarte å utvinne kartlagte reserver. Forskjellen mellom den langsiktige utviklingsbanen og forvitringsbanen består således av påviste ressurser i felt og funn som ikke omfattes av besluttede prosjekter, samt av uoppdagede ressurser. Oljedirektoratets ressurstall viser at av ressursene som ikke er besluttet utbygget utgjør uoppdagede ressurser 67 pst., ressurser i funn 15 pst. og ressurser i felt (økt utvinning) 18 pst.



Figur 3.1 Totale ressurser på norsk kontinentalsokkel

Kilde: Oljedirektoratet

Ressurser i funn, ressurser knyttet til nye tiltak på felt samt uoppdagede ressurser representerer store verdier. Dette kan danne et grunnlag for betydelig verdiskaping og aktivitet i sektoren i mange år framover. Store verdier står på spill dersom den langsiktige utviklingsbanen ikke nås. Det er derfor viktig å legge til rette for at lønnsomme ressurser utvikles på en effektiv måte.

Ressursanslaget er basert på hva som kan finnes og hvor stor andel som kan utvinnes ut fra geologiske vurderinger. Hvor mye som faktisk blir produsert er avhengig av en rekke økonomiske og tekniske forhold. Sentrale faktorer i så måte er:

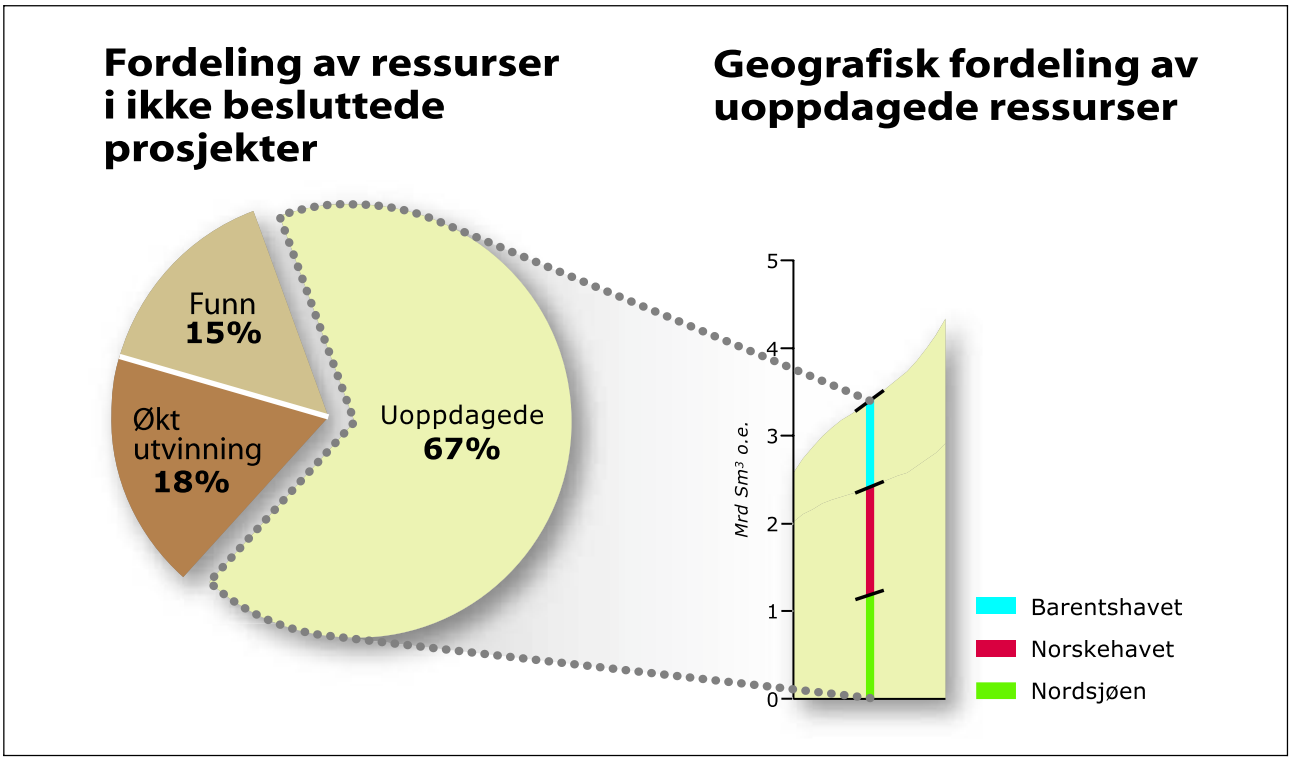
- at det tillates petroleumsvirksomhet i prospektivt areal
- at prisene på olje og gass er på et tilstrekkelig høyt nivå
- at kostnadene i virksomheten holdes under kontroll
- at teknologiutviklingen fortsetter

Disse forholdene er helt sentrale for at norsk kontinentalsokkel også framover skal tiltrekke seg de investeringer som er nødvendig for å realisere de potensielle verdiene som ligger i ressursene.

Utfordringene knyttet til å realisere de uoppdagede ressursene er nærmere beskrevet i kapittel 3.2 i meldingen.

Utfordringene knyttet til å realisere ressursene i eksisterende felt er nærmere beskrevet i kapittel 3.3 i meldingen.

Når det gjelder ressurser i funn, er vurderingen at de lønnsomme funn som gjøres stort sett vil bli modnet og bygd ut. Enkelte funn forventes bygd ut i nær fremtid, mens andre venter på ledig kapasitet i infrastruktur eller krever ytterligere arbeid knyttet til å fastsette ressurspotensialet og å utvikle tekniske løsninger. Det finnes få eksempler på felt som er ulønnsomme i dag, men disse vil kunne bli realisert hvis man oppnår reduksjoner i kostnadsnivået. Videre teknologisk utvikling vil kunne bidra både



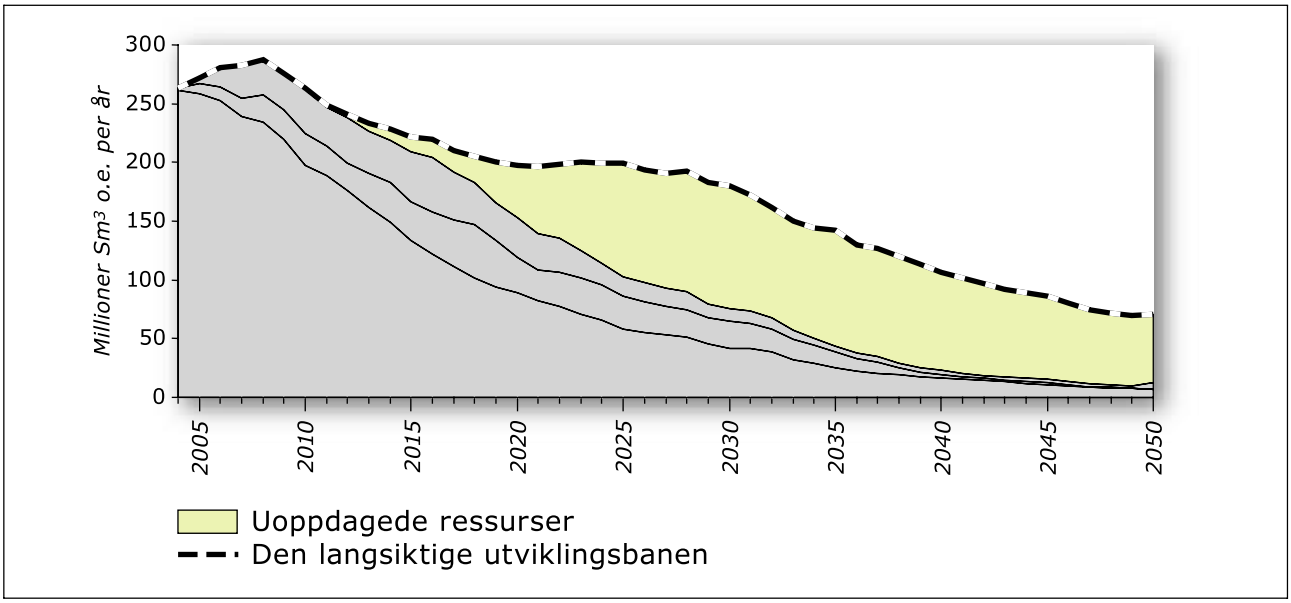
Figur 3.2 Uoppdagede ressurser

Kilde: Oljedirektoratet

til lavere kostnader og høyere inntekter gjennom økt utvinningsgrad. De tiltak som omtales i denne meldingen vil dermed kunne bidra til at enkelte slike funn vil bli bygd ut.

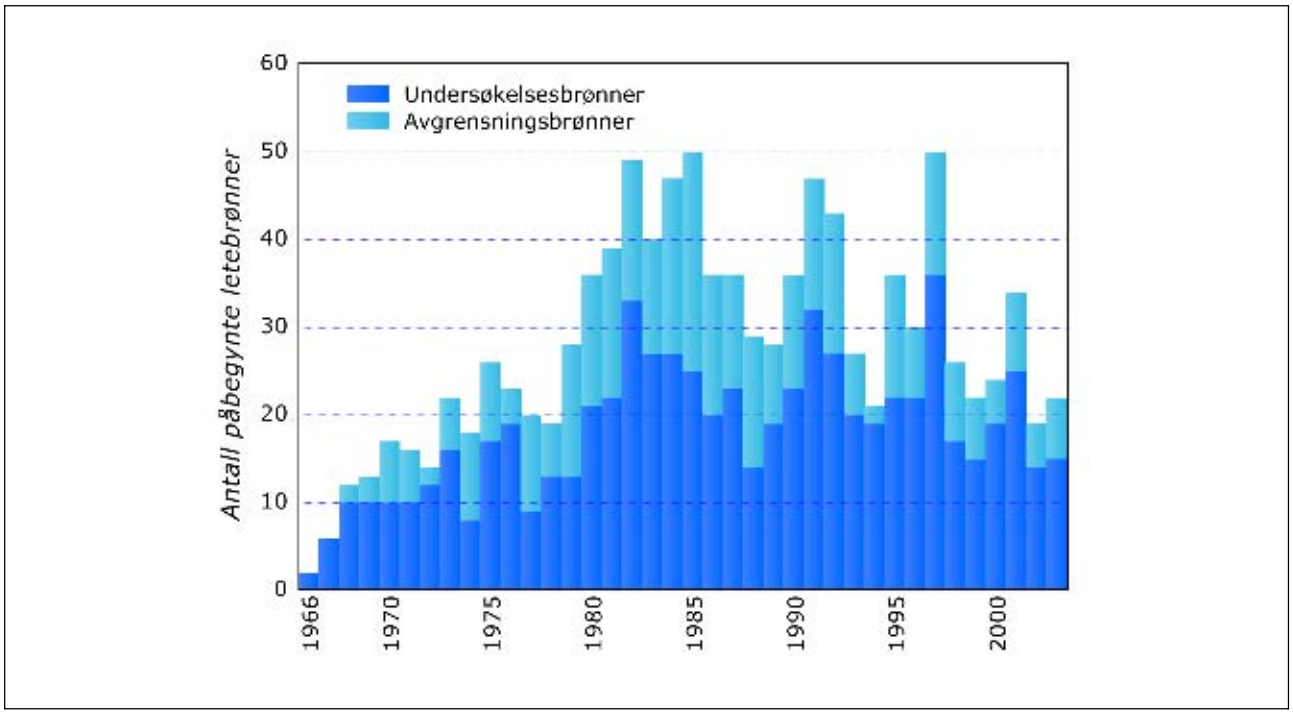
3.2 Letepolitikken

De forventede uoppdagede ressursene er anslått til 3,4 mrd. Sm^3 o.e. – med et usikkerhetsspenn fra 2,6 til 4,3 mrd. Sm^3 o.e. Disse ressursene er relativt jevnt fordelt mellom Nordsjøen (35 pst.), Norskehavet (36 pst.) og Barentshavet (29 pst.). Ressurs-



Figur 3.3 Betydningen av uoppdagede ressurser for å nå den langsiktige utviklingsbanen

Kilde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet



Figur 3.4 Leteaktivitet 1966–2002

Kilde: Oljedirektoratet

anslaget for Barentshavet inkluderer bare ressurser som ligger utenfor omtvistet område. Det er størst usikkerhet knyttet til anslagene for de umodne områdene i nord.

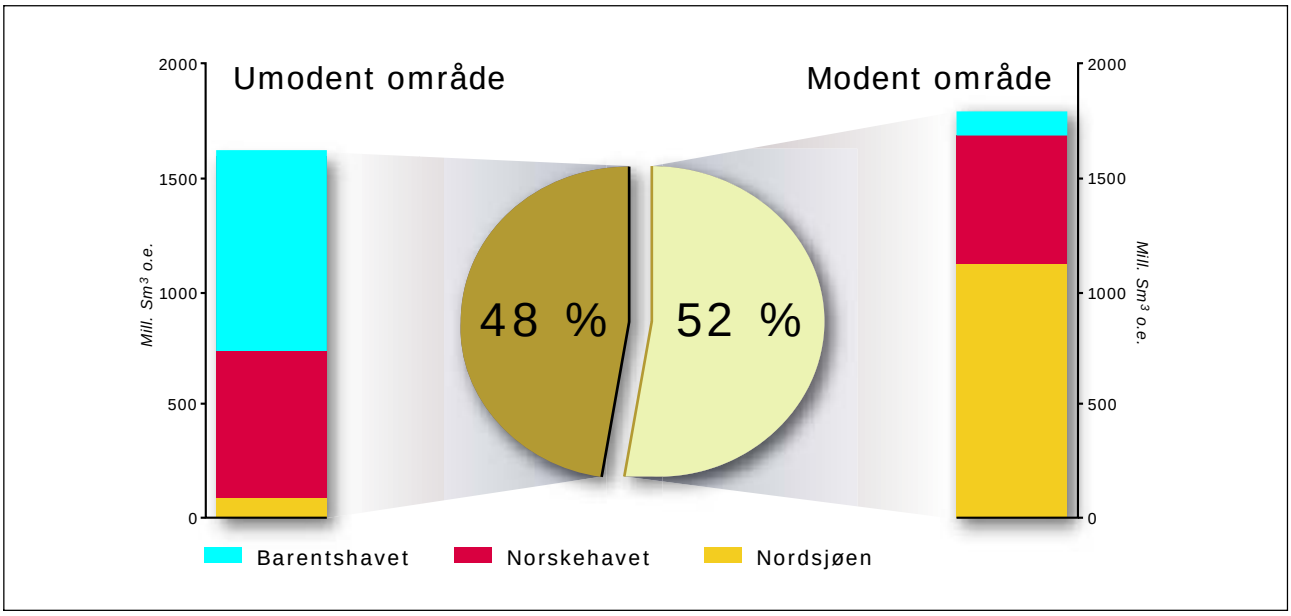
Den langsiktige utviklingsbanen bygger i den første tiden i all hovedsak på produksjon fra felt som allerede er i drift. Av de feltene som produserer på norsk kontinentalsokkel i dag, og som også de kommende årene vil forestå hoveddelen av produksjonen, ble det store flertallet påvist allerede på 1970- og 1980-tallet. Over tid vil produksjon fra ressurser som er påvist, men som det ikke eksisterer noen utbyggingsplaner for, utgjøre en større andel av produksjonsprofilen i utviklingsbanen. På lang sikt vil produksjonen fra ressurser som fremdeles er uoppdagede spille en stadig større rolle jf. figur 3.3.

Den gjennomsnittlige funnstørrelsen avtar etter hvert som petroleumsprovinser modnes. Dette er en utvikling som antas i sterkere grad å gjøre seg gjeldende på deler av norsk kontinentalsokkel i årene som kommer. Det er fremdeles store uoppdagede ressurser både i de modne områdene og i de lite utforskede, umodne områdene på kontinentalsokkelen. Samtidig har leteaktiviteten de senere årene vært lavere enn tidligere år, 15 undersøkelsesbrønner i 2003 og 14 i 2002, mot rundt 20 undersøkelsesbrønner i årene før. Kombinasjonen av forventningene om avtagende funnstørrelser, betydelige uoppdagede ressurser og de senere års nedgang i leteaktiviteten, representerer en stor utfordring for realiseringen av den langsiktige utviklingsbanen. Det er derfor ønskelig å snu siste års nedadgående trend i antallet letebrønner.

Det er stor variasjon i typer utfordringer som kontinentalsokkelen står overfor når det gjelder realiseringen av det økonomiske potensialet for de uoppdagede ressursene på norsk kontinentalsokkel. Denne variasjonen faller i stor grad sammen med graden av modenhet i de forskjellige områdene.

Modne områder kjennetegnes av kjent geologi, mindre tekniske utfordringer og godt utbygd eller planlagt infrastruktur. Dette gjør at funnsannsynligheten knyttet til boring av prospekter er relativt høy, men samtidig er også sannsynligheten for å gjøre nye store funn mindre. Umodne områder på den annen side kjennetegnes av lite kjennskap til geologien, store tekniske utfordringer og manglende infrastruktur. Usikkerheten knyttet til leteaktiviteten er større her, men samtidig er det fremdeles mulig å gjøre nye store funn.

I den videre gjennomgangen av hvordan Regjeringen møter utfordringene for å realisere det økonomiske potensialet i uoppdagede ressurser på kontinentalsokkelen, vil det bli skilt mellom modne og umodne områder. I tillegg vil Barentshavet bli omtalt i et eget avsnitt. Grunnen til dette er at store deler av denne petroleumsprovinsen er vesentlig



Figur 3.5 Fordeling av uoppdagede ressurser

Kilde: Oljedirektoratet

mindre kjent enn de øvrige umodne områdene i Nordsjøen og Norskehavet, avstanden til markedene er store, samt at det nylig har vært gjennomført en utredning av konsekvensene av helårig petroleumsaktivitet i området Lofoten-Barentshavet.

3.2.1 Letepolitikken i modne områder – store ressurser kan fases inn til eksisterende infrastruktur med god lønnsomhet

I de modne områdene av kontinentalsokkelen har det foregått petroleumsaktivitet i mer enn 30 år. Som følge av dette er geologien godt kjent og mange steder er infrastrukturen godt utbygd. Fra et leteperspektiv defineres i dag store deler av Nordsjøen, Haltenbanken og området rundt Snøhvit som modne områder.

Figur 3.5 viser at det fremdeles er betydelige gjenværende ressurser i de modne delene av norsk kontinentalsokkel. Dette gjelder både påviste og uoppdagede ressurser. God kjennskap til geologien fører til at funnsannsynligheten generelt sett er høyere i disse områdene enn på andre deler av kontinentalsokkelen. Modne områder kjennetegnes også av relativ godt utbygd eller planlagt utbygd infrastruktur. Dette gjør at investeringene knyttet til utbygging av et eventuelt funn kan være lave, og selv små funn kan gi god lønnsomhet dersom de kan fases inn til eksisterende infrastruktur med ledig kapasitet.

Samtidig som geologien er godt kjent og tilgangen til data er god, er de operasjonelle utfordringene i disse områdene ofte mindre enn på andre deler av kontinentalsokkelen, blant annet fordi mye av ressursene befinner seg på relativt grunt vann. Disse områdene er heller ikke blant de mest miljø- og fiskerifølsomme områdene på kontinentalsokkelen.

Den gjennomsnittlige funnstørrelsen i modne områder er forventet å være avtagende. Resultatet av dette er at verdien av hvert funn for oljeselskapene gjerne er mindre, og de største oljeselskapene viser dermed mindre interesse for disse områdene. Samtidig er levetiden på den eksisterende infrastrukturen begrenset og det er derfor viktig å påvise og utvinne ressursene i området før den eksisterende infrastrukturen stenges ned. Dersom dette ikke lar seg gjøre kan lønnsomme ressurser bli liggende i bakken, fordi funnene er for små til å kunne bære en egen utbygging av infrastruktur.

En av de sentrale utfordringene for å realisere potensialet fra de gjenværende ressursene i modne områder er å gi industrien tilgang til de tidskritiske ressursene. Tidligere har myndighetene gjennomført konsesjonsrunder basert på prinsippet om sekvensiell utforskning, noe som betyr at industrien har fått skrittvis tilgang til nye områder. Den læringseffekt man har fått ved systematisk å bygge på kunnskap fra tidligere tildelte utvinningstillatelser har ført til at funnfrekvensen på norsk kontinentalsokkel har vært høy. Sekvensiell leting har derfor vært en riktig tilnærming som har gitt gode

resultater. Etter hvert som kontinentalsokkelen har blitt mer moden er behovet for slik utforskning blitt redusert. I modne områder er det ikke lenger behov for et system med skrittvis utforskning av nye arealer. Det er nå viktig at industrien får tilgang til større områder slik at de ressursene som er tidskritiske kan bli utviklet til rett tid.

I tillegg er det viktig at de arealene som blir tildelt industrien blir utforsket på en rask og effektiv måte. Rettighetshaverne i en utvinningstillatelse har en plikt til å påse at alle økonomiske ressurser i det tildelte området blir utforsket og produsert. Myndighetene må sikre at rammeverket legger til rette for dette. Rask og effektiv utforskning av tildelt areal er en viktig utfordring i både eksisterende og nye utvinningstillatelser.

Tatt i betraktning av at interessen fra mange av de etablerte aktørene er moderat for modne områder, er det viktig at nye selskaper med nye ideer og evne og vilje til å satse på modne områder, får mulighet til å etablere seg. Aktørbildet er behandlet i kapittel 3.4.

For nye aktører spiller blant annet tilgang til infrastruktur en sentral rolle. Det er viktig at aktører som ikke er medeiere i eksisterende infrastruktur i området får tilgang til ledig kapasitet i denne infrastrukturen til en riktig pris. Tilgang til infrastruktur er nærmere behandlet i kapittel 3.7.

Siden den gjennomsnittlige funnstørrelsen i modne områder går ned, er det viktig å redusere kostnadene slik at flere prosjekter blir lønnsomme. Kostnadsnivået på norsk kontinentalsokkel er nærmere behandlet i kapittel 3.5.

Jevn tilgang til areal

Siden forrige stortingsmelding om olje- og gassvirksomheten ble lagt frem har Regjeringen foretatt flere endringer i tildelingssystemet i modne områder for å bidra til økt leteaktivitet og mer effektiv utforsking av områdene. Regjeringen innførte i 2003 ordningen med tildeling av utvinningstillatelser i forhåndsdefinerte områder (TFO) i modne deler av kontinentalsokkelen. Ordningen innebærer at:

- Store forhåndsdefinerte leteområder, som omfatter alt modent areal på kontinentalsokkelen, er gjort tilgjengelig for industrien.
- Områdene vil utvides, men ikke innskrenkes, etter hvert som nye områder modnes.
- Det legges opp til en fast, årlig syklus for konsesjonsrunder i modne områder med utlysning i januar, søknadsfrist 1. oktober og tildeling i desember.
- I den lukkede perioden fra oktober til desember vil departementet foreta eventuelle utvidelser av området, samt eventuelle endringer i regelverket.
- Arbeidsforpliktelsene i tildelte utvinningstillatelser vil vanligvis bestå av en serie beslutningspunkter og aktiviteter frem mot en eventuell innlevering av en utbyggingsplan. Ved beslutningspunktene vil selskapene normalt stå overfor en beslutning om å fortsette arbeidsforpliktelsen eller oppgi tillatelsen i sin helhet.
- Rettighetshaverne skal normalt tilbakelevere det området av utvinningstillatelsen som ikke er omfattet av en utbyggingsplan etter utløpet av den initielle perioden. Denne regelen vil gjelde for de tillatelser som blir tildelt med en arbeidsforpliktelse som leder helt frem mot innsendelse av en plan for utbygging og drift.
- Areal innenfor det forhåndsdefinerte området som blir tilbakelevert i perioden fra utlysning til søknadsfristen skal fortløpende inkluderes i utlysningsområdet.
- Arbeidsforpliktelsene i fremtidige konsesjonsrunder i modne områder vil bli offentliggjort.

Arbeidsforpliktelsene som nå er introdusert i modne områder vil langt på vei sikre at den plikten rettighetshaverne har til å påse at alle økonomiske ressurser i tildelte områder blir utforsket og utbygd, blir oppfylt i nye utvinningstillatelser i modne områder. For eksisterende utvinningstillatelser må myndighetene bruke andre virkemidler for å sikre at enten aktivitetsplikten blir overholdt eller at utvinningstillatelsen blir overdratt til andre selskaper eller tilbakelevert til staten.

I 2003 gjennomgikk myndighetene alle utvinningstillatelser i letefasen på norsk kontinentalsokkel for å kartlegge utvinningstillatelser med liten eller ingen aktivitet. I utvinningstillatelser hvor det ble identifisert manglende aktivitet ble operatøren innkalt til møte og bedt om å redegjøre for dette. I etterkant av dette initiativet er flere av de utvinningstillatelsene med manglende aktivitet tilbakelevert, mens rettighetshavere for andre utvinningstillatelser har fått henstilling om å legge frem konkrete planer for aktivitet som vil bli fulgt opp av myndighetene.

Regjeringen vil i kommende år intensivere fokuset på utvinningstillatelser hvor ressurspotensialet ikke blir utnyttet på en tilfredsstillende måte. Det vil i oppfølgingen av felt i moden fase og nær sluttfasen bli lagt et særlig fokus på rettighetshavernes innstilling og vilje til å bidra i arbeidet med å utvikle og påvise infrastrukturnære ressurser. Regjeringen vil understreke selskapenes ansvar for å forvalte tildelte rettig-

heter på en ansvarlig måte gjennom å bidra til at alle økonomiske ressurser blir identifisert og produsert.

Arealavgiften har som mål å gi selskapene på norsk kontinentalsokkel insentiver til å utforske og utnytte eventuelle ressurser i det tildelte arealet på en effektiv måte. Dersom et selskap ikke finner at det tildelte arealet inneholder tilstrekkelige interessante kommersielle muligheter, skal arealavgiften bidra til at området overdras til andre eller tilbakeleveres til staten. Omsetningen av andeler i utvinningstillatelser er mer begrenset på norsk kontinentalsokkel enn i andre petroleumsprovinser det er naturlig å sammenlikne seg med, for eksempel britisk kontinentalsokkel. Regjeringen vil vurdere endringer i avgiften for å sikre at den gir insentiver til rask og effektiv utforskning og produksjon i tildelte områder.

Oljeindustrien har påpekt at en fjerning av ordningen med netto overskuddsavtaler vil gjøre utvinningstillatelsene som omfattes av denne ordningen lettere omsettelige. Olje- og energidepartementet vil på denne bakgrunn vurdere ordningen, jf. omtale i kapittel 4.

Ivaretakelse av miljøhensyn i modne områder

Norge har alltid hatt et høyt ambisjonsnivå på miljøområdet i petroleumsvirksomheten. Dette innebærer at virksomheten på norsk kontinentalsokkel er regulert slik at den foregår innenfor forsvarlige miljørammer. Regjeringen legger vekt på at det høye ambisjonsnivået på miljøområdet videreføres i modne områder, som på kontinentalsokkelen for øvrig. Et godt eksempel på hvilke avveininger som bør ligge til grunn for miljøtiltak særlig i de modne områdene, er målet om null miljøfarlige utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten. Målet gjelder allerede nå for nye selvstendige utbygginger og innen utgangen av 2005 for eksisterende installasjoner. Målet om null miljøskadelige utslipp ble presisert i St.meld. nr. 25 (2002–2003) *Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand*. Her slo Regjeringen blant annet fast at det ved valg av tiltak for hvert felt skal foretas en helhetsvurdering av flere forhold, herunder miljømessige konsekvenser, sikkerhetsmessige konsekvenser, reservoartekniske forhold og kostnadsmessige forhold.

Regjeringen vil:

- Gjennomføre årlige konsesjonsrunder som omfatter alt modent areal på norsk kontinentalsokkel.
- Sette vilkår i nye utvinningstillatelser som sikrer at rettighetshaverne kontinuerlig arbeider aktivt med utforskning, utbygging og drift i de tildelte områdene og at areal som ikke blir fulgt opp på denne måten blir tilbakelevert.
- Sørge for at utformingen av arealavgiften gir selskapene insentiver til rask og effektiv utforskning og utnyttelse av mulige ressurser i tildelte områder.
- Informere nye aktører om mulighetene på norsk kontinentalsokkel ved aktivt å oppsøke selskaper, som gjennom tidligere erfaring har vist at de har evne og kapasitet til aktivt å bidra til verdiskaping.
- Følge opp at rettighetshaverne oppfyller sin plikt til å bidra til at alle økonomiske ressurser i tildelte områder blir påvist og produsert.
- Sørge for at det høye ambisjonsnivået på miljøområdet opprettholdes, og sikre fortsatt god sameksistens med fiskerinæringen.

3.2.2 Letepolitikken i umodne områder i Nordsjøen og Norskehavet – skuffende resultater av letevirksomheten de siste år

I de umodne områdene av norsk kontinentalsokkel er det fortsatt mulig å gjøre nye store funn. Dersom det viser seg at det er mulig å finne produserbare mengder i disse områdene, er det også en stor oppside i ressursanslagene. Mulighetene for å gjøre nye, store enkeltfunn i umodne områder bidrar til at norsk kontinentalsokkel fremdeles er konkurransedyktig i et internasjonalt perspektiv, og områdene har fremdeles potensiale til å tiltrekke seg interessen fra de største internasjonale oljeselskapene.

Det som kjennetegner umodne områder er at geologien er mindre kjent. Dette gjør at sannsynligheten for å gjøre funn blir mindre. Dette, kombinert med mangel på utbygd infrastruktur og krevende tekniske utfordringer, begrenser mangfoldet av aktører som er egnet til å lete etter slike ressurser. I tillegg til å ha bred erfaring og teknisk og geologisk kompetanse, må aktørene som opererer i disse områdene ha et solid finansielt fundament.

De senere års leteresultater i umodne områder, spesielt boringer på prospekter i utvinningstillatelser tildelt i 16. konsesjonsrunde, har så langt ikke gitt de forventede resultater. I forkant av 16. konsesjonsrunde var det stor optimisme knyttet til flere prospekter som ble tildelt. Det tildelte arealet inneholdt i følge ODs vurderinger 25 prospekter med en forventet, risikojustert ressursmengde på 345 mill. Sm^3 o.e. Ved tildelingstidspunktet hadde mange selskaper blant annet store forventninger til prospektene som er alminnelig kjent som «Presi-

denten», «Havsule» og «Solsikke». Brønn 6406/5-1 («Presidenten») påviste om lag 8 mill. Sm^3 o.e., som var betydelig mindre enn forventet, men resultatet viser at det er petroleum i området og flere prospekter gjenstår å bli boret innenfor utvinningstillatelsen. Funnsannsynligheten for de gjenværende prospektene i utvinningstillatelsen er, ifølge OD, ikke redusert etter den første boringen. Brønnene 6404/11-1 («Solsikke») og 6403/10–1 («Havsule») viste seg å være tørre.

Leteresultatene fra 16. konsesjonsrunde har hittil påvist ca. ¼ av forventningsestimatene og ingen av funnene som er gjort er vurdert som kommersielle i dag. Det gjenstår fremdeles å bore flere brønner i utvinningstillatelsene tildelt i 16. konsesjonsrunde.

Når det gjelder boringer i brønner tildelt i 17. konsesjonsrunde, har det så langt bare blitt boret én brønn. Denne brønnen, 6407/5-1, ble boret på det såkalte «Elida»-prospektet og det ble gjort et oljefunn. Det er for tidlig å si om funnet er drivverdig, men det ble gjort i et område som tradisjonelt har vært ansett som en gassprovins, og dette oljefunnet er oppmuntrende med hensyn til videre leting i området.

Utlysningen av 18. konsesjonsrunde innebærer et betydelig løft i tilgjengelighet av nytt leteareal på norsk kontinentalsokkel. Med 95 utlyste blokker eller deler av blokker er 18. konsesjonsrunde den største runden i umodne områder siden første konsesjonsrunde i 1965.

Det utlyste arealet representerer svært varierte utfordringer med både store prospekter med relativt lave funnsannsynligheter og mindre prospekter hvor sannsynligheten for å gjøre funn er betydelig større. De utlyste blokkene strekker seg over store geografiske områder og inneholder både kjente og delvis kjente letemodeller, så vel som helt nye letemodeller som tidligere ikke har vært testet ved boring. Letemodellene i de utlyste områdene er av en slik beskaffenhet at det forventes en langvarig og gradvis utforskningsaktivitet før potensialet i de utlyste områdene er avdekket.

Utfordringer i umodne områder

Forutsetningen for å sikre ressurstilveksten fra umodne områder er at industrien får tilgang til de prospektive områdene. I motsetning til situasjonen i enkelte deler av de modne områdene er ikke ressursene i umodne områder tidskritiske. Rask og konstant tilgang til alle umodne områder er derfor ikke nødvendig på samme måte som i modne deler av kontinentalsokkelen. Det vil derfor fortsatt være behov for ordinære konsesjonsrunder selv om behovet for en styrt, sekvensiell utforskning er redusert.

Leteresultatene fra de umodne områdene i Norskehavet i de senere år utgjør en stor utfordring for de geologiske miljøene. Utfordringen består i å bruke den informasjonen som har kommet gjennom de siste års leteaktivitet på en kreativ måte som fører til nye ideer og nye letekonsepter.

I de siste konsesjonsrunder har en sett en tendens til at selskapene leverer svært smale søknader i umodne områder, dvs. at hvert selskap søker på kun én eller svært få utvinningstillatelser. Resultatet av slike smale søknader er at relativt få utvinningstillatelser blir tildelt i hver runde selv om store områder gjøres tilgjengelige. Målsettingen om effektiv utforskning hvor det letes tidsriktig etter alle økonomiske ressurser i umodne områder blir dermed ikke oppfylt.

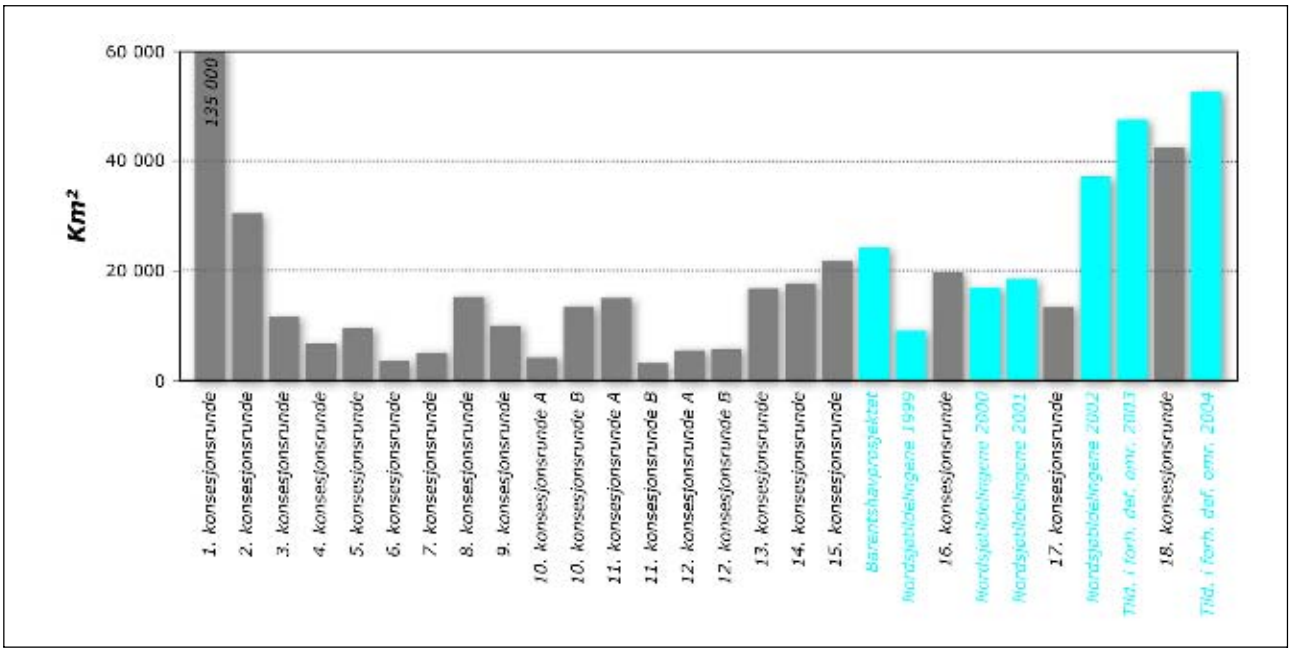
For å møte de tekniske og organisatoriske utfordringene knyttet til bl.a. dypt vann, høyt trykk, høy temperatur, ukjent geologi og miljø spiller fortsatt teknologisk utvikling en sentral rolle i umodne områder. Videre teknologisk utvikling kan også gi viktige bidrag til å redusere kostnadene knyttet til leting og utbygging i disse krevende områdene.

I motsetning til modne områder hvor nye og mindre aktører kan spille en viktig rolle er det i umodne områder viktig med fortsatt interesse fra de største internasjonale selskapene. Det er disse selskapene som har kompetansen, erfaringen og den finansielle styrken til å møte utfordringene i disse krevende områdene.

Regjeringens tiltak – arealtilgang

For å møte utfordringen med manglende ressurstilvekst fra umodne områder, samt for å beholde interessen fra de største aktørene, er det viktig at industrien gis tilgang til de områdene som de anser for å være mest prospektive. Regjeringen valgte derfor å utlyse en meget omfattende 18. konsesjonsrunde. Med unntak av området i Nordland VI, har industrien i denne utlysningen fått tilgang til nesten alle de områdene som de gjennom nomineringene har gitt uttrykk for at er mest interessante. I tråd med industriens egne ønsker, som kom til uttrykk i KonKrafts aktivitetsprosjekt, inkluderer dette områder som kun ble nominert av ett selskap. Utlysningen er med dette blitt den største utlysningen i umodne områder siden første konsesjonsrunde i 1965.

Industrien har med dette fått tilgang til store deler av de lite utforskede områdene i Nordsjøen og Norskehavet. Forholdene er dermed lagt til rette for en effektiv utforskning av store deler av de umodne områdene i disse petroleumsprovinsene. Med den omfattende utlysningen i 18. konsesjons-



Figur 3.6 Norske konsesjonsrunder

Kilde: Oljedirektoratet

runde og utlysning av alt modent areal i TFO-rundene, har Regjeringen gitt industrien tilgang til mesteparten av de prospektive områdene både i Norskehavet og Nordsjøen. Det er nå opp til industrien å utforske disse store områdene på en effektiv måte.

Dersom konsesjonsrunder i umodne deler av norsk kontinentalsokkel skal oppnå målsettingen fra industrien og myndighetene om effektiv utforskning av disse områdene, må selskapene følge opp myndighetenes utlysninger med brede søknader. Det er klart at målet om den langsiktige utviklingsbanen vil være umulig å oppnå dersom sentrale aktører på norsk kontinentalsokkel ikke følger opp på dette området. Regjeringen mener at dette er et forhold det er relevant å legge vekt på i tildelinger av utvinningstillatelser i umodne områder. Dette betyr ikke at selskapene skal søke på blokker hvor de ikke ser lønnsomme prospekter. Poenget er at de selskapene som skal få tildelt de viktigste områdene på kontinentalsokkelen, og dermed få de mest sentrale posisjonene i å videreutvikle norsk kontinentalsokkel, også må være de selskapene som på best mulig måte kan bidra til å realisere det fulle potensialet for utnyttelse av ressursene på kontinentalsokkelen.

Det var i forkant av utlysningen til 18. konsesjonsrunde rettet stor oppmerksomhet mot områdene rundt Lofoten, det såkalte Nordland VI-området. I sin behandling av spørsmålet om videre petroleumsaktivitet i området fra Lofoten og nordover besluttet Regjeringen at det ikke skal åpnes for videre petroleumsvirksomhet i Nordland VI. Regjeringen mener det til nå ikke er demonstrert at hensynet til fiskeriene og miljøet kan ivaretas på en tilfredsstillende måte ved oppstart av petroleumsvirksomhet i området. En nærmere vurdering av dette spørsmålet vil bli foretatt når den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet foreligger. For en mer utfyllende omtale av ULB og Regjeringens konklusjoner vises det til kap. 3.2.3.

I likhet med utfordringene i modne områder er det viktig at også areal som blir tildelt i umodne områder utforskes raskt og effektivt. Regjeringen vil derfor i 18. konsesjonsrunde og fremtidige konsesjonsrunder i umodne områder vurdere å introdusere liknende arbeidsforpliktelser som for utvinningstillatelser tildelt innenfor de forhåndsdefinerte områdene (TFO). Det er spesielt viktig i umodne områder at slike arbeidsforpliktelser er fleksible og tilpasset hver enkelt utvinningstillatelse.

18. konsesjonsrunde er en av de største som noen gang er utlyst i umodne områder. Regjeringen vil derfor nøye vurdere erfaringene fra denne konsesjonsrunden. Basert på disse vurderingene vil Regjeringen ta stilling til hyppigheten og innretningen på fremtidige konsesjonsrunder i umodne områder.

Regjeringen vil:

- Arrangere konsesjonsrunder i umodne områder med et omfang og hyppighet som ivaretar behovet for leteaktivitet i umodne områder.
- Pålegge arbeidsforpliktelser i umodne områder som sikrer rask og effektiv utforskning av tildelt areal.

3.2.3 Barentshavet– lite utforsket petroleumsprovins med stort potensiale

Barentshavet er i dag den minst utforskede delen av norsk kontinentalsokkel. I likhet med de øvrige umodne områdene, er usikkerheten knyttet til ressursanslagene i Barentshavet stor. Dette gir muligheter for en betydelig oppjustering av forventningsestimatene dersom ubekreftede letemodeller blir bekreftet ved funn. Sammen med områdene på dypt vann i Norskehavet og områdene utenfor Lofoten, vurderes Barentshavet som den petroleumsprovinsen der det er størst sannsynlighet for å gjøre nye, store funn i fremtiden.

Potensialet for uoppdagede ressurser i den delen av Barentshavet som ligger utenfor omstridt område forventes å være 990 mill. Sm^3 o.e., tilsvarende i underkant av 30 pst. av totale uoppdagede ressurser på norsk kontinentalsokkel. Fra de første utvinningstillatelsene ble tildelt i Barentshavet i 1980 og frem til i dag er det boret 61 letebrønner. Resultatene fra disse boringene har vært blandete, men det er gjort mange gassfunn i Hammerfestbassenget der Snøhvit, som nå er under utbygging, er lokalisert. På grunn av manglende lønnsomme funn har interessen fra industrien vært variert. Dette var bakgrunnen for at myndighetene i 1997 gjennomførte «Barentshavprosjektet» hvor det ble tildelt utvinningstillatelser med gunstige betingelser, herunder redusert arealavgift, for å revitalisere interessen for området. Tildelingene som ble gjort i denne runden resulterte bl.a. i oljefunnet Goliat.

I 2001 ble all petroleumsvirksomhet i Barentshavet innstilt inntil Regjeringen hadde gjennomført en konsekvensutredning av helårig petroleumsaktivitet i området (ULB). Denne ble ferdigstilt høsten 2003, og Regjeringen fattet i desember 2003 beslutning om at petroleumsvirksomheten i Barentshavet syd kunne videreføres med visse unntak. I dag er Statoil, Norsk Hydro og Eni Norge operatører for utvinningstillatelser i Barentshavet.

Forutsetninger for petroleumsvirksomhet i Barentshavet

Det er knyttet en rekke utfordringer til petroleumsaktivitet i Barentshavet. Den geografiske beliggenheten gjør at det er langt til markedene og pr. i dag er det ingen infrastruktur i området. Dette er hovedsakelig en utfordring ved utbygging av gassfunn. Den teknologiske utviklingen har imidlertid gjort avstandene og mangel på infrastruktur til en mindre utfordring enn hva den var tidligere. Med utbyggingen av Snøhvitfeltet ser man at prosjekter som for bare få år siden ikke var mulig å realisere nå blir gjennomført grunnet den teknologiske utviklingen som har ført til utbyggingsløsninger med vesentlig lavere kostnader.

Også på miljøsiden vil teknologisk utvikling være av stor betydning for å finne kostnadseffektive løsninger som ivaretar miljøkravene petroleumsvirksomheten må operere under i dette området. Regjeringen har satt som en forutsetning for videre aktivitet i Barentshavet at det ikke skal være utslipp til sjø under normal drift. Dette er en vesentlig skjerping av kravene i forhold til det som gjelder ellers på kontinentalsokkelen. Det vises til vedlegget som oppsummerer ULB-arbeidet for en detaljert gjennomgang av de krav som er stilt. Det er viktig at oljeselskapene demonstrerer at de etterlever de kravene som er satt. Dette vil kreve vilje til å utprøve og ta i bruk ny teknologi.

Sameksistens med andre næringer har helt siden oppstarten av petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel stått sentralt. Særlig har forholdet til fiskeriene vært viktig. Ettersom petroleumsvirksomheten har flyttet seg nordover, hvor fisket er mer intensivt, har betydningen av å finne frem til gode sameksistensløsninger blitt større. Det faktum at det i Barentshavet så langt ikke er gjennomført feltutbygginger gjør at informasjonsbehovet her er større enn i Norskehavet og Nordsjøen. Det er over tid etablert gode ordninger som skal sikre at fiskeriinteressene blir informert og hørt om planlagt petroleumsaktivitet, som skyting av seismikk og leteboring. Det er likevel viktig at oljeselskapene, i tillegg til disse ordningene, selv er aktive og informerer godt om sine planlagte operasjoner til de som blir berørt.

Arealtilgang

Det foreligger planer om å bore på prospekter i flere av utvinningstillatelsene som ble tildelt i «Barentshavprosjektet» i 1997. Før det er aktuelt å tildele nye utvinningstillatelser i umodne områder av Barentshavet vil Regjeringen avvente resulta-

tene fra disse boringene. På bakgrunn av disse resultatene vil Regjeringen vurdere behovet for at, og eventuelt på hvilke måter, blokker i umodne deler av Barentshavet bør inkluderes i en fremtidig konsesjonsrunde.

For de mer modne områdene rundt Snøhvit er disse inkludert i det forhåndsdefinerte området og dermed tilgjengelig for industrien gjennom de årlige tildelingsrundene i forhåndsdefinerte områder.

Utredningen av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten – Barentshavet (ULB)

Innledning

Høsten 2001 bestemte Regjeringen at det skulle gjennomføres en konsekvensutredning av helårig petroleumsaktivitet i området fra Lofoten og nordover. Havområdene fra Lofoten og nordover, inklusive Barentshavet, inneholder betydelige naturressurser av fisk, sjøfugl og sjøpattedyr. Områdene er således svært viktige både økologisk sett og for fiskerivirksomheten. Dette var bakgrunnen for initiativet i Sem-erklæringen om å klargjøre om det er mulig å drive helårig petroleumsvirksomhet i nordområdene fra Lofoten og nordover uten at det oppstår uakseptable skadevirkninger på miljøet og i sameksistens med fiskerinæringen og andre samfunnsinteresser. Dette var utgangspunktet for arbeidet med ULB.

Prosessen

Tidlig i 2002 ble det satt sammen en styringsgruppe bestående av Miljøverndepartementet, Fiskeridepartementet, samt Olje- og energidepartementet (OED), som ledet gruppen. OED opprettet også et sekretariat for utredningen, som skulle foreta den faglige koordineringen av grunnlagsutredningene som er utarbeidet under ULB. Det Norske Veritas (DNV) ble engasjert til å forestå denne oppgaven. Styringsgruppen utarbeidet et utkast til utredningsprogram som ble sendt på høring i juni 2002. Basert på innspillene fra høringsinstansene ble det endelige programmet for utredningen ferdigstilt og grunnlagsutredningene ble satt ut til forskjellige fagmiljøer.

I alt er det gjennomført 27 faglige grunnlagsutredninger for ULB om forskjellige temaer. I tillegg er også 7 rapporter som beskriver nåtilstanden i området, og som er felles for alle utredningene under den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet, benyttet i ULB-arbeidet. Grunnlagsutredningene for ULB er sammenstilt i en faglig sammendragsrapport. Både sammendragsrapporten og grunnlagsutredningene ble lagt frem for høring med høringsfrist 1. oktober 2003. Det kom inn 66 høringsuttalelser i den siste høringsrunden. Høringsuttalelsene til utredningen har vært en viktig del av Regjeringens beslutningsgrunnlag i dette spørsmålet.

I ULB-prosessen har åpenhet og involvering av berørte interesser stått sentralt. I tillegg til høringen av programmet og sammendragsrapporten (inkludert grunnlagsutredningene) har OED, med deltakelse fra Fiskeridepartementet og Miljøverndepartementet, i forbindelse med begge høringene avholdt særskilte høringsmøter med berørte interessegrupper og lokale myndigheter. I tillegg ble det i april 2003 avholdt et åpent fagseminar i Tromsø hvor forfatterne av de ulike grunnlagsstudiene presenterte sine foreløpige konklusjoner.

Regjeringens konklusjoner

På bakgrunn av ULB-arbeidet og høringsuttalelsene har Regjeringen besluttet at det ikke skal åpnes for videre petroleumsvirksomhet i Nordland VI. Områdets spesielle karakter som gyteområde for viktige fiskeslag og områdets betydning som fangstområde er tillagt betydelig vekt. Regjeringen mener det til nå ikke er demonstrert at hensynet til fiskeriene og miljøet kan ivaretas på en tilfredsstillende måte ved oppstart av petroleumsvirksomhet i området. En nærmere vurdering av dette spørsmålet vil bli foretatt når den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet foreligger. Konsesjonsperioden for de aktuelle tillatelsene vil da kunne bli forlenget.

Dette innebærer at de to utvinningstillatelsene (PL 219 og PL 220) som er tildelt i området ikke kan gjenoppta sine aktiviteter og at nye tildelinger ikke vil bli foretatt. Det vil således ikke være noen form for petroleumsvirksomhet i dette området inntil den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet foreligger.

I lys av resultatene fra ULB og høringsuttalelsene til utredningen har Regjeringen åpnet for videre helårig petroleumsvirksomhet i de allerede åpnede områdene i Barentshavet syd, med visse unntak. Unntakene er de kystnære områdene utenfor Troms og Finnmark og de særlig verdifulle områdene: polarfronten, iskanten, Bjørnøya og Tromsøflaket.

Snøhvitutbyggingen ble i 2002 godkjent av Stortinget. Snøhvit-strukturen ligger utenfor Tromsøflaket, men Albatross og Askeladd, som også er en del av utbyggingen, ligger delvis innenfor. Det

er viktig å knytte tilleggsressurser til feltet for å utnytte den infrastrukturen som blir etablert i forbindelse med Snøhvit-utbyggingen. Regjeringen åpner derfor for at det kan letes etter tilleggsressurser av gass til Snøhvit, også på Tromsøflaket.

Når det gjelder Goliat ligger denne utvinningstillatelsen like utenfor Tromsøflaket. Regjeringen åpner for at rettighetshaverne på Goliat kan foreta de nødvendige avgrensningsboringene for å avklare om feltet kan bygges ut. Det understrekes at denne beslutningen ikke innebærer et endelig ja til utbygging av Goliatfeltet hvis dette skulle bli aktuelt. Dette må det tas stilling til når rettighetshaverne fremmer sin utbyggingsplan. Det blir da opp til selskapene å demonstrere at en eventuell utbygging tar tilstrekkelig hensyn til miljøet og det særlig verdifulle området.

En beslutning om videreføring av aktivitetene i Barentshavet nå er viktig for at oljeindustrien kan bore letebrønner i konsesjonsbelagt område, slik som de har foreslått, i løpet av høsten 2004 og våren 2005. Dette vil gi verdifull informasjon om prospektiviteten i området, og det kan gi en positiv effekt på aktivitetsnivået på kontinentalsokkelen.

I St.meld. nr. 12 (2001–2002) *Rent og rikt hav* (Havmiljømeldingen) presenterte Regjeringen et opplegg for en helhetlig forvaltning av våre havområder. Det skal etableres helhetlige forvaltningsplaner for havområdene, med Barentshavet som første område. Disse må ha bærekraftig utvikling som sentral målsetning, og forvaltningen av økosystemene må bygge på føre-var-prinsippet og skje ut fra respekt for naturens tålegrenser. Viktige elementer vil være økosystemtilnærming, bl.a gjennom etablering av miljøkvalitetsmål. Formålet med forvaltningsplanen for Barentshavet er å etablere rammebetingelser som gjør det mulig å balansere næringsinteressene knyttet til fiskeri, sjøtransport og petroleumsvirksomhet innenfor rammen av en bærekraftig utvikling. Det vil være et sentralt element i planen at den skal avdekke kunnskapshull og peke på behov for forskning og tiltak.

I Sem-erklæringen sier Regjeringen at den vil «foreta en vurdering av petroleumsfrie fiskerisoner. Vurderingen skal omfatte områdene fra Lofoten og nordover, inkludert Barentshavet.» Olje- og energidepartementet og Fiskeridepartementet nedsatte tidlig i 2003 en arbeidsgruppe som skulle vurdere mulighetene for sameksistens mellom fiskerisektoren og petroleumssektoren i området Lofoten-Barentshavet. Gruppen leverte sin rapport i juli 2003. Regjeringen ønsker å videreføre arbeidet i denne gruppen for å vurdere spørsmål mellom petroleumssektoren og fiskerisektoren, inkludert å få belyst behovet for eventuelle petroleumsfrie fiskerisoner i området Lofoten-Barentshavet. Regjeringen vil i lys av arbeidsgruppens anbefaling og den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet vurdere opprettelsen av petroleumsfrie fiskerisoner.

Tiltak

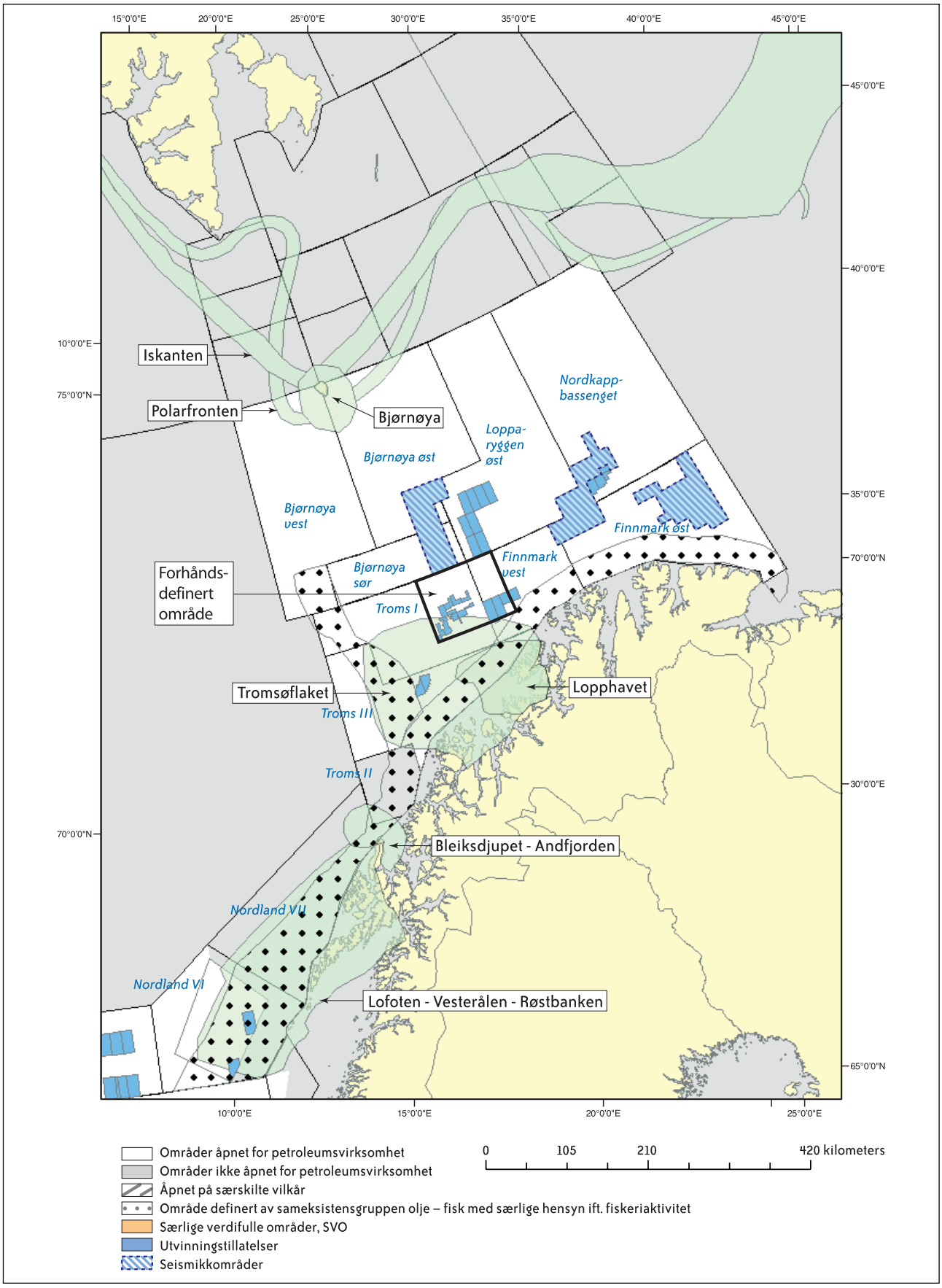
Det er en grunnleggende forutsetning for Regjeringens forslag at det skal stilles strenge krav til petroleumsvirksomheten i området. Kravene skal hovedsaklig bidra til å redusere risikoen i forbindelse med virksomheten. I ULB er det spesielt nevnt tre temaer hvor det bør settes inn tiltak. Disse er knyttet til oljevern, skipstrafikk og kartlegging av sjøfugl.

Regjeringen har satt som en betingelse for videreføring av aktivitetene i Barentshavet at oljevernet tilknyttet virksomheten er det beste til enhver tid. Det er oljeselskapene som er ansvarlige for beredskapen knyttet til sine operasjoner og Regjeringen vil påse at tilstrekkelige ressurser settes inn for å minimere risikoen knyttet til disse operasjonene. Barentshavet byr på en rekke utfordringer knyttet til oljevern som mørke, ising m.v. Regjeringen legger til grunn at gode løsninger for å takle disse utfordringene er på plass innen det er aktuelt med utbygging av felt i Barentshavet. OED vil samarbeide med andre relevante myndigheter for å utarbeide strenge krav til virksomheten.

I forhold til kartlegging av sjøfugl er det nødvendig med nye undersøkelser for å styre kunnskapsnivået. OED vil ta et initiativ overfor relevante myndigheter, fagmiljøer og petroleumsindustrien for å få i stand et prosjekt som kan bedre kunnskapen om sjøfugl i området.

Et eventuelt stort oljeutslipp fra norsk petroleumsvirksomhet vil kunne få betydelige virkninger for fiskeri- og havbruksnæringen, og regjeringen vil sette ned et utvalg for å vurdere erstatningsordninger for norsk fiskeri- og havbruksnæring. En slik ordning ble i stor grad etterspurt på høringsmøter som departementet hadde med fiskeriorganisasjonene.

I arbeidet med ULB ble det foretatt en generell gjennomgang av kunnskapsgrunnlaget. Manglende kunnskap som er viktig for å si noe om konsekvensene av petroleumsvirksomhet på miljø og andre næringer er identifisert i ULB, og oppfølging er foreslått. Øvrige områder hvor det er påpekt manglende kunnskap, men som ikke er direkte relevant for ULB, vil bli vurdert i forbindelse med det videre arbeidet med den helhetlige forvaltningsplanen. En sentral del av arbeidet med forvaltningsplanen vil være å identifisere kunnskapshull og peke på behov for forskning og tiltak.



Figur 3.7 Kart over ULB-området

Kilde: Oljedirektoratet

Samiske forhold

I høringsperioden for ULB ble det avholdt et møte mellom myndighetene og representanter for samiske interesser. På møtet deltok representanter fra Olje- og energidepartementet, Kommunal- og regionaldepartementet, Landbruksdepartementet, Sametinget, Norske Reindriftssamers Landsforbund og Reindriftsstyret. Det ble diskutert ulike tiltak for oppfølging på bakgrunn av utredningen «Petroleumsvirksomhet i Lofoten-Barentshavet og samiske forhold» som ble utarbeidet under ULB. Følgende punkter vil bli fulgt opp fra myndighetene:

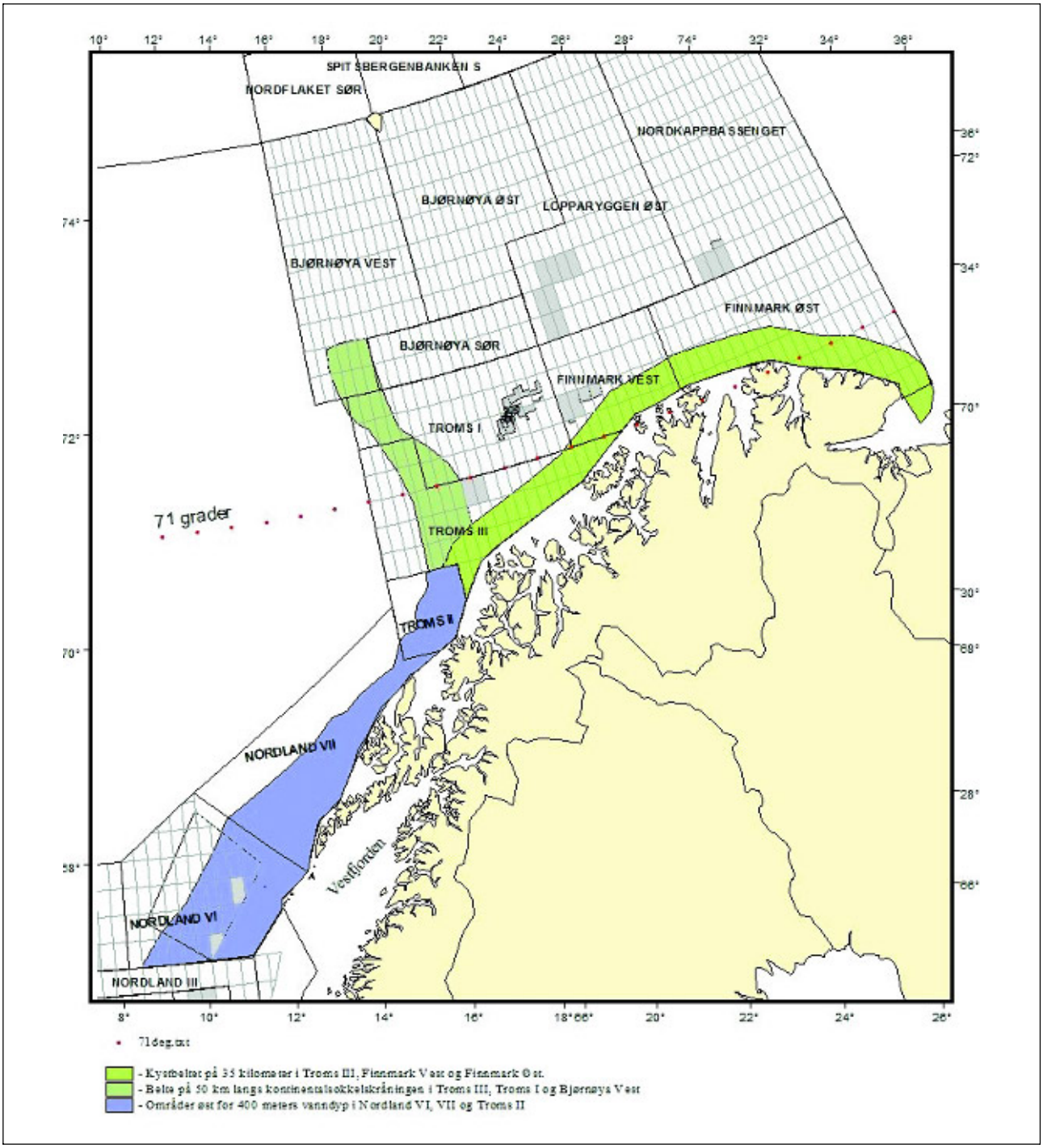
– Snøhvitutbyggingen ble godkjent av Stortinget i 2002 og skal være i produksjon fra 2006. For å få

Tabell 3.1 Spesifikke tilrådinger mht. seismikk, leteboring og produksjon

	Seismikk	Leteboring	Produksjon
Havområder i Lofoten – Barentshavet Sør som ikke nevnes nedenfor	Arbeidsgruppen har ikke fremmet forslag om stedspesifikke tiltak.		
Havområder øst for 400 meters vanndyp i Nordland VI, VII og Troms II	Innsamling av seismikk bør ikke tillates i perioden desember – april. Innsamling av seismikk bør ikke tillates under innsiget av sild til Lofoten, vanligvis i perioden august – september. I denne perioden bør seismikkfartøy ha fiskerifaglig kvalifisert følgefartøy, og innhenting av seismikk legges opp slik at den ikke forstyrrer innsiget av sild til overvintringsområdene.	Leteboring, inklusive forberedende arbeider, bør ikke tilllates i perioden desember – april. Leteboring i mulig oljeførende lag bør ikke tillates i mai.	Arbeidsgruppen har har ikke kunnet samle seg om en konklusjon om at petroleumsvirksomhet vil være forenelig med å ivareta hensynet til fiskeressurser og fiskeriaktiviteter på en god måte i området.
Et belte med en bredde på 50 kilometer langs kontinentalsokkelskråningen i Troms I, III og sør for 72°30'N I Bjørnøya Vest	Innhenting av seismikk bør ikke gjennomføres i første kvartal. Vilkår for innsamling av seismikk under innsiget av sild til Lofoten tilsvarende som for delområdet ovenfor.	Leteboring, inklusive forberedende arbeider, bør ikke gjennomføres nord for 71°N i første kvartal. Sør for 71°N bør leteboring, inklusive forberedende arbeider, ikke gjennomføres i perioden desember-april. Leteboring i mulig oljeførende lag bør ikke gjennomføres i mai.	Ingen stedsspesifikke begrensninger.
Et belte på 35 kilometer langs kysten i Troms III, Finnmark Vest og Øst	Vilkår for innhenting av seismikk avklares mellom berørte myndigheter og næringsinteresser i forkant av de planlagte aktivitetene.	Petroleumsvirksomhet i disse områdene synes ikke aktuelt i overskuelig framtid. Vilkår for leteboring og produksjon er derfor ikke drøftet nærmere.	

kunnskap om hvilke konsekvenser dette prosjektet faktisk har hatt for samiske forhold når produksjonen har pågått noen år skal det derfor utføres et flerfaglig forskningsprosjekt for å kartlegge de faktiske konsekvenser av Snøhvitutbyggingen på samiske næringer, kultur og samfunn. I etterkant av dette arbeidet vil man i dialog med Sametinget og reindriftens organisasjoner vurdere avbøtende tiltak for å begrense eventuelle negative konsekvenser av utbyggingen for samiske næringer, kultur og samfunn.

– Det er viktig at konsekvenser for samiske forhold blir tilstrekkelig belyst ved utbygging av petroleumsressurser. Det vil derfor tas inn i veilederen til konsekvensutredninger for feltutbygginger at konsekvenser for samiske interesser og reindriftsinteresser skal inngå i konsekvensutredningene der dette er relevant.



Figur 3.8 Områder i Lofoten-Barentshavet med forslag til spesifikke tiltak

Kilde: Olje- og energidepartementet

– Reindriften er generelt sårbar overfor ulike typer utbygginger og inngrep. Små inngrep kan gjøre stor skade. Regjeringen har som målsetting å styrke vernet av reindriftsarealene, jf. St.meld. nr. 33 (2001–2002) *Tilleggsmelding om samepolitikken*. Dette gjør det nødvendig å se de ulike tiltak og inngrep i sammenheng. Det arbeides for tiden med en klassifikasjon av beiteareal for rein der målet er å synliggjøre de ulike områders viktighet. I tilknytning til dette vil det bli vurdert i hvilken utstrekning utredninger er nødvendige for å synliggjøre konsekvenser for reindriften av en generell samfunns- og infrastrukturutbygging i reinbeiteområdene.

Sameksistens mellom fiskerinæringen og oljevirksomheten

Olje- og energidepartementet og Fiskeridepartementet nedsatte i 2003 en gruppe som skulle vurdere mulighetene for sameksistens mellom fiskerinæringen og petroleumsnæringen i området Lofoten – Barentshavet. Gruppen bestod av representanter fra de to departementene samt Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet, Havforskningsinstituttet, Oljeindustriens Landsforening og Norges Fiskarlag.

Gruppen identifiserte i sitt arbeid tre områder av særlig viktighet for fiskeriaktiviteten, hvor en ser behov for operasjonelle begrensninger for petroleumsvirksomheten i fasene seismikk, leteboring og produksjon. Disse er gjengitt i Tabell 3.1. Områdene er vist på figur 3.8.

Regjeringen vil legge disse anbefalingene til grunn ved vurdering av vilkår og mulige begrensninger for petroleumsaktiviteten av hensyn til fiskeriaktiviteten ved eventuelle fremtidige tildelinger av nye utvinningstillatelser i Barentshavet. Borebegrensninger i Barentshavet er tidligere omtalt i St.meld. nr. 40 (1988–89).

Regjeringen vil:

- Gjenåpne for helårig petroleumsaktivitet i Barentshavet Syd med unntak av de kystnære områdene og de særlig verdifulle områdene rundt Bjørnøya, Tromsøflaket, iskanten og polarfronten.
- Vesentlig styrke oljevernberedskapen i området Lofoten-Barentshavet.
- Arbeide for å redusere risikoen knyttet til eksport av petroleum med skip.
- Igangsette programmer for å fylle kunnskapshull, herunder kartlegging av sjøfugl.
- Arbeide for at petroleumsvirksomheten innrettes på en slik måte at den bidrar til verdiskaping og sysselsetting i landbasert virksomhet i regionen. Vurderinger og krav om dette vil være aktuelt i forbindelse med behandling av utbyggingsplaner og feltspesifikke konsekvensutredninger.
- Sette ned et utvalg for å vurdere erstatningsordninger for fiskeri- og havbruksnæringen ved eventuelle store oljeutslipp fra norsk petroleumsvirksomhet.

3.3 Store verdier i modne felt og områder

De modne feltene[1] på norsk kontinentalsokkel preges i dag av fallende produksjon og liten endring i driftskostnader. Dette fører til at enhetskostnadene øker. Utviklingen i enhetskostnadene vil være avgjørende for nedstengingstidspunkt og for mulighetene for økt utvinning og tilknytning av mindre felt. Dersom ikke ny teknologi, nye organisasjonsformer og arbeidsprosesser tas i bruk sammen med tiltak for økt utvinning og innfasing av tilleggsressurser, vil felt i moden fase eller i sluttfasen av sin levetid stenges ned, arbeidsplasser gå tapt og store verdier forbli urealisert for samfunnet.

3.3.1 Store verdier i økt utvinning

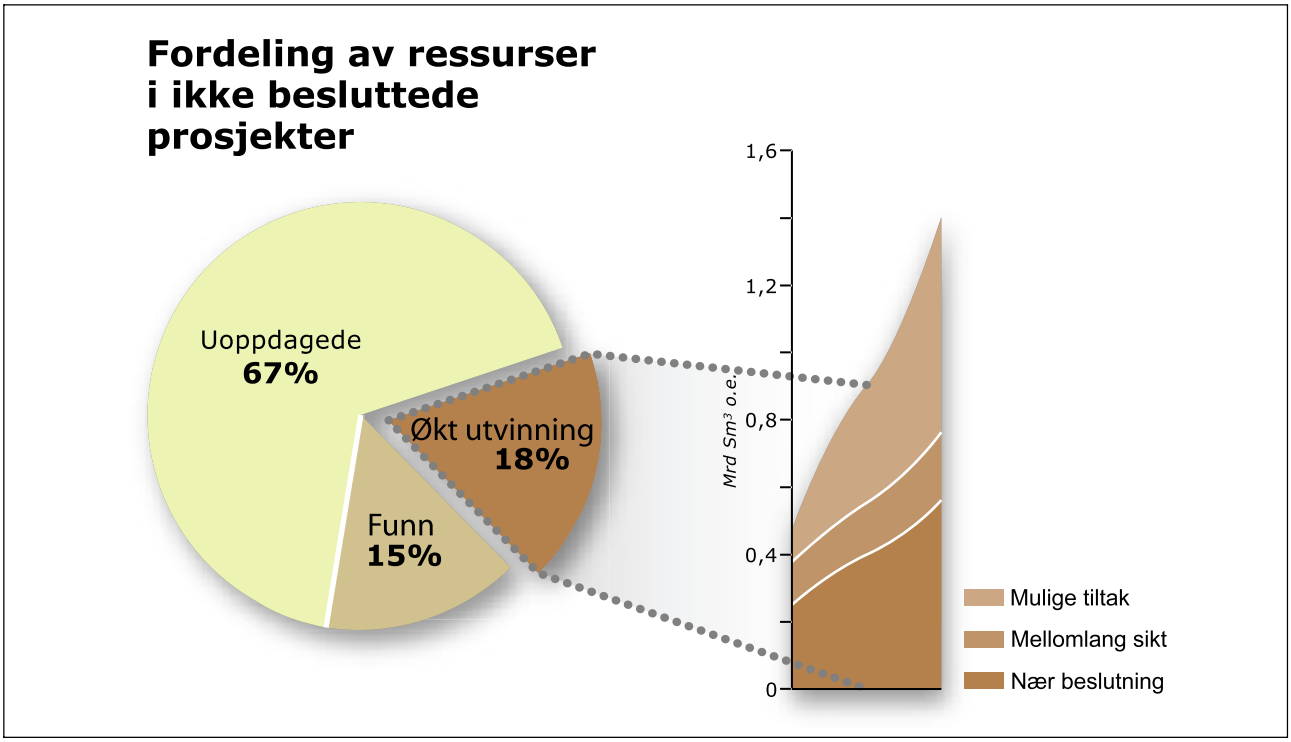
Ressurspotensialet og potensialet for fremtidig verdiskaping fra felt i moden fase er betydelig. Tiltak for økt utvinning kan gi om lag 900 mill. Sm^3 o.e.[2], som tilsvarer ca. ett og et halvt Statfjordfelt. Innsats for å øke verdiskapingen fra modne felt og områder spiller derfor en viktig rolle for å nå den langsiktige utviklingsbanen, jf. figur 3.10.

Gjennomføring av nødvendige tiltak og prosjekter vil imidlertid ikke skje av seg selv, men fordrer aktiv innsats fra operatører og rettighetshavere for å identifisere og beslutte lønnsomme prosjekter for økt utvinning og innfasing av tilleggsressurser i nærliggende funn og prospekter. Videre fordrer det omfattende tiltak for å gjøre driften av feltene mer effektiv, dvs. oppnå reduserte driftskostnader.

Oljedirektoratet har i samarbeid med operatørene på kontinentalsokkelen foretatt en kartlegging av over 100 konkrete prosjekter og mulige til-

[1] Modne felt er felt der hoveddelen av lønnsomme ressurser allerede er produsert.

[2] Oljedirektoratets ressursregnskap per februar 2004. Om lag 500 mill. Sm^3 av disse ressursene er knyttet til konkrete prosjekter. De resterende 400 mill. Sm^3 o.e er det som må til for å nå målet om en gjennomsnittlig utvinningsgrad på 50 pst. for olje og 75 pst. for gass.

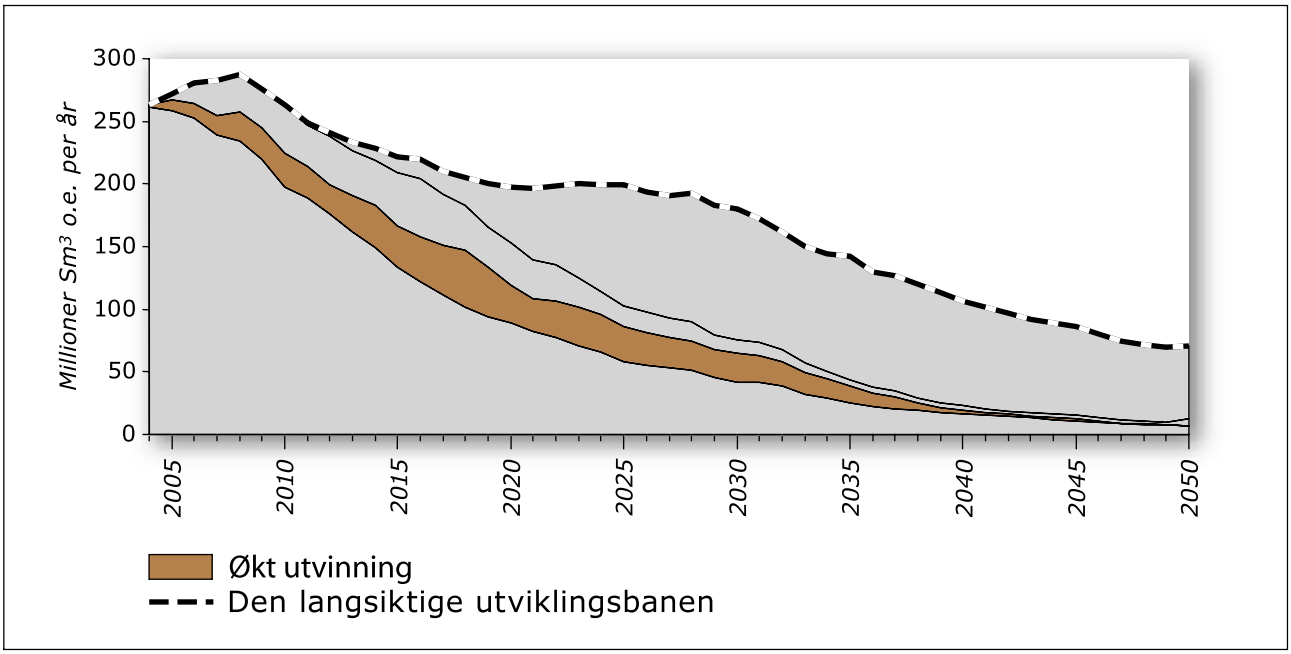


Figur 3.9 Ressurser i eksisterende felt

Kilde: Oljedirektoratet

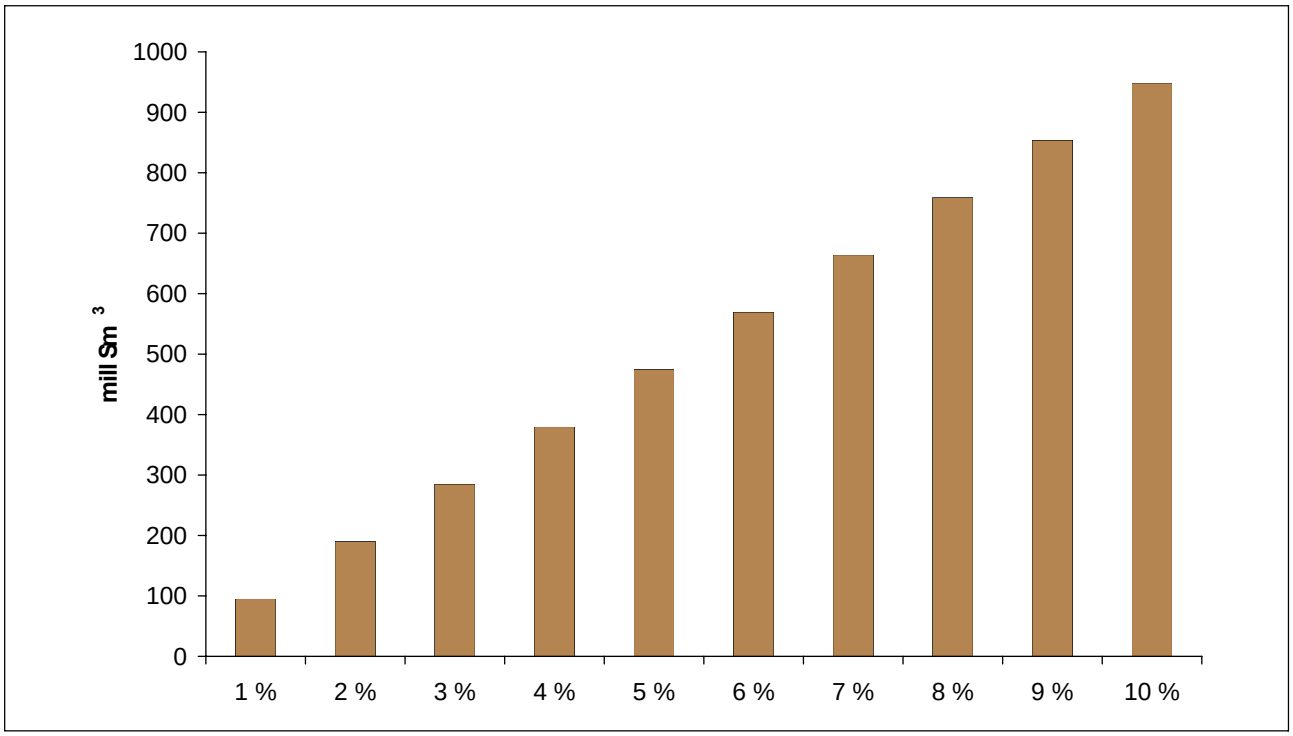
tak for økt utvinning i felt som per i dag er i drift. Kartleggingen viser at det er store muligheter for å øke utvinningen fra felt som er i produksjon, men den viser også at flere prosjekter har marginal lønnsomhet og/eller er avhengig av utvikling og anvendelse av ny teknologi. Det må arbeides aktivt med prosjektene fra operatørenes og rettighetshavernes side for at disse skal bli teknologisk gjennomførbare og lønnsomme.

Dersom disse prosjektene settes i gang vil målsetningen om å nå 50 pst. gjennomsnittlig utvinningsgrad for oljefelt være innen rekkevidde. Sann-



Figur 3.10 Betydningen av økt utvinning for å nå den langsiktige utviklingsbanen

Kilde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet



Figur 3.11 Ressurstilvekst som følge av høyere utvinningsgrad

Kilde: Oljedirektoratet

synligheten for å innfri denne målsettingen økes ytterligere dersom en i tillegg lykkes med å produsere ressurser i nærliggende funn. Slik produksjon vil bidra til økt levetid for innretningene og større samlet produksjon fra hovedfeltene. Sett på denne bakgrunn er det grunn til å stille spørsmål ved om målet om en gjennomsnittlig utvinningsgrad på 50 pst. for oljefelt på norsk kontinentalsokkel er ambisiøst nok.

Figur 3.11 viser effekten av ett til ti prosentpoengs økning av den gjennomsnittlige utvinningsgraden på norsk kontinentalsokkel.

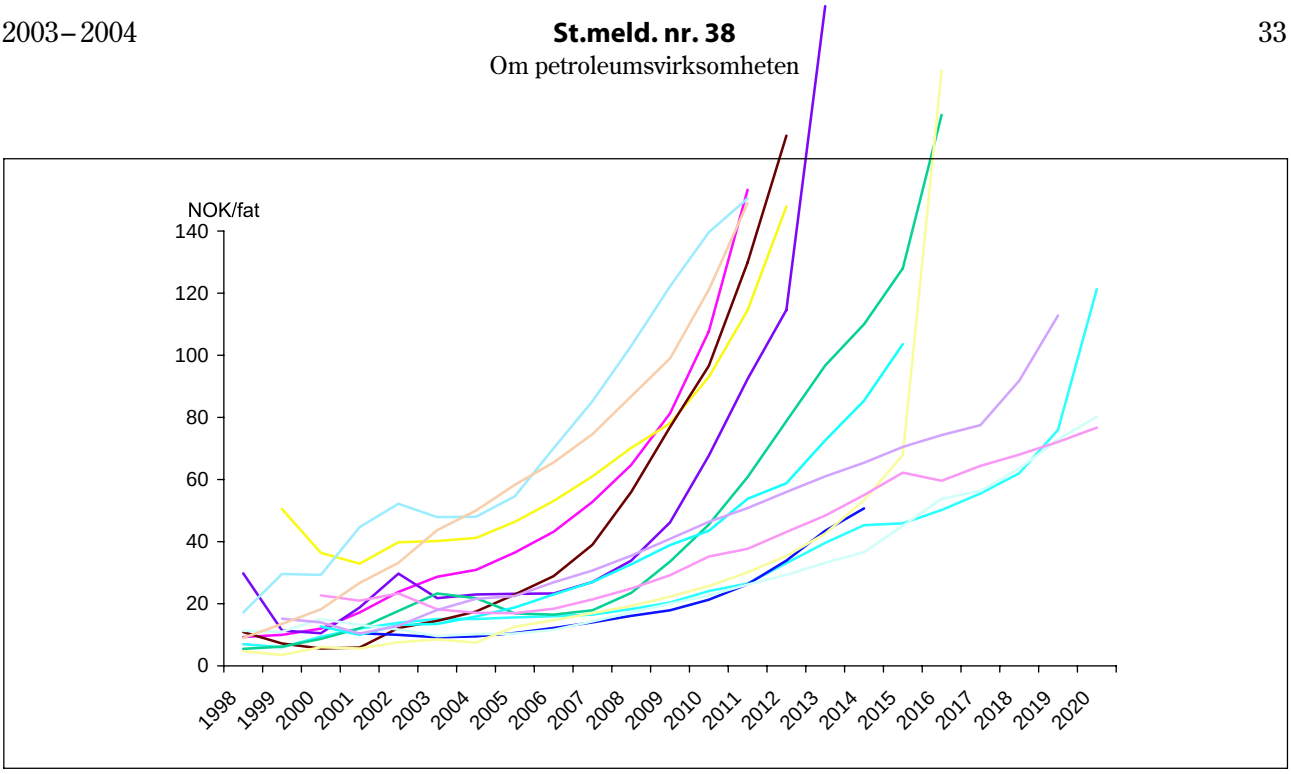
Som figur 3.11 viser er det store ressurser å hente ved hvert prosentpoeng den gjennomsnittlige utvinningsgraden heves. Hvor langt det er mulig å komme avgjøres av geologiske og geofysiske betingelser og selskapenes evne til å omsette menneskelige ressurser og tilgjengelig teknologi i lønnsomme tiltak for økt utvinning og mer effektiv drift. Rent teknologisk finnes det en rekke muligheter for å øke utvinning fra et felt. De mest anvendte teknologiene for økt utvinning på norsk kontinentalsokkel er injeksjon av vann og/eller gass for å vedlikeholde eller øke trykket i reservoaret. Injeksjon av CO_2 for å øke utvinningsgraden er også en mulighet. Beregningene så langt tyder imidlertid på at bruk av CO_2 ikke er lønnsomt. Mulighetene for bruk av CO_2 er nærmere omtalt i kapittel 3.6.2.

I lys av de betydelige ressursene som potensielt kan utvinnes ved tiltak i felt i drift, forventer Regjeringen at operatører og øvrige rettighetshavere arbeider aktivt for å maksimere verdiskapingen og utvinningsgraden. Regjeringen mener at det må være et felles langsiktig mål å heve den gjennomsnittlige utvinningsgraden for oljefelt på norsk kontinentalsokkel ut over 50 pst. Dette vil kunne realisere betydelige verdier for næringen og for samfunnet.

3.3.2 Lavere driftskostnader – en forutsetning for videre drift av det enkelte felt

Iverksetting av tiltak for å heve utvinningsgraden og for å fase inn tilleggsressurser i omkringliggende funn og prospekter er avgjørende for feltenes fremtid. Det er her potensialet for økt verdiskaping er størst. Det er derfor viktig at operatører og rettighetshavere setter inn tilstrekkelige ressurser for å realisere disse mulighetene. Samtidig må det skje endringer i måten feltene drives på. Selv med gjennomføring av tiltak for økt utvinning og innfasing av tilleggsressurser, vil en rekke felt ha for høye driftskostnader. Figur 3.12 viser en prognose for forventet utvikling av enhetskostnader[3] for et

[3] Kroner per fat olje.



Figur 3.12 Forventet utvikling av enhetskostnader for et utvalg produserende felt på norsk kontinentalsokkel

Kilde: Wood Mackenzie, McKinsey

utvalg produserende felt dersom ingen tiltak gjennomføres. Beregningen er basert på dagens kostnadsnivå for totale driftskostnader og forventet fremtidig produksjon per felt.

Tiltak for å redusere driftskostnadene må settes inn i god tid før nedstengningstidspunktet for å tilrettelegge for arbeid med prosjekter for økt utvinning og innfasing av tilleggsressurser. Dersom en kommer sent i gang vil det ikke være tilstrekkelig tid til å modne slike prosjekter. Det eneste en da oppnår er forlengelse av driften i en svært begrenset periode, i mange tilfelle bare innenfor en periode på ett år.

Tiltak for å redusere driftskostnadene må gjennomføres både offshore og på land. Slike tiltak kan eksempelvis innebære:

- Reduksjon av arbeidsoppgaver og bemanning offshore, dvs. konsentrasjon om de viktigste oppgavene og fjerning av mindre viktige oppgaver.
- Økte krav til den enkelte ansatte om større fleksibilitet. Dette innbærer at personell offshore må være forberedt på å utføre mer varierte arbeidsoppgaver enn i dag.
- Reduksjon av fast stasjonert vedlikeholdspersonell på plattformene og innføring av kampanjebasert vedlikehold, dvs. opprettelse av enheter som har ansvar for vedlikehold på flere plattformer og som utfører konsentrert vedlikehold på disse etter tur.
- Overføring av arbeidsoppgaver og personell til land gjennom bruk av e-drift eller integrerte operasjoner. Ved bruk av nye og avanserte informasjonssystemer kan utstyr og operasjoner overvåkes og styres fra land. Ifølge Oljeindustriens Landsforening (OLF) er det mulig å redusere dagens driftskostnader med inntil 30 pst. gjennom økt bruk av e-drift. Potensialet som ligger i bruk av e-drift er nærmere redegjort for i kapittel 3.3.4.
- Bedre utnyttelse av kapasiteten i forsyningsfartøy. Ifølge KonKrafts kostnadsrapport vil det være mulig å redusere de årlige utgiftene til forsyning av felt på norsk kontinentalsokkel med i størrelsesorden 225 mill. kroner dersom kapasitet i forsyningsfartøyene utnyttes bedre. Se for øvrig kapittel 3.3.5.
- Bedre utnyttelse av kapasiteten ved forsynings- og helikopterbasene. Ifølge Statoil vil det være mulig å oppnå en kostnadsreduksjon på inntil 100 mill. kroner bare i Tampen-området, dersom forsynings- og helikopterbasene som betjener feltene i dette området kunne utnyttes mer optimalt. Se for øvrig kapittel 3.3.5.

Gjennomføring av tiltakene nevnt over setter store krav til fleksibilitet hos de ansatte og ledelsen i selskapene og vil kunne få betydelige konsekvenser for den enkelte arbeidstager. Aktiv og positiv medvirkning fra alle som er involvert er derfor en nødvendig forutsetning for å lykkes. Tiltakene må videre gjennomføres innenfor rammen av et forsvarlig HMS-nivå.

Videre vil det i modne områder ofte være gunstig å se flere felt i sammenheng og optimalisere driften av disse som en enhet istedenfor enkeltvis. Dette kan over tid gi mulighet for overføring av produksjon mellom plattformer og nedstenging av innretninger det ikke lenger er bruk for.

Vi ser nå en utvikling i denne retning både i Oseberg og i Tampen-området. Boks 3.1 gir en oversikt over status i dette arbeidet.

3.3.3 Praktiske eksempler på hvilke utfordringer vi står overfor

Plattformene på Statfjordfeltet kan tjene som et godt eksempel på hvilke utfordringer en står overfor. Disse ble bygget på slutten av 1970-tallet og første halvdel av 1980-tallet og er tilpasset en produksjon på 850 000 fat/dag. Produksjonen fra plattformene er i dag på ca. 250 000 fat/dag[4], hvorav ca. 120 000 fat/dag kommer fra Statfjordfeltet. Produksjonen over disse plattformene vil i følge prognosene fortsette å falle ut over i tid og Statoil antar at produksjonen vil bli ulønnsom i 2009 dersom ikke tiltak gjennomføres.

For å sikre en god ressursutnyttelse og maksimal verdiskaping fra Statfjordfeltet, og omkringliggende felt som benytter plattformene på Statfjordfeltet, er det viktig at mulighetene for økt utvinning utnyttes og at de samlede driftskostnadene tilpasses den fallende produksjonen. Hvis slike tiltak ikke gjennomføres kan betydelige verdier gå tapt. Per i dag vurderer operatøren, Statoil, og rettighetshaverne et eget prosjekt kalt «Statfjord senfase». Dette prosjektet kan:

– føre til i overkant av 60 mill. Sm^3 o.e. i økt utvinning
– øke levetiden for de enkelte plattformene fra 5 til 10 år

For å få gjennomført prosjektet er det nødvendig med omfattende ombygginger av plattformene på Statfjordfeltet. Ettersom arbeidet må skje offshore innebærer det store investeringer og høy risiko. Risikoen er bl.a. knyttet til arbeidsomfang og størrelse på tilleggsproduksjon. Økonomien i prosjektet er også avhengig av fleksibilitet i forhold til gjeldende arbeidsvilkår knyttet til samsoving og nattarbeid, samt forutsigbarhet med hensyn til miljø- og avgiftspolitikk. Det er med andre ord krevende å oppnå tilstrekkelig robusthet og lønnsomhet i prosjektet.

[4] Dette inkluderer produksjon fra satellittene Statfjord Øst og Nord og Sygna.

For å understøtte lønnsom produksjon i senfasen har Statoil som mål å redusere årlige driftskostnader på Statfjord-plattformene med 30 pst. innen 2007. Viktige tiltak vil være endringer i drifts- og vedlikeholdsfilosofi, flytting av oppgaver til land og reduksjon i logistikk og anskaffelseskostnader.

Andre eksempler på felt med slike utfordringer er Brage, Njord, Gyda og Veslefrikk. Dette er forholdsvis små felt som risikerer å stenge ned innen 2 til 5 år. Fremdeles er det betydelige gjenværende verdier i feltene og i omkringliggende funn og prospekter, men disse er økonomisk marginale og derfor krevende å realisere. Realisering av disse verdiene betyr imidlertid mye for levetiden for feltet, økt verdiskaping og antall arbeidsplasser. Tilfellet Brage er nærmere beskrevet i boks 3.2.

Regjeringen vil:

- Arbeide for at nødvendige tiltak gjennomføres på modne felt for å skape merverdier gjennom mer effektiv drift, økt produksjon fra eksisterende felt og realisering av forekomster som ellers ikke vil være lønnsomme. Gjennomføring av slike tiltak er primært oljeselskapenes ansvar. Arbeidet med omlegging av driften må skje i nært samarbeid med arbeidstagerne.
- Oppfordre partene til å finne konstruktive løsninger som kan sikre verdiskaping og sysselsetting på lang sikt.

3.3.4 E-drift eller integrerte operasjoner – fremtidens driftspraksis

OLF anslår at potensialet knyttet til bruk av e-drift eller integrerte operasjoner er opp mot 8–10 pst. økt produksjon, inntil 4–5 prosentpoeng økning i utvinningsgraden og inntil 30 pst. reduksjon av driftskostnadene i forhold til dagens nivå.

E-drift eller integrerte operasjoner innebærer bruk av informasjonsteknologi til å endre arbeidsprosesser for å oppnå bedre beslutninger, til å fjernstyre utstyr og prosesser og til å flytte funksjoner og personell til land. Grunnlaget for e-drift er datateknologi som gjør det mulig å overføre informasjon uten nevneverdig tidsforsinkelse over lange avstander. Personell på land kan derfor få samme informasjon til samme tid som personell offshore. Dette åpner for muligheter til å endre måten man arbeider på. Ulike teknologier og kunnskap kobles sammen til en helhet som omformer oppgavedeling mellom hav og land, operatør og leverandører.

Mye teknologi finnes allerede, men samlet sett har petroleumsindustrien til nå i liten grad utnyttet

Boks 3.1 Status i arbeidet med å øke verdiskapingen i områdene Tampen og Oseberg

Tampen

I Tampen ligger de store feltene Statfjord, Gullfaks og Snorre samt en rekke mellomstore og mindre felt. De to største feltene, Statfjord og Gullfaks, er modne felt og mer enn 90 % av reservene er produsert. Statfjord, Gullfaks og Snorre er blant de største funn som er gjort i verden de siste 30 årene. Petroleumsproduksjonen fra området vil være betydelig også de neste 10 årene. Tampen er derfor et viktig område på norsk kontinentalsokkel. Statoil ble 1.1.2003 operatør for alle feltene i Tampen og grunnlaget for å høste samordningsgevinster ble dermed betydelig bedret.

Høsten 2002 startet Statoil utviklingsprosjektet «Tampen 2020», hvis formål er å optimalisere den samlede verdiskapingen i området og drive det som om det var én utvinningstillatelse. Prosjektet drives i nært samarbeid med de andre rettighetshaverne i området. Så langt er det identifisert et betydelig potensial for økt ressursutvinning i området (fra 45 til 55 mill. Sm^3 o.e.[1]). Videre er det vist at verdiskapingen fra området best kan sikres gjennom optimal bruk av bestående innretninger. Det er med andre ord ikke funnet grunnlag for investeringer i nye plattformer eller større rørledninger til land. Dette betyr at man over tid vil søke å utnytte kapasiteten i området mer optimalt gjennom overføring av produksjon mellom plattformer og stenge plattformfunksjoner etter hvert som de blir overflødige.

Statoil har også iverksatt en ny driftsmodell for Tampen. Formålet med denne er primært å intensivere arbeidet med økt utvinning i området og effektivisere vedlikeholdsarbeidet knyttet til innretningene. Dette skal de oppnå gjennom å samle kompetansen på disse områdene i egne Tampenenheter. I tillegg til dette har Statoil iverksatt egne store effektiviseringsprogram på Gullfaks og Statfjord. Disse programmene har som mål å redusere driftskostnadene med 30 pst.

Tampen 2020-prosjektet skal munne ut i en områdeplan for Tampen. Planen skal være ferdig våren 2004 og vil stake ut retningen for området på kort og lang sikt samt prioritere områdearbeid på årlig basis.

Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet har aktivt fulgt opp Statoils arbeid i Tampen 2020-prosjektet. Fordi Tampen-området fortsetter å være svært viktig for norsk oljeproduksjon i årene framover, vil både departementet og direktoratet fremdeles ha betydelig oppmerksomhet rettet mot utviklingen i området.

Oseberg

I forbindelse med salget av SDØE-andeler i 2002 ble eierstrukturen i Oseberg-området utjevnet. Dette har ført til en samordning av de enkelte utvinningstillatelsene, slik at området i dag drives og videreutvikles som én enhet. Samordningen har ført til ny giv. Operatøren, Hydro, har satt i gang en rekke tiltak for å videreutvikle Oseberg-området. Blant annet arbeides det nå med å etablere en langsiktig strategi for området frem til 2015.

Det er betydelig infrastruktur i Oseberg-området og plattformene har i dag ledig kapasitet for behandling av olje. Rettighetshaverne arbeider derfor med planer for utbygging av flere nye strukturer som ligger nær eksisterende installasjoner.

Olje- og energidepartementet godkjente blant annet i 2003 plan for utbygging og drift for prosjektene Oseberg Sør J Struktur og Oseberg Vestflanken.

Hydro har i tillegg blitt tildelt betydelig areal rundt Oseberg i forbindelse med TFO 2003. Selskapet ønsker å utforske områder innen rekkevidde av eksisterende infrastruktur for å utnytte denne til produksjon av eventuelle funn.

Utviklingen i Oseberg-området har til nå vært positiv. Produksjonen fra området er fallende og det er derfor viktig at operatør og øvrige rettighetshavere har fokus på effektiv drift, økt utvinning og utbygging og produksjon av nærliggende funn. Av denne grunn vil Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet aktivt følge utviklingen i området.

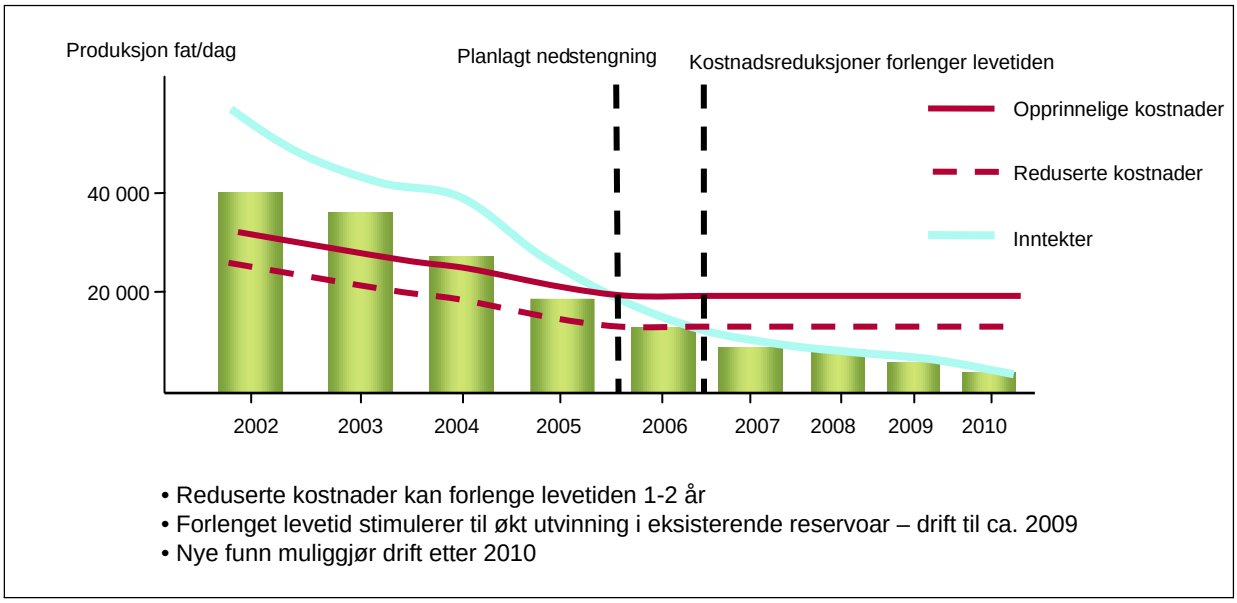
[1] Potensialet er eksklusive tilleggsvolum fra Statfjord senfase prosjektet.

Boks 3.2 Forlenget levetid gjennom endring av driftsformer offshore

Bragefeltet er et eksempel på hvordan reorganisering og fjerning av arbeidsoppgaver kan gi reduserte kostnader og dermed bidra til forlenget levetid. I utgangspunktet skulle Brage, hvor produksjonen er på hell, ha stengt ned i 2005. På det tidspunktet var det ventet at kostnadene ville overstige inntektene fra feltet. Gjennom iverksettelsen av tiltak for å redusere driftskostnadene forventer Hydro, som er operatør for feltet, at dette skjæringspunktet utsettes med ca. to år. Siden tiltakene ble gjennomført i 2003, forventer Hydro at det også er tid nok til å modne og beslutte andre prosjekter som kan nyttiggjøre seg Brageinstallasjonene. Dersom identifiserte prosjekter for økt utvinning gjennomføres, vil levetiden for Bragefeltet forlenges til 2009, og dersom det gjøres nye funn i tilknytning til Brage kan dette forlenge feltets levetid ytterligere ut over 2010.

Tiltakene for å redusere driftskostnadene på Brage omfatter flytting av arbeidsoppgaver til land, etablering av mer rasjonelle arbeidsprosesser, fjerning av unødvendige oppgaver, eliminering av unødvendig byråkrati, etablering av korte kommandolinjer samt å klargjøre den enkeltes arbeidsoppgaver. Tiltaket innebærer også mer fleksibel bruk av ansatte i forbindelse med vedlikeholdsarbeid. Tidligere hadde gjerne enkeltplattformer et dedikert vedlikeholdsmannskap. Hydro har nå overført slike oppgaver til et mannskap som dekker vedlikeholdsoppgaver for et større område, dvs. flere felt. Dette omtales ofte som kampanjebasert vedlikehold – i motsetning til dag-til-dag vedlikehold. Fleksibel bruk av ansatte og deres kompetanse forutsetter at ansatte må kunne stille på jobb der arbeidsoppgavene befinner seg.

Hydro har gjennomført omstillingen i nært samarbeid med de ansattes foreninger og verneapparat. Det er lagt stor vekt på å opprettholde sikkerhetsnivået både under og etter omstillingen.



Figur 3.13 Rasjonelle driftsformer forlenger levetiden

Kilde: Norsk Hydro

denne. En av de store utfordringene er å få til utstrakt samarbeid mellom aktørene.

Et konkret eksempel på utnyttelse av e-drift er boresenteret ConocoPhillips har etablert i Tananger. I dette senteret møtes ulike faggrupper (geologer, petroleumsingeniører, etc.) i arbeidet med å bore brønner. De får informasjon til samme tid som den gjøres tilgjengelig på Ekofiskplattformen.

Samarbeidet som oppstår i dette senteret, og mellom plattformen og senteret, bidrar til tverrfaglige vurderinger, mer effektiv bruk av tilgjengelig personell, og dermed bedre beslutninger. I tillegg er det slik at en ansatt ved et boresenter på land kan tilby faglig støtte til flere operasjoner, på ulike felt, ja i ulike land for den del. Det gjør at kompetansen kan utnyttes mye bedre. ConocoPhillips anslår at de gjennom sitt boresenter i Tananger har spart om lag 60 mill. kroner på under ett år. Innsparingene er hovedsakelig et resultat av mer effektive beslutninger og flytting av visse funksjoner til land. I tillegg til billigere brønner oppnår en bedre brønnbaner og færre tørre brønner.

Et annet konkret eksempel er Bragefeltet der ventilene i fem brønner kontrolleres direkte av produsenten ABB i Oslo. ABBs oppgave er å styre ventilene på en slik måte at produksjonen fra brønnene blir optimalisert. ABB er som produsent av utstyret den som har de beste forutsetninger for å utføre denne operasjonen. I følge Hydro har dette ført til fra 600 til 1 100 fat olje per dag i ekstra produksjon per brønn.

E-drift kan også benyttes til HMS-formål. E-drift kan lede til raskere deteksjon av faresituasjoner og avvik av betydning for personell, ytre miljø, utstyr og produksjon. E-drift vil videre kunne redusere risikoeksponering på kontinentalsokkelen og redusere behov for helikoptertransport ved at personell og funksjoner flyttes til land. Kompetansen hos personell som av helsemessige årsaker ikke lenger kan arbeide på kontinentalsokkelen kan også utnyttes ved e-drift.

En systematisk utnyttelse av e-drift vil altså bidra til økt produksjon, forlenget levetid for felt og dermed opprettholdelse av arbeidsplasser knyttet til virksomheten. Omlegging og flytting av arbeidsoppgaver til land vil kunne ha store konsekvenser for de berørte arbeidstagere. Dette gjør denne type endringer krevende å gjennomføre. En forutsetning for vellykket innføring av e-drift er derfor medvirkning fra alle involverte parter. Store verdier står på spill dersom man ikke makter å få til organisasjonsmessige tilpasninger som gjør det mulig å ta i bruk e-drift i betydelig skala på norsk kontinentalsokkel.

For fullt ut å kunne nyttiggjøre seg mulighetene som ligger i e-drift konseptet er det også utfordringer knyttet til datanettverk og standardisering. Transport av data mellom installasjoner og land er en viktig forutsetning for e-drift. Datanettverkene benytter både radiosamband, satellittsamband og fiberkabler. Eksisterende fiberkabler har gitt norsk kontinentalsokkel et fortrinn ved å åpne for kommunikasjon med høy kapasitet over lange distanser. Nettverkene er ikke fullt utbygd. Det eksisterer flere fiberkabler i Nordsjøen, med ulike eiere og driftsoperatører. Felt som skal koble seg inn på et offentlig nett på land må forhandle om pris og ytelse med flere forskjellige leverandører. Av regularitets- og sikkerhetsmessige grunner må alle datanettverksløsninger ha ringstruktur for å brukes til e-driftsløsninger.

Regjeringen vil:

- Bidra til at potensialet for økt verdiskaping gjennom bruk av e-drift blir realisert.
- Be Oljedirektoratet om å initiere et samarbeid mellom involverte parter for å fremme bruk av e-drift.
- Bidra til å avklare tekniske, organisatoriske og sikkerhetsmessige spørsmål knyttet til telenettverk for overføring av data offshore.

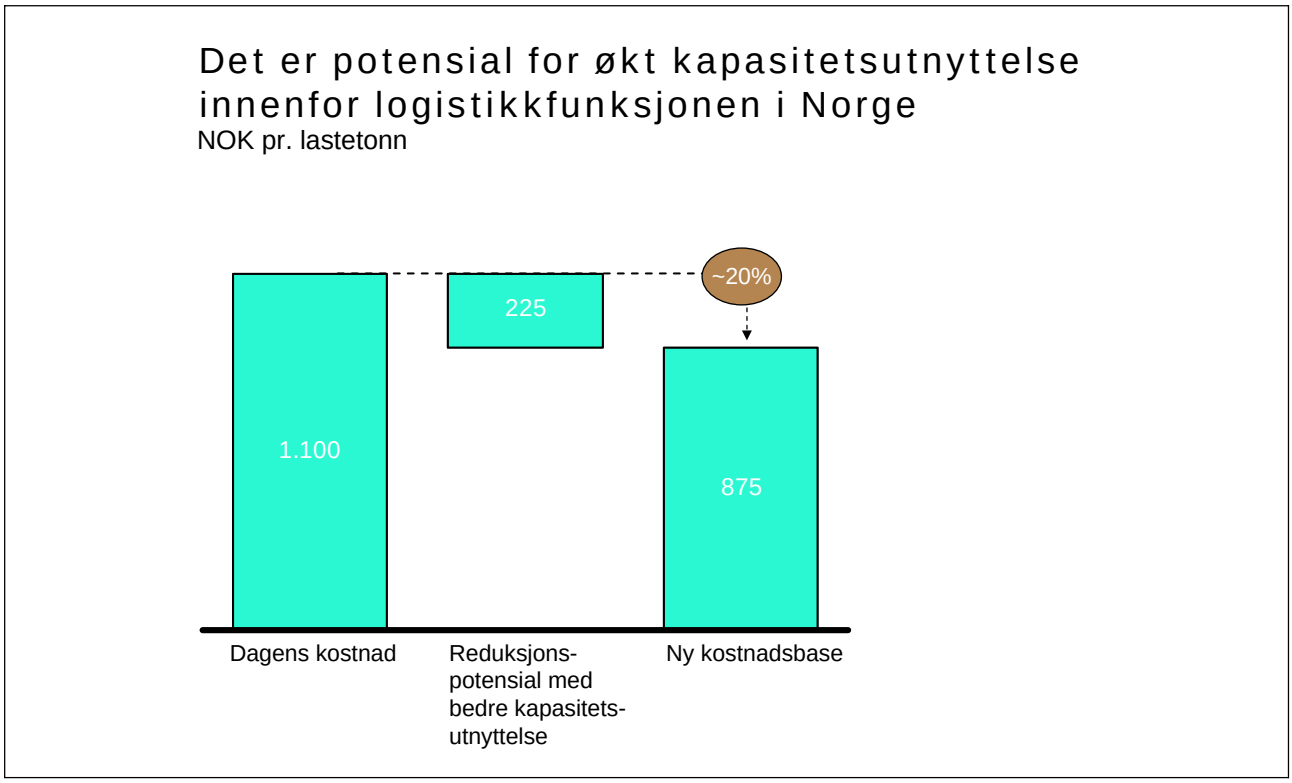
3.3.5 Behov for effektivisering av landbasert forsyning og driftsstøtte

I følge KonKrafts kostnadsstudie er logistikk og forsyningskostnadene for 2003 estimert til totalt 3,6 mrd. kroner. Rundt 55 pst. av denne kostnaden relaterer seg til plattformdrift, mens lete- og produksjonsboring utgjør 45 pst. av de totale logistikkostnadene. Studien viser også sammenligninger som indikerer at logistikk og forsyningskostnader på norsk kontinentalsokkel ligger på samme nivå eller er litt lavere enn på britisk kontinentalsokkel.

Sentrale kostnadsdrivere for landbasert forsyning og drift på norsk kontinentalsokkel er kapasitetsutnyttelse i forsyningsfartøy og base- og driftvirksomheten.

Kapasitetsutnyttelse i forsyningsfartøy

I følge KonKrafts kostnadsstudie utgjør bruk av forsyningsfartøy rundt 45 pst. av totalkostnadene på logistikkområdet. Økt kapasitetsutnyttelse gjennom samseiling til flere innretninger er et sentralt tiltak for å få ned kostnadene til denne type tjenester. Per i dag eksisterer det et samarbeid mellom Esso og Statoil ved Dusavik-basen for forsyning av disse operatørenes felt i Sørlige Nordsjø. Dette samarbeidet har redusert forsyningsskipskostnadene med rundt 10 pst., med en forventning om 20 pst. i 2005. Shell, Statoil og Hydro har videre inngått et samarbeid om forsyning av flere felt på Haltenbanken ut fra Kristiansund. Hydro anslår at dette samarbeidet har redusert fartøykostnadene med mellom 10 og 20 pst. Potensialet for økt kapasitetsutnyt-



Figur 3.14 Mulig kostnadsreduksjon som følge av mer effektiv kapasitetsutnyttelse

Kilde: KonKraft

telse gjennom slikt samarbeid er imidlertid større. I KonKraftstudien vises det til at det med dagens basestruktur er mulig å spare om lag 225 mill. kroner per år gjennom bedre utnyttelse av eksisterende kapasitet i forsyningsskipene, jf. figur 3.14.

Landbasert base- og driftvirksomhet på norsk kontinentalsokkel

Lokalisering av drifts- og forsyningstjenester til feltene på norsk kontinentalsokkel har vært og er viktig for regional utvikling. Det er en bekreftelse på at petroleumsvirksomheten utenfor kysten også skal kunne vises igjen i aktivitet på land. Dette har vært et bærende prinsipp for Stortingets behandling av utbyggingssaker på norsk kontinentalsokkel.

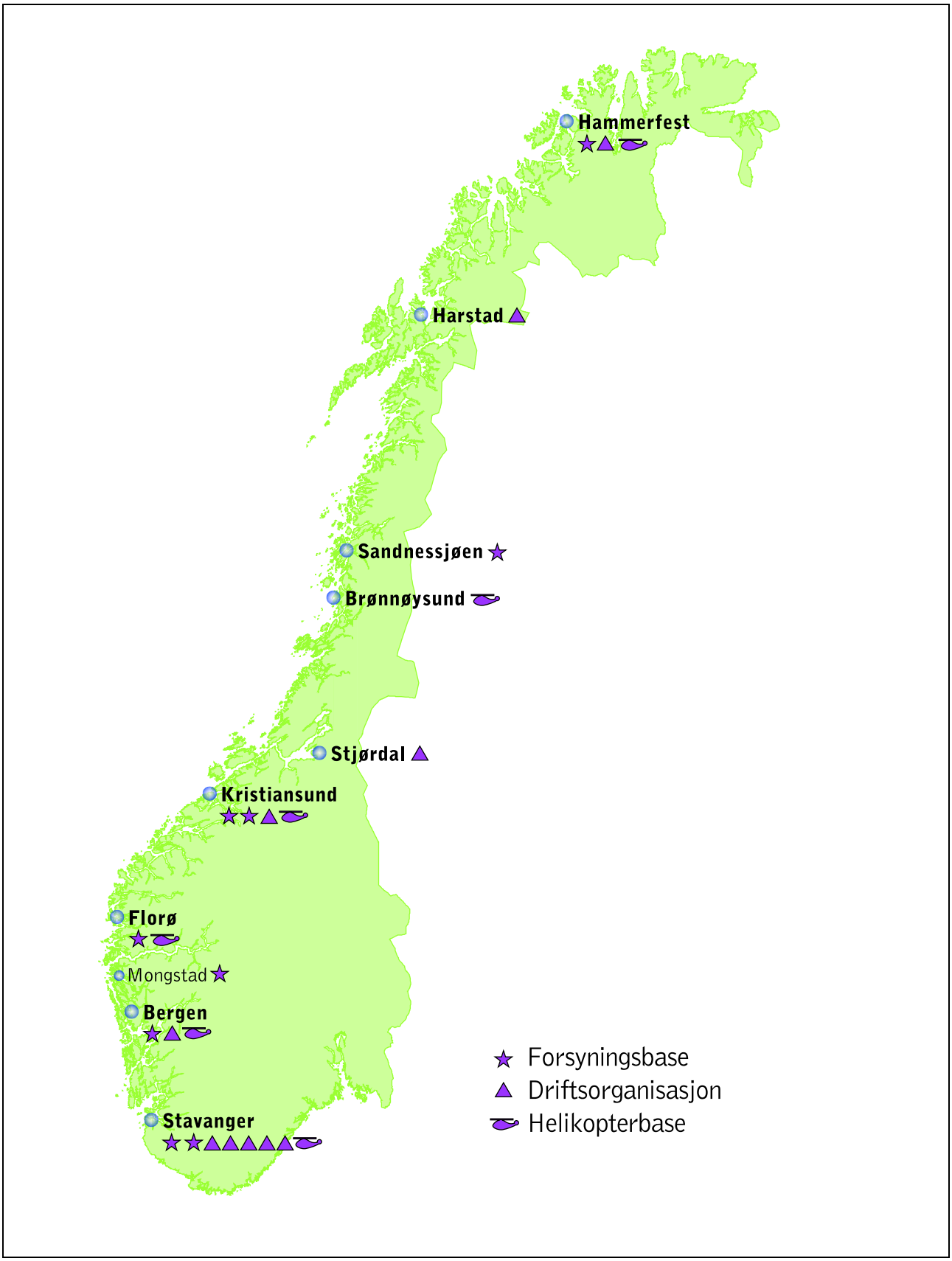
I hovedsak har denne politikken fungert godt og frem til nå både sikret regional utvikling og gitt et rimelig effektivt forsynings- og driftsmønster for feltene på norsk kontinentalsokkel. Regjeringen ønsker derfor å videreføre hovedprinsippene i denne politikken.

Per i dag eksisterer det forsynings- og helikopterbaser åtte forskjellige steder langs kysten fra Stavanger til Hammerfest. Driftsorganisasjoner for ulike felt er lokalisert på seks steder: Stavanger, Bergen, Kristiansund, Stjørdal, Harstad og Hammerfest. Figur 3.15 viser en oversikt over forsyningsbaser, helikopterbaser og driftsorganisasjoner i Norge.

Kostnader knyttet til forsyningsbaser, transport av personell og landbaserte driftsoppgaver bidrar også til de totale kostnadene for å drifte et felt. Når tiden er inne for å vurdere tiltak for å få ned driftskostnadene offshore, er det naturlig å vurdere om effektiviseringstiltak også kan settes inn for å redusere kostnadene ved landbasert forsyning, transport og drift.

Det har fra næringens side vært pekt på at det er mulig å effektivisere virksomheten som foregår ved forsyningsbasene. I følge Statoil vil det for eksempel i Tampen-området alene være mulig å spare inntil 100 mill. kroner årlig. Innsparingene oppnås gjennom å konsentrere oppgaver på visse forsyningsbaser og optimalisere utflyvingsmønsteret fra helikopterbasene. Dette mener Statoil å få til uten å redusere aktiviteten betydelig ved noen av de eksisterende enhetene som betjener feltene i Tampen-området.

For de aller fleste feltene på norsk kontinentalsokkel har det i forbindelse med godkjenning av utbyggingsplanen blitt fastsatt hvilke forsynings- og helikopterbaser som skal benyttes, og hvor den landbaserte driftsorganisasjonen skal lokaliseres. Det finnes også eksempler på at det er fastsatt konkrete krav til hvor mange personer som skal



Figur 3.15 Driftsorganisasjoner, forsynings- og helikopterbaser i Norge

Kilde: Oljedirektoratet

arbeide i forhold til et konkret felt på bestemte baser og bestemte steder. I en situasjon der operatørselskapene foretar store endringer på feltene for å forlenge levetiden, vil slike bindinger i forhold til basebruk og lokalisering av driftsorganisasjoner være krevende å opprettholde på lang sikt.

For å realisere den langsiktige banen er det viktig at operatørene har frihet til å organisere virksomheten på en mer effektiv måte allerede i dag. Ut fra hensynet til at det er et legitimt krav at petroleumsvirksomheten skal bidra til lokal utvikling, og ut fra det forhold at konsesjonskravene har skapt en forventning om et jevnt aktivitetsnivå på visse steder, må man finne en praktisk tilnærming som ivaretar disse behovene.

Det er fortsatt Regjeringens mål at aktiviteten på kontinentalsokkelen skal vises igjen i aktivitet på land. Ved en effektivisering av basevirksomheten må det derfor legges til grunn at virksomheten ved de enkelte basene skal opprettholdes, om enn med faglig innhold som er tilpasset nye behov. Dette betyr at alle konsesjonskrav som er fastsatt ved beslutning om utbygging av det enkelte felt må respekteres, men slik at det åpnes opp for tilpasninger i arbeidsinnhold og funksjoner som i dag utføres ved den enkelte base eller driftsorganisasjon. For fremtidige etableringer bør en søke å fastsette mer fleksible vilkår som kan fungere godt under ulike forhold gjennom feltenes levetid.

Regjeringen vil:

- Aktiviteten på kontinentalsokkelen skal vises igjen i aktivitet på land. For modne felt som gjennomgår effektiviseringstiltak offshore, vil det være naturlig å vurdere tiltak i landbasert base- og driftsvirksomhet. Virksomheten ved disse enhetene skal opprettholdes, men det faglige innholdet må kunne tilpasses nye behov. For fremtidige etableringer bør en søke å fastsette mer fleksible vilkår, som kan fungere godt under ulike forhold gjennom feltenes levetid.

3.3.6 Norsk-britisk samarbeid

I november 2001 oppfordret energiministrene i Norge og Storbritannia til økt samarbeid i Nordsjøen. En rapport som presenterte 14 konkrete anbefalinger for samarbeid mellom de to land ble lagt frem under Offhore Northern Seas (ONS) i august 2002. Anbefalingene ble fulgt opp av en gruppe med representanter fra industri og myndigheter. Resultatet av arbeidet som er gjennomført til nå ble lagt frem 3. desember 2003 i London. Økt verdiskaping kan realiseres gjennom tettere samarbeid. Gevinsten som følge av flere og billigere infrastrukturalternativ, mer effektiv transport, driftsmessige synergier og sparte disponeringskostnader anslås å være betydelige.

En viktig del av samarbeidet mellom Norge og Storbritannia er utarbeidelsen av en rammeavtale som vil dekke utbyggingen av den planlagte nye gassrørledningen fra Norge til Storbritannia. Avtalen vil også dekke andre prosjekter på tvers av grensen. Rammeavtalen vil utgjøre den mest omfattende samarbeidsavtale innen energi mellom Norge og Storbritannia. 2. oktober 2003 signerte energiministrene Einar Steensnæs og Stephen Timms en avtale om prinsipper knyttet til regulering av prosjekter som krysser grenselinjen. Prinsippene skal innarbeides i rammeavtalen som planlegges sluttført i 2004.

Det eksisterer flere påviste petroleumsforekomster som strekker seg over grenselinjen mellom Norge og Storbritannia. En del av forekomstene er utviklet, mens andre ikke er satt i produksjon til tross for at de ble påvist for mange år siden. Årsakene til at enkelte forekomster ennå ikke er utviklet kan være mange. En medvirkende årsak kan være at utviklingen av grenseoverskridende forekomster må avklares og godkjennes av begge de to lands myndigheter.

For å bidra til at påviste ressurser som strekker seg over delelinjen blir utviklet, arbeider norske og britiske myndigheter med å forenkle prosedyrene for utvikling av mindre felles forekomster. Slike forenklede prosedyrer vil gjøre det mer attraktivt å realisere påviste forekomster, samt å lete etter ressurser som kan strekke seg over delelinjen.

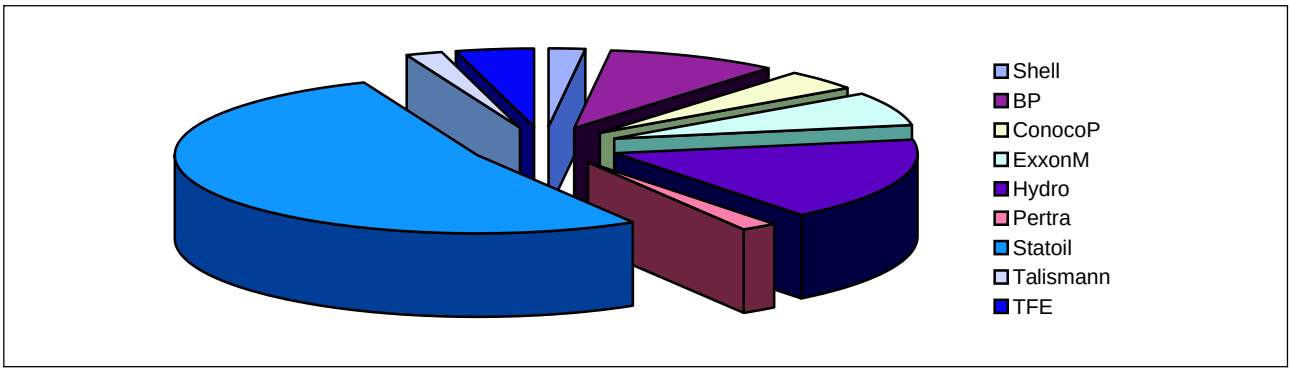
Regjeringen vil:

- Ferdigstille rammeavtalen mellom Norge og Storbritannia.
- Arbeide for forenklede prosedyrer for utvikling av petroleumsforekomster som strekker seg over sokkelgrensen mellom Norge og Storbritannia.

3.4 Aktørbildet

Dagens sammensetning av aktørene på norsk kontinentalsokkel

Som figur 3.16 viser, har Hydro og Statoil nærmere 70 pst. av operatørskapene på felt med godkjent plan for utbygging og drift (PUD). Med unntak av operatørskapet til Pertra på Varg og Talismans operatørskap på Gyda er det Statoil, Hydro og de største internasjonale oljeselskapene som har alle



Figur 3.16 Fordeling av operatørskap på felt på norsk kontinentalkontinentalsokkel

Kilde: Olje- og energidepartementet

operatøroppgaver på felt med godkjent PUD. Også når det gjelder fordelingen av ressurser dominerer Statoil, Hydro og de største internasjonale oljeselskapene. Aktørbildet på norsk kontinentalsokkel er med andre ord sterkt dominert av Statoil og Hydro, samt de største internasjonale oljeselskapene.

De største internasjonale aktørenes sentrale plass på norsk kontinentalsokkel er en naturlig konsekvens av at kontinentalsokkelen har vært kjennetegnet av få, store og krevende oppgaver hvor det har vært mulig å realisere store verdier. Myndighetene har derfor bevisst satset på i stor grad å begrense aktørbildet til de største internasjonale selskapene. Det er disse selskapene som gjennom sin brede erfaring og kompetanse har vært best egnet til å utnytte de krevende mulighetene som har kjennetegnet norsk kontinentalsokkel. Samtidig har det gjennom 1970- og 80-tallet vært et mål å bygge opp den norske petroleumkompetansen. Dette ble gjort ved at de norske selskapene Statoil, Hydro og Saga ble tildelt andeler, og operatørskap, i et stort flertall av utvinningstillatelsene på norsk kontinentalsokkel.

Politikken med et begrenset aktørbilde på norsk kontinentalsokkel har gitt gode resultater så langt. Etter hvert som norsk kontinentalsokkel modnes og bredden i utfordringene øker, er det imidlertid naturlig at også aktørbildet endres for å gjenspeile dette.

Hva kan nye aktører bidra med på norsk kontinentalsokkel?

En konsentrasjon av operatørskap på et fåtall selskaper vil, gjennom utnyttelse av læringsoverføring, områdesynergier og stordriftsfordeler, legge til rette for effektiv drift og et konkurransedyktig kostnadsnivå. Situasjonen i dag er ofte at samme selskap opererer flere felt som ligger i nærheten av hverandre. Dette er spesielt fremtredende i Oseberg og Tampenområdet der henholdsvis Hydro og Statoil er operatører. Samtidig som denne strukturen legger til rette for utnyttelse av stordriftsfordeler og utnyttelse av læringseffekter, gjør at effektiviteten og kostnadsnivået i næringen i stor grad blir avhengig av et fåtall operatørselskaper.

En slik konsentrasjon innebærer risiko for begrensninger i kreativiteten og virke hemmende i forhold til å dra nytte av lærdom fra andre petroleumsprovinser. At nye selskaper kommer inn med nye idéer og forretningsstrategier kan derfor være et viktig tilskudd til den norske oljevirksomheten. Et videre spekter av aktører vil derfor kunne bidra til økt verdiskaping gjennom reduserte kostnader og økt utvinning. Erfaringen fra britisk kontinentalsokkel indikerer snarere at et mer variert aktørbilde, også på operatørsiden, vil kunne bidra til økt verdiskaping også på norsk kontinentalsokkel. Dette gjelder særlig på letesiden og for felt i halefasen. Tilsvarende vil trolig gjelde for norsk kontinentalsokkel, men må vurderes opp mot de fordelene en konsentrasjon av operatørskap gir, særlig i geografisk avgrensede områder.

Erfaringene fra Norge og utlandet tilsier også at de største oljeselskapene i begrenset grad konsentrerer seg om utforskning av modne områder, utover områder i direkte tilknytning til egen infrastruktur. Fra både norsk kontinentalsokkel og andre petroleumsprovinser er det en tendens til at mindre og spesialiserte selskaper overtar felt fra de større selskapene mot slutten av feltenes levetid. Flere av disse nye selskapene har vært i stand til å forlenge levetiden til eksisterende felt betydelig. Fra norsk kontinentalsokkel er Pertra sin aktivitet på Varg-feltet et godt eksempel på dette. I henhold til tidligere operatørs planer skulle Varg-feltet ha vært stengt ned innen utgangen av 2002. Pertra har

gjennom fokusering på undergrunnsarbeidet og evne og vilje til å satse på et lite felt vært i stand til å øke de gjenværende reservene i feltet til mer enn på oppstartstidspunktet. Haleproduksjonen fra Varg-feltet vil med andre ord kunne overgå produksjonen i forhold til det volum som ved oppstart ble ansett for å være hovedproduksjonen.

Et annet eksempel på nye typer aktører med store planer for norsk kontinentalsokkel er Talisman med sitt kjøp av BPs eierandel i Gyda. Talisman har, gjennom virksomhet i andre petroleumsprovinser, vist at de aktivt satser på modne områder og at de er i stand til å forlenge felts levetid og dermed produsere verdier som ellers ville ha blitt liggende igjen i bakken. Talisman har i perioden frem mot 2006 ambisjoner om å fordoble produksjonen fra Gyda til 20 000 fat pr. dag. I følge tidligere planer skulle feltet stenges ned ved utgangen av denne perioden.

Til tross for disse eksemplene og nye aktørers mulige positive bidrag, spesielt i modne områder av kontinentalsokkelen, er det viktig å understreke at også de største internasjonale selskapene fremdeles vil spille en sentral rolle på norsk kontinentalsokkel. Disse aktørenes brede erfaring og kompetanse, samt finansielle kapasitet, vil være av avgjørende betydning for effektiv utforskning av krevende områder med spesielle utfordringer. Også i forbindelse med store og kompliserte utbygginger er kompetansen og den finansielle tyngden til de store selskapene av avgjørende betydning. De store internasjonale selskapene, samt Statoil og Hydro, er i dag operatører for de viktigste produserende feltene på norsk kontinentalsokkel. Den fortsatte produksjonen fra, og den fremtidige utviklingen av, disse feltene vil også i fremtiden være av stor betydning for petroleumsproduksjonen på norsk kontinentalsokkel.

Det er også viktig å påpeke at introduksjon av nye aktører ikke vil gi en umiddelbar virkning på aktivitetsnivået. Nye selskaper trenger en viss tid på å undersøke mulighetene på norsk kontinentalsokkel, samt til å opparbeide seg en portefølje. En viss størrelse på engasjementet på norsk kontinentalsokkel er en forutsetning for at selskaper skal kunne drive kostnadseffektivt. Nye selskaper må derfor ha mulighet og tid til å bygge opp en bærekraftig og langsiktig portefølje av eierandeler i utvinningstillatelser. Først etter dette kan en regne med at de nye selskapene vil være aktive rettighetshavere som bidrar til verdiskapingen og aktivitetsnivået på kontinentalsokkelen. Dette betyr at et scenario med mange små aktører som sitter på svært små porteføljer ikke nødvendigvis er en ønsket situasjon som bidrar til økt verdiskaping på kontinentalsokkelen.

Figur 3.17 Prekvalifiserte/nye aktører siden 2000

Kilde: Olje- og energidepartementet

Prekvalifisering

For å legge forholdene bedre til rette for nye aktører ble det i St.meld. nr. 39 (1999–2000) *Olje- og gassvirksomheten* introdusert en ordning med prekvalifisering av nye operatører og rettighetshavere. Denne ordningen ble videreutviklet i forrige stortingsmelding om petroleumsvirksomheten. Siden oppstarten av ordningen og frem til april 2004 har 21 selskaper gjennomgått prekvalifisering eller blitt rettighetshaver på norsk kontinentalsokkel. I tillegg er andre selskaper til vurdering eller har indikert et ønske om prekvalifisering.

De fleste av selskapene som har gjennomgått prekvalifisering har etablert seg som aktive rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, og spekteret av selskaper strekker seg fra små, nystartede norske oljeselskaper til mellomstore internasjonale selskaper og europeiske energi-/gasselskaper. Tilstrømmingen av nye selskaper etter introduksjonen av ordningen med prekvalifisering har vært god. Ordningen har også gitt selskapene økt forutsigbarhet og dermed bidratt til å forenkle etableringen i norsk oljevirksomhet for de selskapene som har fått prekvalifisering.

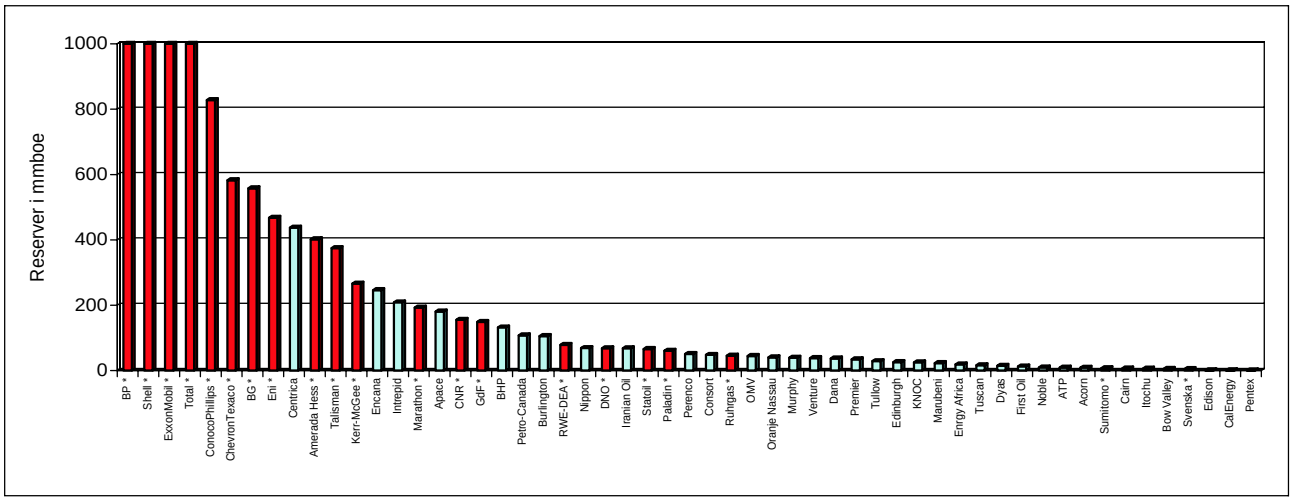
Hvilke aktører trenger norsk kontinentalsokkel og hva gjør Regjeringen for å tiltrekke seg disse?

Målsettingen med et bredere aktørbilde på norsk kontinentalsokkel er at nye aktører skal bidra til å øke konkurransen på kontinentalsokkelen, samt sette fokus på områder og oppgaver som i dag ikke blir ivaretatt på en tilfredsstillende måte. Det er av stor betydning for realiseringen av den langsiktige utviklingsbanen at aktørbildet på norsk kontinentalsokkel er tilpasset de utfordringene petroleumsvirksomheten står overfor. Spesielt er effektiv utforskning etter ressurser i modne områder, samt haleproduksjon, viktige utfordringer hvor det har vist seg at et bredere aktørbilde enn hva vi har i dag kan være av sentral betydning. Nye aktører kan gjennom deltakelse i eksisterende utvinningstillatelser utfordre og utfylle de etablerte selskapene og dermed bidra til at tildelt areal blir utnyttet på en mer effektiv måte. De kan også gjennom deltakelse i tildelingsrundene øke konkurransen om areal, bidra med nye letekonsepter og sette fokus på områder som de etablerte aktørene ikke prioriterer.

For at nye aktører skal bidra til effektiv utforsking og utnyttelse av petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel må hovedkravet til nye aktører fortsatt være at de gjennom sin egen petroleumsfaglige kompetanse skal kunne øke verdiskapingen på kontinentalsokkelen. Dette stiller en rekke krav til egenskaper hos de nye aktørene. Potensielle nye aktører må ha tilstrekkelig petroleumsfaglig kapasitet i selskapet til aktivt og løpende å kunne følge opp sine eierandeler på norsk kontinentalsokkel. Regjeringen forventer at nye aktører skal kunne bidra med petroleumsfaglige vurderinger som utfordrer de øvrige rettighetshaverne i eksisterende utvinningstillatelser, eller at de gjennom deltakelse i konsesjonsrunder bidrar med egne letekonsepter. I tillegg er det viktig at nye aktører har en finansiell styrke slik at de aktivt kan være pådrivere i utvinningstillatelser på norsk kontinentalsokkel. Finansielle begrensinger kan medføre at enkelte rettighetshavere kan bli til hinder for en effektiv kartlegging og utnyttelse av petroleumsressursene i en utvinningstillatelse.

Erfaringene fra Storbritannia viser at det er stor variasjon i hvilken grad nye aktører aktivt kan bidra til økt aktivitet. De senere år har forskjellige mellomstore aktører som relativt nylig har etablert seg på britisk kontinentalsokkel vært operatør for en betydelig andel av leteboringene. Av disse boringene står kun fem selskaper for et klart flertall. Dette er en type aktører som generelt sett innehar den nødvendige kompetansen og finansielle kapasiteten til å være aktive partnere som utfordrer operatøren i en utvinningstillatelse eller selv være en kompetent operatør. Denne typen selskaper vil særlig kunne gi viktige bidrag til verdiskapingen i modne områder av norsk kontinentalsokkel.

Figur 3.18 viser aktørbildet på britisk kontinentalsokkel rangert etter reservebasen til selskapene. De selskapene som er markert i rødt er også til stede på norsk kontinentalsokkel. Som det fremgår av figuren er alle de åtte største aktørene på britisk kontinentalsokkel også på norsk kontinentalsokkel. Blant de selskapene som er mellomstore på britisk kontinentalsokkel er det flere som ikke er representert på norsk kontinentalsokkel. Dette er også den typen selskaper som har vist at de aktivt kan bidra til verdiskapingen på britisk kontinentalsokkel. Regjeringen vil derfor i større grad enn tidligere tilstrebe at selskaper som gjennom virksomhet i andre petroleumsprovinser har vist at de aktivt kan bidra til verdiskapingen, men som ikke ennå er representert på norsk kontinentalsokkel, blir informert om hvilke muligheter det er på norsk kontinentalsokkel. Britiske myndigheter har i lengre tid aktivt markedsført mulighetene på britisk kontinentalsokkel, og erfaringene derfra tilsier at dette er et viktig skritt for å tilføre kontinentalsokkelen nye, kompetente aktører. Regjeringen vil også gjennomgå kravene som settes til rettighets-



Figur 3.18 Oljeselskaper på UKCS rangert etter reservebase (* rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel)

havere på norsk kontinentalsokkel for å sikre at de ikke skaper unødvendige etableringsbarrierer for kompetente selskaper, samt at de er tilpasset utviklingen i petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel. Kravene til rettighetshaverne skal sikre at selskapene har nødvendig kompetanse for å bidra til verdiskaping på kontinentalsokkelen, samtidig som en sikrer at petroleumsvirksomheten blir gjennomført på en fullt ut forsvarlig måte.

3.5 Høye kostnader – en trussel mot langsiktig aktivitet på norsk kontinentalsokkel

Kostnadsnivået er helt sentralt for lønnsomheten til ressursbasen på kontinentalsokkelen. Skal den langsiktige utviklingsbanen nås, er det avgjørende å holde kostnadsnivået under kontroll.

Kostnadsnivået i petroleumsvirksomheten i Norge er svært høyt. En hovedårsak til dette er de krevende naturgitte forholdene virksomheten foregår under. Også sammenlignet med andre petroleumsprovinser med krevende geografiske, klimatiske og geologiske forhold er kostnadsnivået på norsk kontinentalsokkel høyt. Det høye kostnadsnivået har blitt etablert gjennom prosesser og avtaler mellom aktørene innen industrien i perioder med store produksjonsvolumer og gode energipriser. Deler av den offentlige reguleringen av næringen preges også av at petroleumsvirksomheten har hatt større evne til å bære kostnader enn andre næringer.

Historisk har petroleumsvirksomheten i Norge vært preget av store funn og høy utbyggingsaktivitet. Aktivitetsnivået har i stor grad blitt bestemt av i hvilken grad nye leteområder har blitt gjort tilgjengelige for industrien, hvilke funn en har gjort og av hvilke prosjekter det til enhver tid har vært mulig å realisere med tilgjengelig teknologi. I tillegg har det vært lagt ned stor innsats for å kommersialisere tekniske løsninger og videreutvikle arbeidsprosessene slik at en større del av ressursbasen har blitt lønnsom.

Den økte modenheten til viktige deler av norsk kontinentalsokkel gjør at en nå står overfor andre utfordringer på kostnadssiden enn tidligere. På 90-tallet var det nødvendig å gjennomføre et krafttak for å redusere kostnadene ved nyutbygginger for å gjøre flere funn lønnsomme. Det er nå nødvendig med en tilsvarende innsats for å redusere kostnadene ved leting og for å øke produksjonen og redusere kostnadene fra felt i senfase. Samtidig er det viktig at næringen i disse prosessene lærer av erfaringene fra endringsprosessene på 90-tallet, og har nødvendig fokus også på de helse-, miljø- og sikkerhetsmessige konsekvensene av beslutningene før disse iverksettes.

Det høye norske kostnadsnivået på kontinentalsokkelen bidrar til at færre prospekter blir lønnsomme å bore, enkelte funn ikke blir bygd ut, færre prosjekter for økt utvinning på felt i drift blir lønnsomme og til at felt stenges ned for tidlig. En reduksjon i kostnadsnivået vil derfor øke verdiskapingen i næringen, både fordi mer ressurser blir lønnsomme og ved at kostnadene for *alle* prosjekter blir redusert.

Partene i industrien har hovedansvaret for det etablerte kostnadsnivået i virksomheten. Det er således i stor grad opp til partene selv å forbedre den utviklingen i kostnadsnivået en har sett i de senere årene. Gevinsten ved dette ligger i at en

større del av ressursbasen blir lønnsom. Dette vil skape større aktivitet til glede både for oljeselskaper, leverandører, arbeidstakere og samfunnet som helhet. Dersom ikke kostnadsnivået reduseres vil vesentlige deler av ressursbasen på kontinentalsokkelen ikke bli utnyttet og dermed vil den langsiktige utviklingsbanen ikke nås.

3.5.1 To studier av kostnadsbildet på norsk kontinentalsokkel

Oljenæringen er global i sin natur. Med et internasjonalt marked for innsatsfaktorer, og som følge av at de samme selskapene driver aktivitet over hele verden, vil man ikke forvente å finne vesentlige forskjeller i kostnadsnivå mellom ulike oljeprovinser.

Et sentralt forhold som gjør at slike forskjeller eksisterer er de naturgitte forholdene aktiviteten foregår under. Det er opplagt stor forskjell på å utvinne olje fra store havdyp i barske havmiljøer i forhold til å gjøre det på land.

I tillegg til forskjeller som skyldes at ulike naturgitte forhold stiller ulike krav til teknologiske løsninger, vil kostnadsforskjeller kunne oppstå som følge av den organisering og regulering virksomheten foregår under i en provins. Dette er forhold som det er mulig å gjøre noe med.

KonKraft har gjennomført en studie av kostnadsnivået på norsk kontinentalsokkel. Også Oljedirektoratet har utført egne analyser av kostnadsforhold og kartlagt eksisterende studier av kostnadsnivået. Formålet med begge analysene har vært å kartlegge kostnadssituasjonen på norsk kontinentalsokkel og identifisere kostnadsdrivere som det er mulig å gjøre noe med. Dette er dels gjort ved konkret å studere potensialet for kostnadsreduksjoner ved en type aktivitet – og dels ved å sammenligne kostnadsnivået på norsk kontinentalsokkel mot andre sokler. I det siste tilfelle er forskjeller i naturgitte forhold tatt hensyn til ved å bruke kostnadsnivået på britisk kontinentalsokkel som sammenligningsgrunnlag. For utbyggingskostnader er også Mexicogolfen benyttet som sammenligningsgrunnlag.

Bruken av britisk kontinentalsokkel som sammenligningsgrunnlag betyr ikke at kostnadsnivået på britisk side er et mål for hva vi burde hatt på norsk side. Også på britisk kontinentalsokkel står en overfor en alvorlig utfordring knyttet til kostnadsnivået. Samtidig er norsk kontinentalsokkel samlet sett mindre moden og har nyere innretninger. På driftssiden tilsier dette at kostnadsnivået på norsk side bør være lavere enn på britisk side. Sammenligninger av eksempelvis totale enhetskostnader for ulike regioner gir dermed ikke et tilstrekkelig nøyaktig bilde av de underliggende kostnadsforskjellene.

Hovedresultater

I KonKrafts studie har man fokusert på kostnadsnivået innenfor ulike aktivitetsområder. De aktivitetsområdene som er vurdert er boring og brønn, drift og vedlikehold, modifikasjoner, landstøtte og administrasjon samt forsyning og logistikk.

Studien til Oljedirektoratet har et noe annet utgangspunkt. Oljedirektoratet har gått nærmere inn på kostnadsforskjeller i forhold til britisk kontinentalsokkel for henholdsvis leteboring, utbygging og drift, samt i forhold til Mexicogolfen for utbygging.

Hovedkonklusjonene fra begge studiene er at det er betydelige potensialer for kostnadsreduksjoner innenfor aktiviteter på norsk kontinentalsokkel. På enkelte områder, som boring, er potensialet meget stort. Hovedresultatet fra Oljedirektoratets arbeid framgår av figur 3.19. For leteboring er kostnadene anslagsvis 35–50 pst. høyere enn på britisk kontinentalsokkel. For utbygging er den tilsvarende kostnadsforskjellen om lag 20 pst. Mot Mexicogolfen er forskjellen vesentlig større. På driftssiden er kostnadene om lag 10 pst. høyere i forhold til britisk kontinentalsokkel.

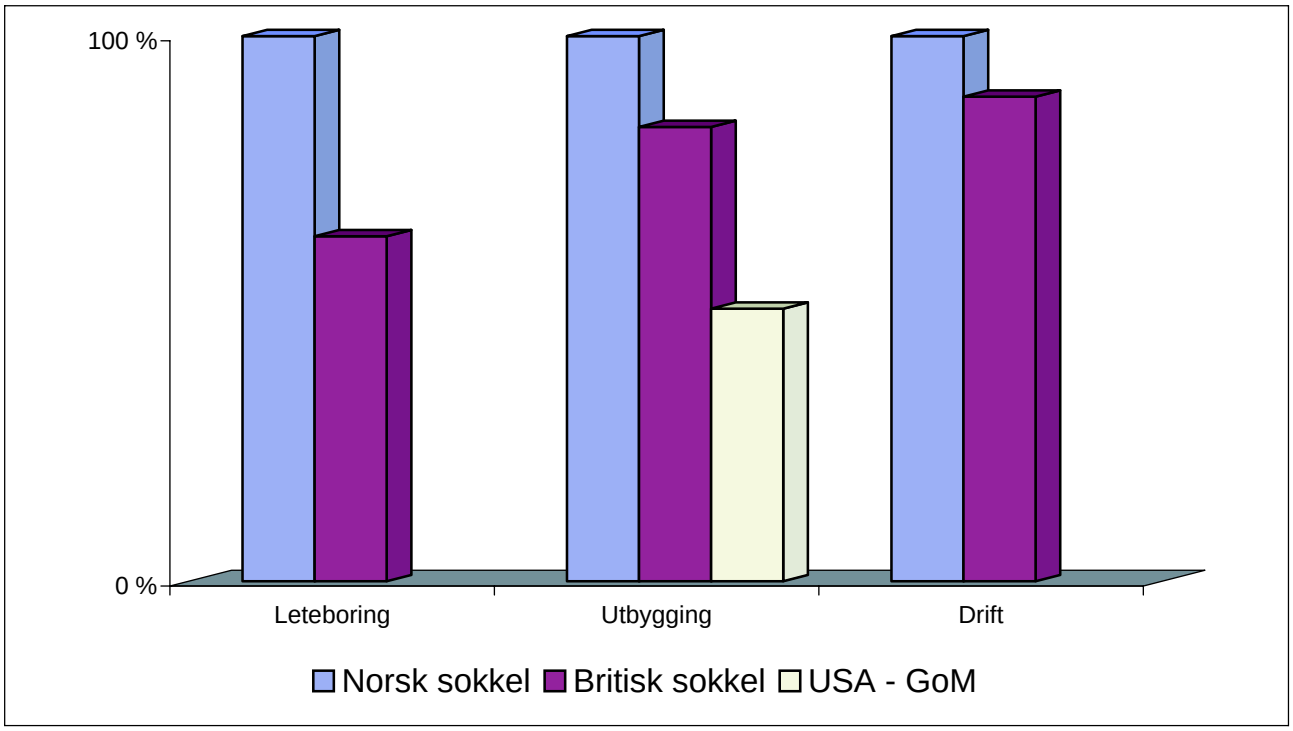
Videre viser KonKrafts studie at det er store forskjeller i kostnadsnivå mellom sammenlignbare felt og innretninger på norsk kontinentalsokkel. I driftsfasen er det eksempelvis milliardbeløp å spare hvert år hvis beste praksis i større grad overføres til alle felt.

Samlet viser dette at norsk kontinentalsokkel kommer dårlig ut selv ved sammenligning med britisk kontinentalsokkel, som også opplever å ha et kostnadsproblem. KonKraft-studien påpeker at kostnadsdrivere i den norske petroleumsvirksomheten er årsverkskostnader, bemanning, regulering av HMS og ytre miljø samt organisering og arbeidsformer. Oljedirektoratets studie peker på de samme forholdene. Med de strukturendringer en ser på kontinentalsokkelen, der boring relativt sett blir en stadig viktigere kostnadskomponent, vil det være svært viktig å adressere kostnadsutfordringen.

I de neste avsnittene gis det en nærmere gjennomgang av resultatene fra de refererte studiene.

Leteboring

Letekostnader etter tildeling kan deles i fire hovedgrupper; undersøkelsesboring, generelle undersø-



Figur 3.19 Kostnadsforskjeller etter type aktivitet

Kilde: Olje- og energidepartementet

kelser inkludert seismikk-kostnader, feltevaluering/feltutvikling og administrasjon.

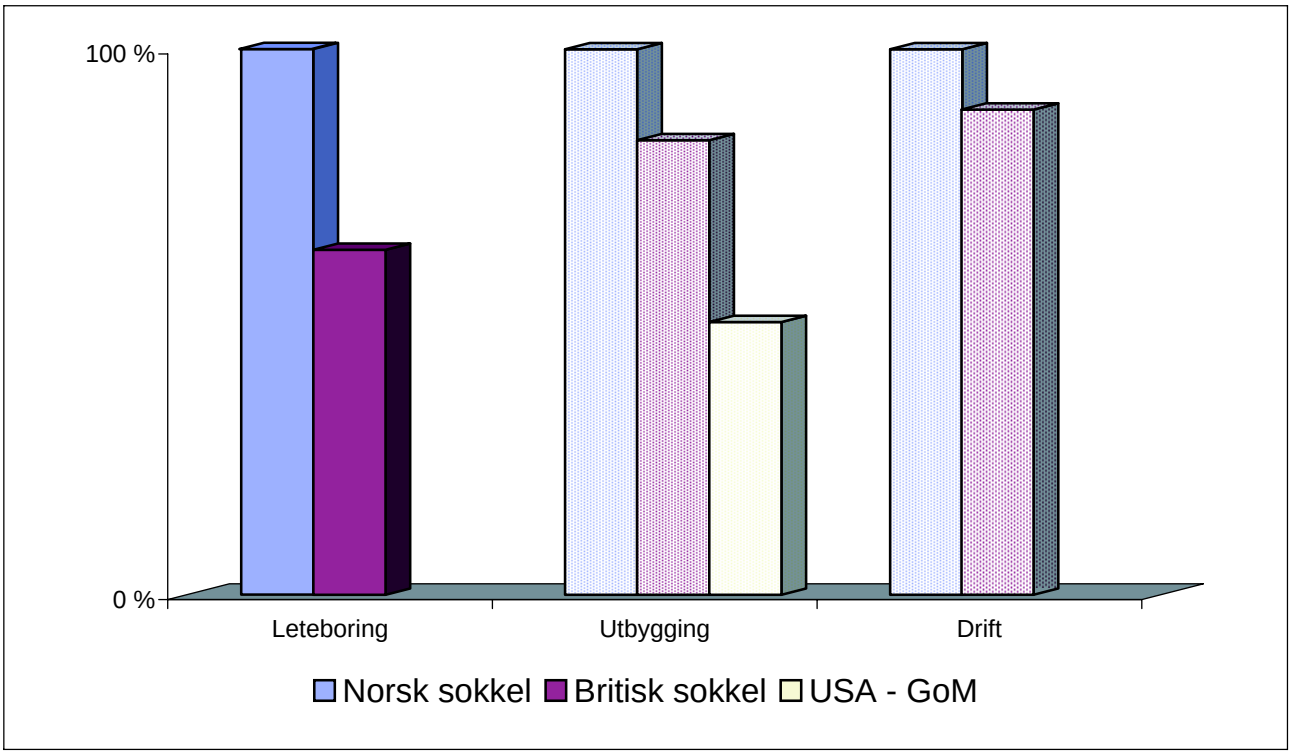
Innenfor leting har både KonKraft og Oljedirektoratet fokusert på borekostnader som i snitt har utgjort over 50 pst. av de totale letekostnadene på norsk kontinentalsokkel i perioden 1985 til 2003. Leie av borefartøy og kjøp av boretekniske tjenester står, i følge Oljedirektoratets kartlegging, hver for om lag 40 pst. av kostnadene knyttet til leteboring.

Figur 3.20 viser at kostnadene innen leteboring er vesentlig høyere på norsk kontinentalsokkel enn på britisk kontinentalsokkel. Den store kostnadsforskjellen er i vesentlig grad knyttet til komponentene leie av borefartøy og kjøp av boretekniske tjenester.

Markedet for flyttbare borerigger er i utgangspunktet internasjonalt. Et borefartøy kan flyttes fra en oljeprovins til en annen avhengig av de til enhver tid gjeldende markedsforhold. Dette betyr ikke at kostnadene ved å leie borefartøy er utjevnet internasjonalt eller at det ikke er barrierer knyttet til å flytte et fartøy til norsk kontinentalsokkel. Dette skyldes dels ulik myndighetsregulering for å ivareta helse-, miljø- og sikkerhetshensyn, dels avtalte forhold mellom arbeidsgiver og arbeidstaker og dels selskapenes måte å opptre på. Disse forholdene gjør at det i praksis er liten grad av overflytting av borefartøy mellom eksempelvis norsk og britisk kontinentalsokkel.

Det har over lengre tid pågått et arbeid med å redusere ekstrakostnadene på norsk kontinentalsokkel knyttet til myndighetsregulering. Riggnæringen oppgir ikke, som tidligere, regelverksforskjeller som en sentral årsak til kostnadsforskjellene. Dette skyldes at store deler av disse kostnadene er engangsinvesteringer som i stor grad er gjennomført på aktuelle fartøy. I KonKrafts studie påpekes det imidlertid at det finnes enkelte borerigger på britisk kontinentalsokkel som, gitt moderate oppgraderinger, er aktuelle for bruk på norsk kontinentalsokkel. Eksempler på riggoppgraderinger de siste årene viser variasjoner i størrelsesorden 30–100 mill. kroner.

Det er store personellrelaterte kostnadsforskjeller for borefartøy. Studiene gjennomført av Oljedirektoratet og KonKraft viser at driftskostnadene for en borerigg er dobbelt så høye på norsk som på britisk kontinentalsokkel. Dette slår direkte inn i kostnadene ved å leie et borefartøy (dagraten). Kostnadsforskjellene skyldes hovedsakelig arbeidstidsordninger, tarifferte tillegg og sosiale utgifter. For et borefartøy tilsvarer dette en forskjell i dagrate på om lag 30 000 dollar. Den store kostnadsforskjellen mellom britisk og norsk side har i stor grad utviklet seg siden 1997. Vek-



Figur 3.20 Kostnadsforskjeller mellom norsk og britisk kontinentalsokkel innen leteboring

Kilde: Olje- og energidepartementet

sten i personellrelaterte kostnader knyttet til drift av borefartøy har i denne perioden vært betydelig høyere på norsk kontinentalsokkel enn på britisk side.

Boretekniske tjenester er i følge KonKrafts studie den andre sentrale kostnadskomponenten innen leteboring. Bak dette begrepet ligger elementer som logging, klargjøring og rydding av brønnen. Forsyning av boreslam og borekroner samt pumpe og sementeringstjenester er andre elementer. Av de tekniske tjenestene er 25–30 pst. knyttet til servicekontrakter. Disse kontraktene er vesentlig dyrere i Norge sammenlignet med Storbritannia, forskjellen er på om lag 30 pst. Dette skyldes hovedsakelig personellkostnader, som igjen er knyttet til høyere grunnlønn, færre arbeidsdager og mer overtid i Norge. Den høyere overtidsbruken skyldes hovedsakelig ordninger avtalt mellom arbeidstaker og arbeidsgiver. Dette inkluderer personelldisponeringsplan, som begrenser arbeidsgivers mulighet til å utnytte arbeidstakerne effektivt innenfor deres arbeidsperiode.

De øvrige tekniske kostnadene er knyttet til operatørselskapets bruk av egen organisasjon. De høyere personellrelaterte kostnadene vil også gjelde for denne delen av de boretekniske tjenestene. Grovt sett kan man derfor si at for boretekniske tjenester er kostnadene i størrelsesorden 30 pst. høyere i Norge enn på britisk kontinentalsokkel.

Samlet sett betyr dette at kostnadene knyttet til leteboring på norsk kontinentalsokkel er om lag 60 pst. høyere enn på britisk side av grenselinjen. KonKrafts studie bekrefter nivået på kostnadsforskjellen knyttet til leteboring.

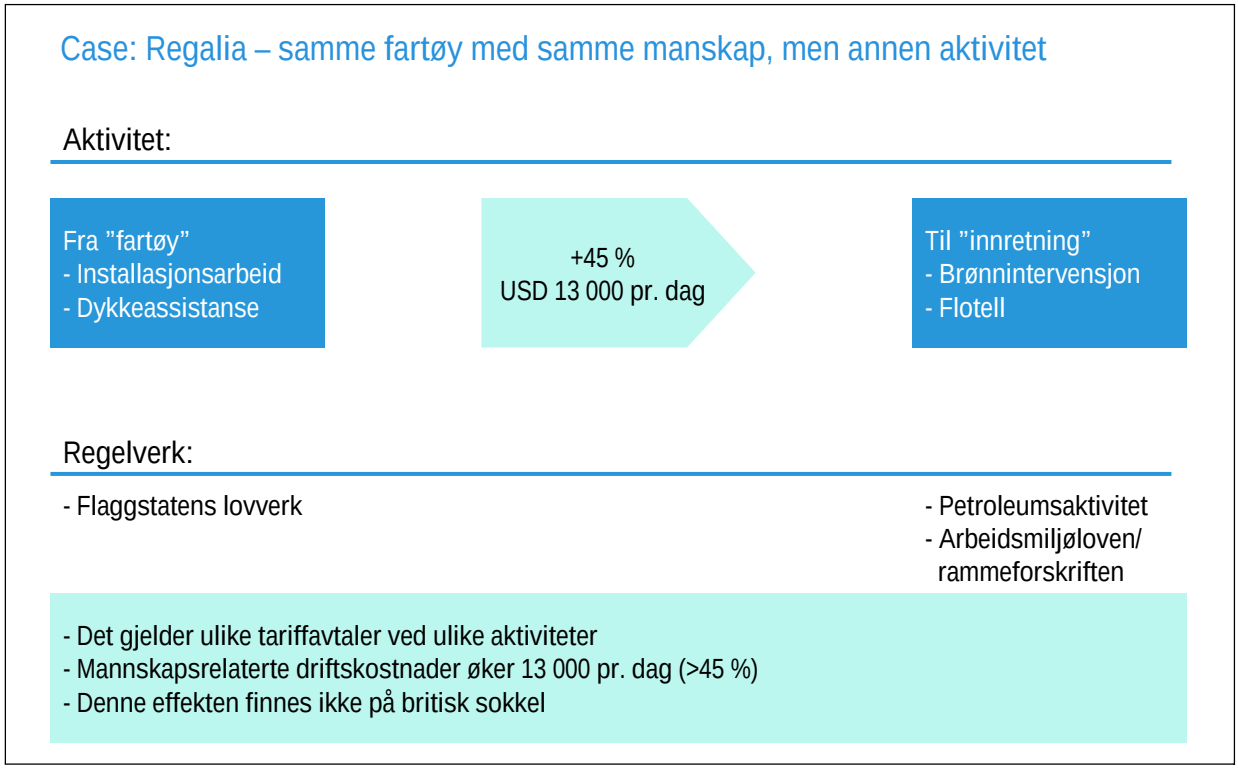
Utbygging og investeringer

Selv om utbyggingskostnadene på norsk kontinentalsokkel ble betydelig redusert på 90-tallet, er de fortsatt betydelig høyere enn på britisk side og ikke minst i forhold til Mexicogolfen.

Oljedirektoratets kartlegging av forskjeller i utbyggingskostnader konkluderer med at disse er anslagsvis 20 pst. høyere på norsk kontinentalsokkel sammenlignet med britisk side. Forskjellen skyldes delvis høyere lønnskostnader i fabrikasjon, konstruksjon, installasjon og tilkobling, delvis strengere miljøkrav, delvis mer kostnadsdrivende utforming av produksjonsutstyret og til slutt større og dyrere boligkvarter. Videre er utbyggingskostnadene på britisk side igjen anslagsvis 40 pst. høyere enn i Mexicogolfen. Årsaker til denne forskjellen er mindre standardisering, mer kompleks

Boks 3.3 Båt eller rigg?

Norsk regelverks og tariffavtalenes betydning for kostnadsnivået illustreres av KonKraft blant annet gjennom konsekvensene for fartøyet Regalia. Når dette fartøyet benyttes til installasjonsarbeid og dykkerassistanse følger det flaggstatens regelverk. Når fartøyet benyttes til brønnintervensjon og flotell, klassifiseres aktivitetene som petroleumsaktivitet. Konsekvensen er samtidig at tariffavtalene som er inngått for petroleumsaktiviteten kommer til anvendelse. Dette innebærer at de mannskapsrelaterte driftskostnadene øker med om lag 50 pst.



Figur 3.21 Kostnadsøkninger ved oppdrag i ulike regimer

Kilde: KonKraft

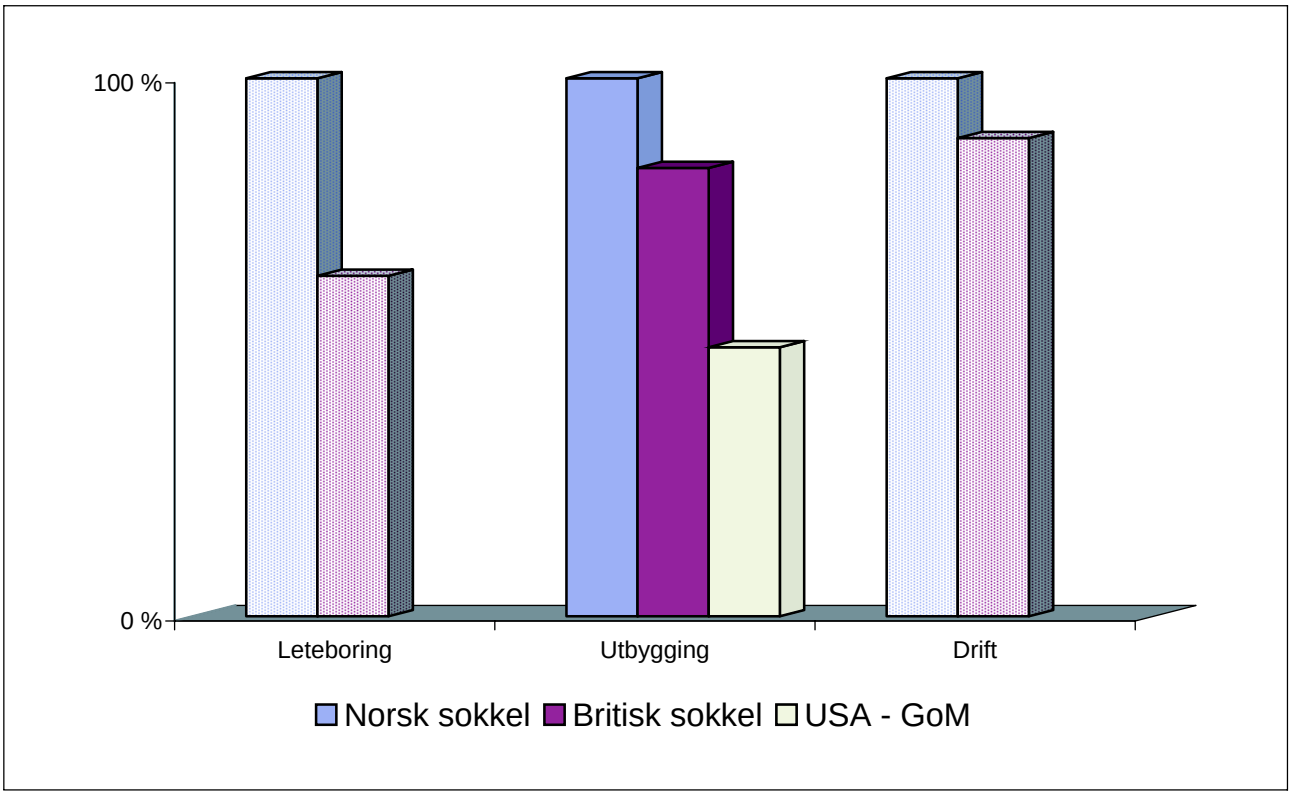
utforming av innretningene, markedsforhold samt geografiske og klimatiske forhold.

Oljedirektoratets kartlegging bekrefter i stor grad funnene i en studie gjennomført i 1999[5] som konkluderte med at kostnadene for små og mellomstore installasjoner i Mexicogolfen var drøyt 30 pst. av de i Storbritannia. I studien identifiserte man at det var mulig å redusere kostnadene på britisk side med 40 pst. Den gjenværende kostnadsforskjellen skyldes naturgitte forhold samt ulikheter i markedene for gass og innsatsvarer. Hovedårsakene til det høyere britiske kostnadsnivået ble angitt å være mindre gjenbruk av designkonsepter, mer kostbar transportinfrastruktur, mer komplisert layout og mindre standardisert utstyr. Kostnadsforskjellen var særlig stor på mindre og mellomstore utbygginger.

Oljedirektoratets analyse av utbyggingskostnader fokuserer på kostnader knyttet til ulike installasjoner og utbyggingsløsninger. Det tas her i liten grad hensyn til at det er forskjeller i borekostnader i de ulike regionene. Selv om kostnadsforskjellene knyttet til boring i utbyggings- og driftsfasen kan være mindre enn de som er dokumentert for letefasen, blant annet fordi deler av boringen skjer fra faste installasjoner, er det også her betydelige forskjeller.

Det høye kostnadsnivået for boring på norsk kontinentalsokkel vil dermed bidra til at forskjel-

[5] UKCS vs GoM – A Study of the Differences 1999, LOGIC (1999)



Figur 3.22 Kostnadsforskjeller innen utbygging

Kilde: Olje- og energidepartementet

lene i samlede investeringskostnader er betydelig høyere enn de som fremkommer over. Med de strukturendringer en ser på kontinentalsokkelen blir boring relativt sett en stadig viktigere kostnadskomponent. De høyere borekostnadene vil således ikke bare svekke lønnsomheten til all leting, men også til ikke-utbygde funn, tiltak på felt i drift og vedlikehold av eksisterende brønner.

KonKrafts studie har ikke behandlet ubyggingskostnader direkte. I tillegg til borekomponenten vurderes kostnader knyttet til modifikasjoner, som sammen med borekostnader vil utgjøre store deler av de totale investeringene på norsk kontinentalsokkel i årene som kommer.

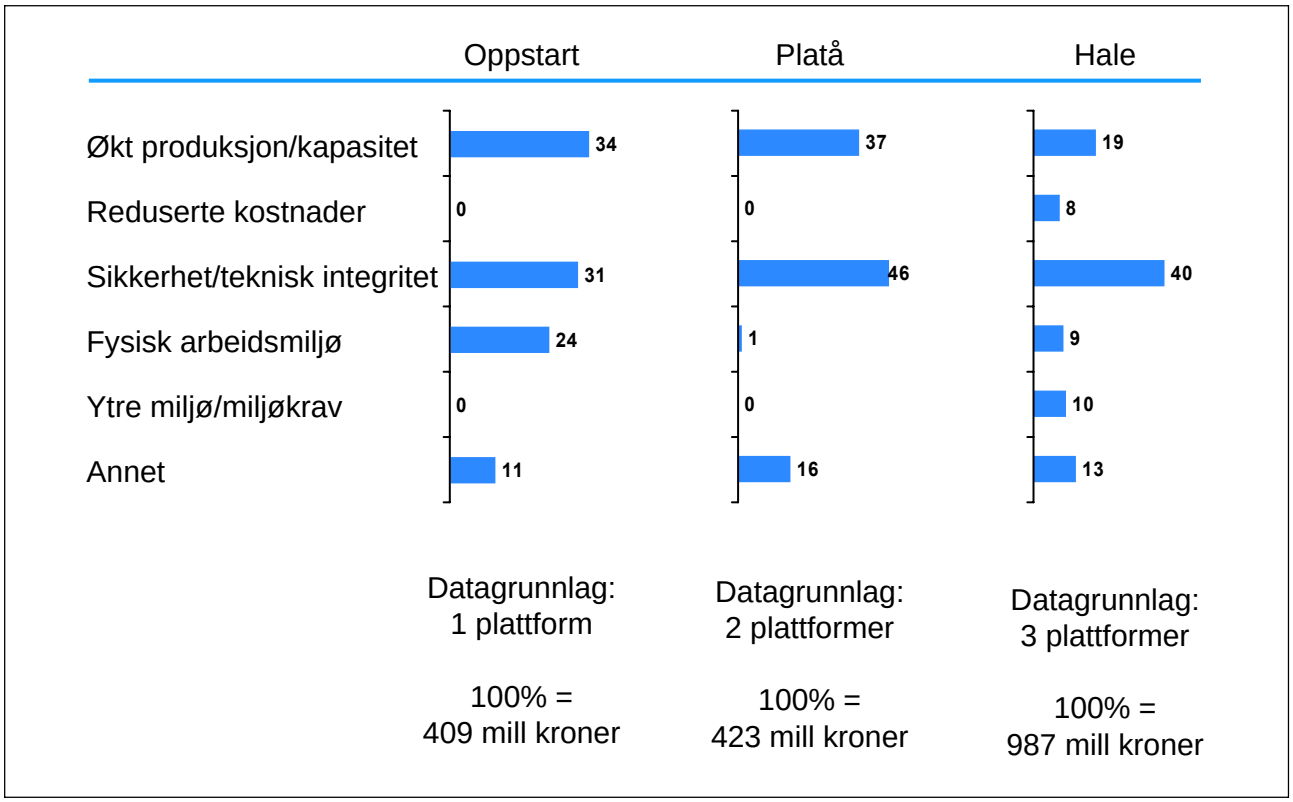
Modifikasjonskostnadene er viktige for utbygging av tilleggsressurser og satellitter. I tillegg vil de være avgjørende for når en innretning blir tatt ut av bruk. Modifikasjoner foretas videre for nye tilknytninger, kapasitetsøkninger, omlegging av driftsform og ivaretakelse av teknisk integritet og sikkerhet. Store deler av modifikasjonskostnadene er knyttet til sikkerhet og teknisk integritet. Modifikasjoner knyttet til ivaretakelse av det ytre miljø forventes å øke over de neste årene.

Figur 3.23 viser at HMS-hensyn er en viktig årsak til gjennomføring av modifikasjoner. KonKraft-studien peker på at særlig for felt i sluttfase vil store modifikasjoner knyttet til sikkerhet og teknisk integritet, fysisk arbeidsmiljø og vern om det ytre miljø øke. Det pekes på at dette øker behovet for gjennomføring av grundigere kost-nyttevurderinger for felt i denne fasen, når slike tiltak vurderes. En videreføring av dagens praksis vil kunne få konsekvenser for ressursutnyttelsen fra slike felt.

Drift

Driftskostnadene på et felt vil i stor grad være bestemt av det utbyggingskonseptet som er valgt. Feltets alder er en annen viktig faktor. Dette gjør en sammenligning av driftskostnader mellom enkeltfelt mer komplisert enn for lete- og utbyggingsfasene. Det gjør videre overordnede sammenligninger mellom ulike land lite relevant.

Direkte sammenligning av drifts- og vedlikeholdskostnadene for forholdsvis like felt viser at disse typisk vil være 10–15 pst. høyere på norsk sammenlignet med britisk kontinentalsokkel. Avgifter samt kostnader ved bruk av 3. parts infrastruktur er da holdt utenfor. Personellkostnader utgjør en større andel av de totale driftskostnadene i Norge. I følge KonKraft er anslagsvis 65 pst. av de



Figur 3.23 Fordeling av modifikasjonskostnader

Kilde: KonKraft

totale drifts- og vedlikeholdskostnadene personellrelaterte.

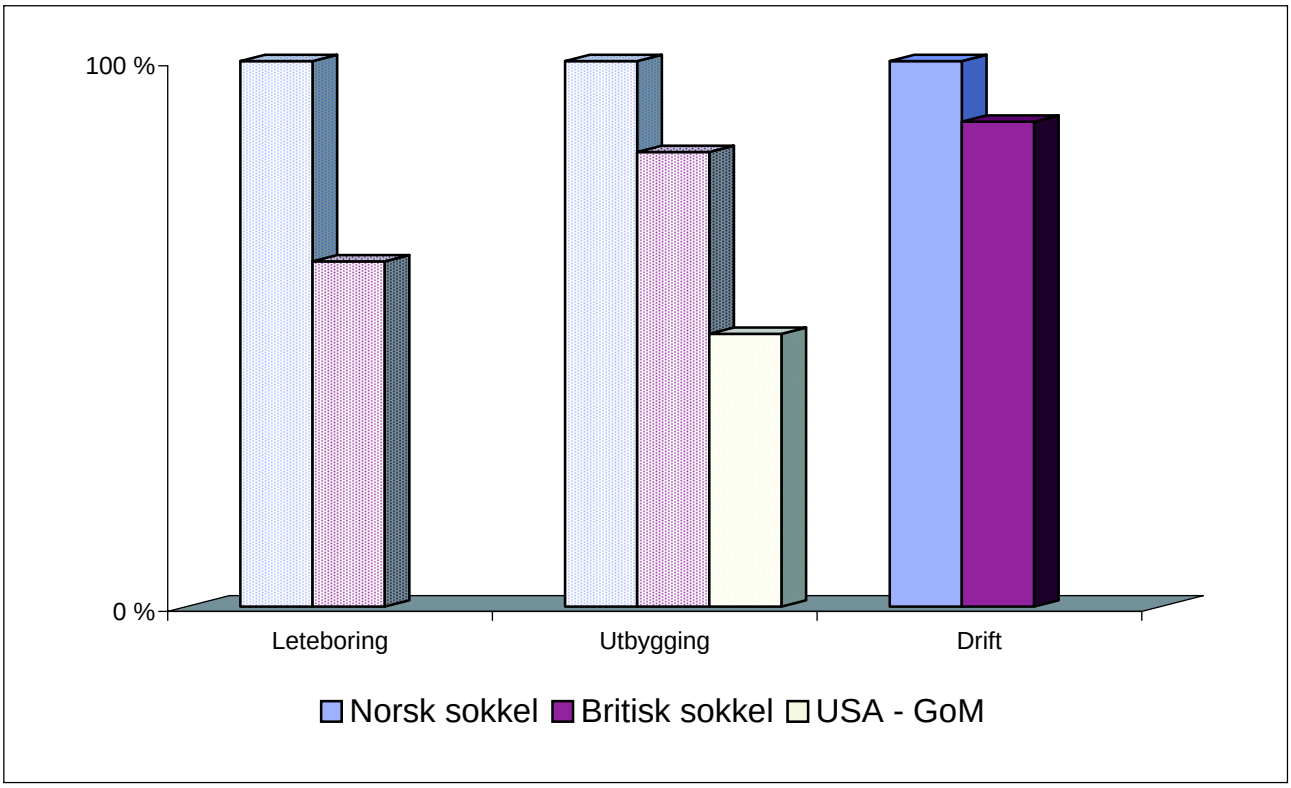
Tilsvarende sammenligninger av driftskostnader med Mexicogolfen, der det tas hensyn til feltspesifikke forhold, er ikke tilgjengelige. KonKrafts rapport viser imidlertid at enhetskostnadene på norsk kontinentalsokkel er om lag 3 ganger så høye som i Mexicogolfen.

Kartleggingen Oljedirektoratet har gjennomført viser at det er et betydelig potensial i å redusere drifts- og vedlikeholdskostnadene. Potensialet ligger hovedsakelig innen bedre organisering av arbeidet til havs, optimalisering av arbeidsfordeling mellom plattformene og land, bedre erfaringsoverføring av effektive driftsformer mellom felt, effektivisering av samarbeidet med leverandørene samt raskere implementering av identifiserte forbedringspotensialer. Hvor store reduksjoner en kan oppnå vil variere fra felt til felt. Oljedirektoratets studie støtter opp om KonKrafts estimat på at det her er et samlet potensial for norsk kontinentalsokkel på om lag 15–20 pst.

KonKraft har også sammenlignet årsverkkostnadene på kontinentalsokkelen med landbasert virksomhet. En person som arbeider helkontinuerlig skift arbeider like mange timer per uke i gjennomsnitt uavhengig om den ansatte arbeider på land eller til havs. Et viktig skille mellom de to er at alt arbeid på kontinentalsokkelen er definert som helkontinuerlig skift, uavhengig av om det arbeides kun dag eller både dag og natt. Videre påpekes det i KonKrafts studie at norske plattformer gjennomgående har høy bemanning sammenlignet med plattformer av samme kompleksitet i Storbritannia, Canada og Mexicogolfen.

KonKraft har også sett på utviklingen i produksjonskostnadene over tid. For et utvalg felt på norsk kontinentalsokkel i perioden 1997–2004 har produksjonskostnadene gjennomsnittlig økt med rundt 3 pst. per år. Tilsvarende tall for britiske felt er 0,4 pst. Fortsetter denne kostnadsutviklingen samtidig som produksjonen fra feltene fortsetter å falle, vil feltene bli stengt ned uhensiktsmessig tidlig.

KonKrafts studie peker på at det er betydelig spredning mellom plattformene på norsk kontinentalsokkel når det gjelder kostnadsnivå innen drift og vedlikehold; opp til 70 pst. på det meste. Hadde alle plattformene hatt et kostnadsnivå på linje med de 25 pst. mest effektive, er den totale kostnadsbesparelsen på kontinentalsokkelen estimert til 3,8 mrd kroner per år. Den potensielle kostnadsreduksjonen ved dette er på hele 30 pst. av de totale drifts- og vedlikeholdskostnadene. Også innenfor



Figur 3.24 Kostnadsforskjeller innen drift

Kilde: Olje- og energidepartementet

områdene landstøtte/administrasjon og forsyning/logistikk er det kartlagt betydelige potensial for kostnadsreduksjoner.

3.5.2 Myndighetsregulering kan innebære unødig høye kostnader

For alle tiltak som myndighetene gjennomfører – enten det gjelder sikring av liv og helse, tiltak for å sikre arbeidsmiljøet eller tiltak for å ivareta det ytre miljø må det foreligge vurderinger av kostnader og nytteverdi. Norsk olje- og gassvirksomhet står i dag overfor en situasjon der de reguleringer næringen underlegges kan få større negative effekter for aktivitetsnivået enn tidligere med de konsekvenser dette vil ha for den totale verdiskapingen fra næringen. Myndighetene har dermed et medansvar for kostnadsnivået i olje- og gassvirksomheten gjennom reguleringen av denne.

Det er viktig å opprettholde våre strenge krav til ytre miljø og helse, arbeidsmiljø og sikkerhet (HMS). Norge skal fortsatt være et foregangsland på disse områdene. Samtidig er det blitt enda viktigere å påse at de høye kravene blir oppfylt på en kostnadseffektiv måte, dvs. at vi får mest mulig igjen for de ressursene som settes inn i tiltak knyttet til HMS og ytre miljø.

Olje- og energidepartementet vil sammen med øvrige berørte departementer foreta en samlet gjennomgang av reguleringen av petroleumsvirksomheten.

3.5.3 Olje- og energidepartementet som sektordepartement

Som ansvarlig sektordepartement må Olje- og energidepartementet bidra til en helhetlig etterlevelse av de rammer som etableres for petroleumsvirksomheten gjennom vedtak i Stortinget og av regjeringen. Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet skal i samarbeid med andre berørte myndigheter med egne myndighetsansvar, sikre at virksomhet i tilknytning til petroleumsvirksomheten følges opp på en helhetlig måte, slik at vedtak fattes slik i tid og med et slikt innhold at de vedtatte nøkkelbeslutninger i tilknytning til de ulike faser av virksomheten kan iverksettes og etterleves av rettighetshaver på en forutsigbar måte.

Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet skal samhandle med andre fagdepartementer og deres underliggende etater ved behandling av

saker knyttet til Olje- og energidepartementets sektoransvar for petroleumsvirksomheten. Når vedtak skal fattes samtidig av flere myndigheter i tilknytning til de nøkkelbeslutninger som fattes i alle faser av virksomheten, og disse vedtakene berører hverandre, skal vedtakene koordineres av Olje- og energidepartementet. For vedtak fra andre myndigheter som ikke kan anses å ha betydning for de totale vurderinger i denne forbindelse, og som derfor gis på ulike tidspunkter, skal myndighetene holdes gjensidig orientert gjennom Olje- og energidepartementets koordinering.

Olje- og energidepartementet vil ta initiativ til en bedret koordinering av beslutningsprosesser knyttet til petroleumsvirksomheten for å sikre høyere effektivitet og forutsigbarhet.

3.5.4 Høye kostnader reduserer aktivitetsnivået

Kostnadsnivået påvirker direkte lønnsomheten til prosjekter i alle deler av virksomheten. I faser preget av god lønnsomhet vil konsekvensene av et høyt kostnadsnivå være lite synlige. Prosjekter vil i en slik fase bli gjennomført, om enn på en mindre lønnsom måte enn i en situasjon med et lavere kostnadsnivå.

Når store deler av kontinentalsokkelen blir mer moden, og mindre prosjekter og mer marginale tiltak blir stadig viktigere å få gjennomført, blir konsekvensene av et uhensiktsmessig kostnadsnivå mer synlige. I en slik fase vil det særnorske kostnadsnivået bidra til at:

- færre prospekter blir lønnsomme å bore
- enkelte funn ikke blir bygd ut
- færre prosjekter for økt utvinning på felt i drift blir lønnsomme
- felt stenges ned for tidlig

En reduksjon i kostnadsnivået vil derfor øke verdiskapingen i næringen, både fordi mer ressurser blir lønnsomme, men kanskje viktigere ved at kostnadene for *alle* prosjekter blir redusert.

I letefasen vil høye letekostnader særlig ramme leting etter små funn. Dette skyldes at letekostnadene veier tungt i den totale lønnsomhetsvurderingen knyttet til beslutningen om leting etter mindre funn.

Lønnsomheten til prosjekter på kontinentalsokkelen er imidlertid ikke systematisk avhengig av ressursmengden. Selv store lete- og utbyggingsprosjekter – med potensielt stor oppside – kan forbli urealisert med det kostnadsnivået som i dag er etablert. Store ressurser, og derigjennom potensielt store verdier, står dermed på spill.

Mindre leting

Forventede funn i Nordsjøen framover er i stor grad forholdsvis små. Etter Oljedirektoratets vurdering kan nærmere 100 funn på under 5 mill. Sm^3 gjøres, gitt at de er lønnsomme å lete etter. Ressursene i disse utgjør cirka 15 pst. av de uoppdagede ressursene i Nordsjøen. Med den gjennomsnittlige funnsannsynlighet vi nå har på norsk kontinentalsokkel, krever dette boring av anslagsvis 300 undersøkelsesbrønner.

En reduksjon i kostnadsnivået på norsk kontinentalsokkel vil gjøre flere prospekter lønnsomme. Det er store forskjeller i lønnsomheten til ulike boremål. Generelt sett vil minste lønnsomme prospektstørrelse ved en gitt funnsannsynlighet reduseres betydelig hvis borekostnadene eksempelvis halveres. Det er ikke urealistisk at det etablerte kostnadsnivået gjør at flere hundre prospekter i Nordsjøen ikke er lønnsomme å bore. Tilsvarende effekter vil en finne i Norskehavet og Barentshavet. Dette gjør at en vesentlig del av de uoppdagede ressursene ikke er lønnsomme med dagens teknologi og kostnadsnivå.

I virkeligheten vil funnsannsynligheten og kostnadene ved utbygging og produksjon variere betydelig mellom prospekter. Dette betyr at enkelte mindre prospekter vil være lønnsomme, samtidig som det høye kostnadsnivået også vil påvirke lønnsomheten ved boring av store, risikofylte strukturer. Dette gjør at ressurseffekten av det høye borekostnadsnivået kan være svært stor.

Færre utbygginger

Boring er en sentral kostnadskomponent ved utbygging av olje- og gassforekomster. I de nærmeste årene vil boring utgjøre om lag en tredjedel av investeringskostnadene på kontinentalsokkelen, og over tid forventes denne andelen å øke ytterligere. Særlig for forekomster med komplekse reservoarer vil borekostnadene være en sentral kostnadskomponent.

I tillegg har Oljedirektoratets kartlegging vist at utbyggingskostnadene utover boring er vesentlig høyere i Norge enn i Storbritannia. I Mexicogolfen er kostnadene igjen betydelig lavere enn på britisk kontinentalsokkel.

Det er til sammen om lag 50 funn som Oljedirektoratet har klassifisert i gruppen «utvinning sannsynlig, men uavklart». Samlet ressursmengde

i disse er 400 mill. Sm^3 o.e. Dette tilsvarer halvannet års produksjon på dagens nivå.

Venting på ledig kapasitet i infrastruktur er en hovedårsak til at de funn som er gjort ikke allerede er realisert. Usikkert ressursanslag, lite volum, dårlig reservoarproduktivitet og høye brønnkostnader er andre faktorer som trekkes fram som grunner til at disse ikke realiseres i dag. Dette fører til svak lønnsomhet og gjør at funnene trenger videre modning. Reduserte kostnader knyttet til boring, utbygging og drift vil bedre lønnsomheten for disse.

Borekostnadene er her et nøkkelelement. Dette kan belyses gjennom verdiøkningen for et av gassfunnene i Norskehavet ved en reduksjon i borekostnadene. For et mulig utbyggingsscenario øker verdien av funnet med om lag 500 mill. kroner for hver 10 pst. reduksjon i borekostnadene. En betydelig reduksjon i borekostnadene vil således være viktig for å gjøre flere av de funn som i dag vurderes for utbygging lønnsomme.

Raskere nedstenging av produserende felt

Kostnadsnivået påvirker felt i drift på flere måter. Det høye kostnadsnivået reduserer lønnsomheten ved tiltak for økt utvinning fra feltene. Dette gjelder både for nye, større prosjekter, for vedlikehold og for den løpende aktiviteten. Da flere av tiltakene for økt utvinning krever omfattende boreaktivitet, vil de ekstra borekostnadene være en svært viktig komponent i dette.

Konsekvensen blir at nedstengningstidspunktet framskyndes i forhold til en situasjon uten dette høye kostnadsnivået. Forskjellen i et felts levetid kan være svært stor hvis store prosjekter knyttet til økt utvinning ikke gjennomføres. At levetiden til Ekofisk ble forlenget med 30 år etter at produksjonen av feltet ble omlagt, viser at omfanget av slike tiltak kan være stort.

I dagens ressursestimat er det lagt til grunn en gjennomsnittlig utvinningsgrad på 50 pst. for oljefelt og 75 pst. for gassfelt. Forskjellen mellom ressursmengden i besluttede og planlagte prosjekter og målsettingen om utvinningsgrad er på 400 mill. Sm^3 o.e. – eller halvannen gang planlagt produksjon i inneværende år. Ytterligere 500 mill. Sm^3 o.e. inngår i prosjekter som ennå ikke er besluttet utbygget. Dette viser imidlertid ikke det fulle potensialet for felt i drift.

Gjennom en systematisk satsing både på utvikling og bruk av mer effektive produksjonsmåter og på å redusere kostnadsnivået, vil det være mulig å oppnå en høyere utvinningsgrad enn det som er lagt til grunn i dag. Hvert prosentpoeng i økt gjennomsnittlig utvinningsgrad utgjør i underkant av 100 mill. Sm^3 o.e. i ressurser. Markedsverdien av hvert prosentpoeng er godt over 100 mrd. kroner med dagens prisnivå.

Problematikken knyttet til felt i senfase er nærmere omtalt i meldingens kap. 3.3.

Regjeringen vil:

- Støtte industriens bestrebelser for å få ned kostnadene på kontinentalsokkelen.
- Foreta en gjennomgang av regelverket for petroleumsvirksomheten for å sikre at det er tilpasset en mer moden kontinentalsokkel.

3.6 Ytre miljø – petroleumsproduksjon kombinert med ivaretakelse av høye miljøkrav

Norges rolle som en stor energiprodusent skal forenes med å være et foregangsland på miljøområdet. Dette målet har preget myndighetenes politikk overfor petroleumsvirksomheten i alle de årene det har vært produsert olje og gass på norsk kontinentalsokkel. Det sterke miljøfokuset innebærer at man i dag kan vise til en generell positiv trend når det gjelder ivaretakelse av miljøhensyn i norsk petroleumsvirksomhet. Fokuset på miljø har også utløst en rekke miljøtiltak og kreative miljøløsninger i virksomheten.

Den generelt positive miljøtrenden i norsk petroleumsvirksomhet illustreres blant annet gjennom arbeidet mot null miljøskadelige utslipp til sjø innen 2005 og økt fokus på energieffektivitet.

Målsettingen om null miljøskadelige utslipp til sjø innen 2005 ble etablert i St.meld. nr. 58 (1996–97) *Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling*, og målet ble endelig definert i St.meld. nr. 25 (2002–2003) *Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand*. Etter etableringen av målsettingen har petroleumsindustrien implementert en lang rekke tiltak for å redusere utslippene til sjø. Dersom selskapene også implementerer alle tiltak som er planlagt, vil utslippene reduseres ytterligere med rundt 80 pst. En reduksjon av CO_2-utslippene per produsert enhet på 2 pst. fra 2001 til 2002 som følge av blant annet en mer energieffektiv drift er et annet eksempel på en positiv utvikling på miljøområdet i petroleumsvirksomheten.

Det er ikke uten grunn at norske selskaper kommer svært godt ut i internasjonale kartlegginger av olje og gasselskapers miljøstandard, og kre-

Boks 3.4 Gode miljøløsninger på Kvitebjørnfeltet

Kvitebjørn-feltet i Nordsjøen er bygd ut med gode miljøløsninger både for luftutslipp og for utslipp til sjø. Som en følge av dette vil gass og kondensat bli produsert uten fysiske utslipp til sjø, og med svært lave utslipp til luft.

Som første felt på norsk kontinentalsokkel får Kvitebjørn en egen brønn for deponering av oljeholdig borekaks, væskeavfall fra brønnopprensking, produsert vann og drenasjevann. Brønnen skal bores til Utsira-formasjonen. Takket være deponibrønnen er plattformen bygd uten renseutstyr for produsert vann og borekaks. Dette innebærer en driftsmessig utfordring fordi det krever at injeksjonsutstyret hele tiden fungerer. Kan ikke vannet injiseres, må produksjonen stenges ned.

Utslippene av CO_2 per produsert enhet blir lavere enn på noen annen produksjonsinnretning på norsk kontinentalsokkel. Dette skyldes at Kvitebjørn er et reservoar med høyt trykk og temperatur. Ved å utnytte dette kan energiforbruket på plattformen reduseres betydelig. For eksempel regner man med at 90 pst. av gassen som produseres kan sendes til land gjennom rørledning ved hjelp av sin egen energi. Dette er mulig ved at gasstrømmen trykkavlastes så lite som mulig når den kommer opp på plattformen, før den går i transportledningen. I tillegg skal en av to dieseldrevne generatorer bygges om til en lav-NO_x-generator når boreoperasjonene på plattformen er avsluttet. Dette vil bidra til å redusere utslippene av nitrogenoksider betydelig.

Statoil er operatør for Kvitebjørn-feltet som er planlagt å komme i produksjon høsten 2004.

ative teknologiske miljøløsninger kjennetegner på mange måter virksomheten på norsk kontinentalsokkel. En velkjent teknologisk løsning med betydelige positive miljøkonsekvenser er lagring av CO_2 som skilles ut av gassen som produseres på Sleipner for å sikre at gassen holder salgsspesifikasjon. CO_2 pumpes ned og lagres i sandsteinsformasjonen Utsira. Denne lagringen innebærer at Norges utslipp av CO_2 hvert år er 1 million tonn lavere enn de ellers ville vært. Ekofisk-området er på sin side et eksempel på at generell teknologiutvikling i petroleumssektoren har en positiv miljøeffekt. To nye plattformer i Ekofisk 2-utbyggingen gjorde at det var mulig å skifte ut gamle turbiner på Ekofisksenteret med moderne turbiner med høyere virkningsgrad. I tillegg er det installert varmegjenvinning fra eksosgass fra turbiner. Disse løsningene har bidratt til at utslippene av CO_2 i området har blitt redusert med hele 1,2 mill. tonn per år siden 1997. Et ytterligere eksempel på en kreativ miljøløsning på norsk kontinentalsokkel er injisering av gjødselstoffet kalsiumnitrat i reservoaret på Gullfaks-feltet. Dette gjøres for å hindre utvikling av H_2S gass og rust og erstatter et årlig forbruk på 240 000 liter kjemikalier inkludert miljøfarlige kjemikalier. Med bakgrunn i de positive resultatene fra Gullfaks, er gjødselprosessen også tatt i bruk på Veslefrikk-feltet i Nordsjøen.

3.6.1 En mer kostnadseffektiv miljøpolitikk – fleksibel gjennomføring av miljøkrav

Regjeringens mål om at norsk petroleumsvirksomhet skal utvikle seg langs den langsiktige utviklingsbanen stiller krav til ytterligere kostnadseffektivitet på alle områder. Kostnadseffektivitet har gjennom mange år vært et viktig hensyn i norsk miljøpolitikk, og det er viktig at det innenfor nasjonalt og internasjonalt rammeverk fortsatt legges til rette for en virkemiddelbruk som gir størst mulig grad av kostnadseffektivitet ved gjennomføring av miljøkrav. Samtidig skal det høye ambisjonsnivået for miljøløsninger ligge fast.

For deler av Norges internasjonale forpliktelser er ikke virkemiddelbruken endelig avklart. I det videre arbeidet med utforming av virkemidler for å oppfylle disse, vil det være viktig å tilstrebe styringseffektivitet, kostnadseffektivitet og fleksibilitet.

Vi har allerede gode erfaringer med en fleksibel gjennomføring av miljøkrav i petroleumsvirksomheten. Dette har redusert kostnadene ved gjennomføring av miljøkrav, uten at ambisjonsnivået i forhold til miljømål har blitt redusert. Et eksempel er pålegget operatørene på norsk kontinentalsokkel har fått om å installere gjenvinningsutstyr for nmVOC. Pålegget åpner for at kravet om innfasing kan oppfylles i samarbeid med andre lastepunkter offshore. Statoils overslag viser at fleksibiliteten i reguleringen av nmVOC-utslippene har gitt besparelser på om lag 500 til 600 mill. kroner i nåverdi. Det brede kvotesystemet for klimagasser fra 2008 er et annet eksempel på et fleksibelt virkemiddel som vil sørge for at utslippene av klimagasser reduseres kostnadseffektivt.

Det er kostnadsvariasjonene mellom felt ved gjennomføring av miljøtiltak sammen med ulike teknologiske muligheter som gjør at en fleksibel virkemiddelbruk medfører gevinster i form av reduserte kostnader. For eksempel viser en utredning gjort av Oljedirektoratet i samarbeid med flere operatørselskap at tiltakskostnadene ved å etterinstallere lav-NO_x-brennere på norske innretninger offshore varierer mellom 23 kroner og 970 kroner per kilo reduserte NO_x-utslipp.

Utslipp til luft er et område hvor det ligger til rette for en videreutvikling av den fleksible tilnærmingen, men industrien bør også vurdere om det er mer hensiktsmessig å ta i bruk den fleksibiliteten som allerede ligger inne i arbeidet mot null miljøskadelige utslipp til sjø. Substitusjon av tilsatte miljøfarlige kjemikalier er en generell målsetting for alle felt. Øvrige tiltak skal også vurderes for hvert enkelt felt, men selskap som opererer flere felt gis anledning til å foreta en prioritering av de mest kostnadseffektive tiltakene på tvers av feltene og velge de tiltakene som gir høyest kostnadseffektivitet. Så langt har denne muligheten i liten grad blitt brukt.

En større mulighet for å se gjennomføring av miljøkrav på tvers av felt kan i særlig grad være aktuelt for felt i senfase. Det må understrekes at det kun er aktuelt å åpne for en større grad av fleksibel implementering av miljøtiltak i den grad en oppnår tilsvarende positiv miljøeffekt ved en alternativ implementering. Den totale miljøgevinsten skal ikke reduseres, og den aktive innsatsen for å møte miljøutfordringene i petroleumsindustrien må opprettholdes for å sikre at miljøet ikke tilføres unødvendige belastninger i form av forurensing.

Basert på de gode erfaringene en allerede har med en fleksibel gjennomføring av miljøkrav, vil Regjeringen invitere industrien til et samarbeid om en videreutvikling av en slik tilnærming. Målet er en enda større grad av kostnadseffektivitet ved ivaretakelse av miljøhensyn i petroleumsvirksomheten. Industrien inviteres derfor til å presentere konkrete løsninger for hvordan relativt dyre miljøkrav på et felt kan gjennomføres med samme miljøeffekt på et annet felt, men til lavere kostnader. Myndighetene vil på sin side vurdere de forslag industrien kommer med fra sak til sak.

3.6.2 Bruk av CO_2 til økt utvinning

Injeksjon av CO_2 for å øke utvinningsgraden av olje er en mulighet som hittil ikke har blitt benyttet offshore. Metoden er brukt i mer enn tretti år i oljefelt på land, først og fremst i USA. Erfaringer fra USA, samt studier som er gjort på utvalgte felt offshore på norsk, britisk og dansk kontinentalsokkel, viser at CO_2 injeksjon teknisk sett kan gi en betydelig økt utvinning for feltene. Metoden konkurrerer delvis med bl.a. annet vann og naturgass som injeksjonsmiddel, men har i tillegg egenskaper som kan øke produksjonen ut over det som er mulig med bruk av disse. Det er viktig å påpeke at bruk av CO_2 til økt utvinning ikke utelukker reinjeksjon av produsert vann. Bruk av CO_2 til økt utvinning kan i tillegg bety mye i klimasammenheng, ettersom det kan bidra til å redusere utslipp av CO_2.

En studie Oljedirektoratet gjennomførte i 2003, viser at bruk av CO_2 til økt utvinning på norsk kontinentalsokkel kan bidra til 240–320 mill. Sm^3 økt oljeproduksjon. For å utvinne hele dette tekniske potensialet vil det være behov for tilførsel av 20 til 30 mill. tonn CO_2 årlig i 25 år. Til sammenlikning var Norges totale utslipp av CO_2 i 2002 om lag 40 mill. tonn.

Injeksjon av CO_2 vurderes i dag av industrien på enkelte felt på norsk kontinentalsokkel, men det er knyttet betydelige kostnadsmessige og tekniske utfordringer til en eventuell bruk av CO_2 for økt oljeutvinning offshore i Norge. Utfordringene er hovedsakelig knyttet til utskillelse av CO_2 fra potensielle kilder. Beregningene så langt tyder på at det kan være fornuftig å ta i bruk CO_2 til økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel, gitt at man finner lønnsomme og teknologisk gjennomførbare løsninger. I tillegg er det viktig å påpeke at det er en rekke feltspesifikke forhold som vil spille inn i en vurdering av muligheten for bruk av CO_2 på norsk kontinentalsokkel.

Regjeringen vektlegger internasjonalt samarbeid i utviklingen av teknologier knyttet til utskilling, lagring og bruk av CO_2, og Norge samarbeider om disse temaene gjennom ulike internasjonale fora. Blant annet er Norge sammen med en rekke andre land og EU med i et forum kalt Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF). CSLF er initiert av USA, og har som formål å videreutvikle mulighetene for CO_2-håndtering fra fossile energikilder, herunder teknologier knyttet til utskilling, lagring og bruk av CO_2.

I St.meld. nr. 9 (2002–2003) *Om innenlands bruk av naturgass mv.*, ble det fastslått at en vil utrede tilrettelegging for bruk av CO_2 til økt oljeutvinning. Dette skal baseres på Oljedirektoratets kartlegging av potensialet. En mulig tilrettelegging for bruk av CO_2 for økt oljeutvinning må ta utgangspunkt i de teknologiske og økonomiske utfordringene, verdiskapingspotensialet, de miljømessige gevinstene og potensielle gevinster for norsk leverandørindustri. Olje- og energiministeren vil ta initiativ til et samarbeidsprosjekt med

Boks 3.5 Weyburn feltet i Canada – et EOR og miljøprosjekt

I 2000 startet oljefeltet Weyburn i Canada injeksjon av CO_2 for å øke oljeutvinningen fra feltet. Hver dag leverer Great Plains Synfuels i Nord – Dakota i USA 5000 tonn CO_2 til Weyburn-feltet via en rørledning. Pan Canadian som er operatør av feltet, forventer at ca 20 mill. tonn CO_2 vil bli lagret i reservoaret over en 25-årsperiode. Forventet økt oljeutvinning som en følge av CO_2-injeksjon er 19–20 mill Sm^3, eller om lag 9 pst. av opprinnelig tilstedeværende olje.

industrien for å arbeide videre med problemstillinger knyttet til bruk av CO_2 for økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel.

På lengre sikt kan en se for seg en utvikling der bruk av CO_2 fra ulike kilder (eksempelvis fra kullkraftverk) i landene rundt Nordsjø-bassenget brukes til å øke utvinningen fra felt både på Norges og andre lands sokler. Et slikt scenario er interessant, men svært utfordrende å få gjennomført. I tillegg til betydelige investeringer bl.a. i anlegg for utskillelse av CO_2 og infrastruktur for frakt av CO_2, vil det også kreve stor grad av samordning og avklaring av rammebetingelser mellom de ulike lands myndigheter. Som et første skritt vil norske myndigheter invitere myndighetene i Storbritannia, Danmark og Nederland til en dialog om interessen og muligheten for et samarbeid for tilrettelegging for gjennomføring av slike prosjekter.

Regjeringen vil:

- Invitere industrien til et samarbeid om en mer kostnadseffektiv og fleksibel implementering av miljøkrav i petroleumssektoren innenfor nasjonalt og internasjonalt rammeverk.
- Arbeide for tilrettelegging for bruk av CO_2 for økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel, bl.a. gjennom å ta initiativ til et samarbeidsprosjekt mellom myndigheter og industri, og å invitere myndighetene i Storbritannia, Danmark og Nederland til en dialog om disse spørsmålene.

3.7 Mer effektiv bruk av infrastruktur kan øke verdiskapingen

Utvikling av prosesserings- og transportinfrastruktur på norsk kontinentalsokkel er normalt kjennetegnet ved store etableringskostnader og relativt lave driftskostnader. Gjennom effektiv utbygging og drift vil det dermed normalt framkomme stordriftsfordeler. I slike situasjoner vil det ofte ikke være hensiktsmessig å etablere konkurrerende infrastruktur side om side. Det kan derfor være samfunnsøkonomisk lønnsomt at det investeres i produksjons- og transportkapasitet utover utbyggers planlagte behov for å bedre mulighetene for framtidige brukere og leteaktivitet etter tilleggsressurser. Videre er det ut fra samfunnets side ønskelig at tilgang til ledig kapasitet ikke prises urimelig høyt i forhold til underliggende risiko og alternativanvendelse, slik at infrastrukturen utnyttes så effektivt som mulig. Dette vil være avgjørende for nye aktørers evne til å skape lønnsomhet i leting og utvikling av funn.

For å sikre en effektiv bruk av rørledninger og andre transportanlegg for gass er avkastningen i disse regulert av myndighetene. Adgangen til rørledningene bestemmes på bakgrunn av objektive kriterier og fra 2003 er tariffene fastsatt i forskrift.

På norsk kontinentalsokkel har oljerør til land i stor grad blitt utbygd som feltdedikerte rør. For øvrig vil transport av olje i rørledning til land konkurrere mot bøyelasting til havs. Tariffer i og adgang til oljerør har derfor ikke vært regulert i samme grad som gassrørledninger. Departementet godkjenner avtaler om bruk av oljerør, og tar i den forbindelse stilling til tariffnivå, adgangsprinsipper mv. Utviklingen på norsk kontinentalsokkel med avtakende produksjon fra flere felt har medført at tidligere feltdedikerte oljerørledninger nå transporterer en større andel tredjepartsolje. Som et resultat av dette vil myndighetene opprettholde fokus på tariffnivå og adgangsprinsipper i oljerørledninger i tiden fremover.

Kostnadseffektiv drift og riktig prising av tjenester ved bruk av eksisterende innretninger offshore er viktig for å oppnå en mer effektiv påvisning av nye ressurser og bedre utnyttelse av påviste ressurser. Disse forholdene vil være avgjørende for at det skal være lønnsomt å knytte opp nye funn til eksisterende felt for behandling og transport. Så langt har myndighetene stilt krav til at industrien, gjennom Oljeindustriens Landsforening (OLF), har retningslinjer for tredjepartsbruk av eksisterende innretninger offshore. I tillegg skal alle avtaler om slike tjenester godkjennes av departementet.

3.7.1 Organisering og regulering av gasstransportvirksomheten

Norge har verdens største offshore gasstransportsystem og eksportkapasiteten vil øke med om lag 20 pst. i forbindelse med den nye rørledningen til Sør-England (Langeled).

Olje- og energidepartementet har de senere årene i nært samarbeid med industrien foretatt betydelige forbedringer av gasstransportvirksomheten. En helhetlig organisering av eierskap, drift og bruk gir mer effektiv bruk av transportsystemet og reduserer driftskostnadene.

Olje- og energidepartementet utarbeidet høsten 2002 forskriftsbestemmelser som fastslår hovedprinsippene for adgang til transportsystemet. For den delen av transportsystemet som omfattes av den nye, enhetlige eierstrukturen – Gassled – fastsatte departementet tariffer i egen forskrift. Departementet videreførte reguleringen av gasstransportsystemet, slik at fortjeneste tas ut på feltene og ikke i transportsystemet. Adgang til kapasitet er basert på behov for transport av gass. For å sikre god ressursforvaltning kan transportrettighetene overdras mellom brukere når behovene endres. Departementet tildelte myndighet for kapasitetsstyring i transportsystemet til Gassco som er nøytral operatør. Oljedirektoratet bistår Gassco med nøytrale ressursvurderinger knyttet til kapasitetstildelingen.

Det nye adgangsregimet for gasstransport er nøytralt i forhold til aktører som har behov for å transportere naturgass og det reduserer administrasjons- og transaksjonskostnadene og forenkler derigjennom prosessene rundt selskapsbasert transport og avsetning av naturgass fra norsk kontinentalsokkel. Den nye organiseringen bidrar til en effektiv utnyttelse av eksisterende gasstransportkapasitet og sikrer brukere adgang til ledig kapasitet på en enkel måte og til myndighetsfastsatte tariffer. Som følge av at tariffene i Gassled reduseres over tid bedres mulighetene for forlenget produksjon og leting etter ressurser med relativt lav lønnsomhet.

Et drøyt års erfaring viser at den nye transportorganiseringen fungerer tilfredsstillende. Olje- og energidepartementet evaluerer kontinuerlig gjeldende adgangsregime. I det videre arbeidet med dette vil en spesielt følge utviklingen i annenhåndsmarkedet for transport og vurdere om behovene til små aktører og tidskritiske ressurser med relativt lav lønnsomhet ivaretas tilstrekkelig i gasstransportsystemet og i markedet for modulerings- og blandetjenester.

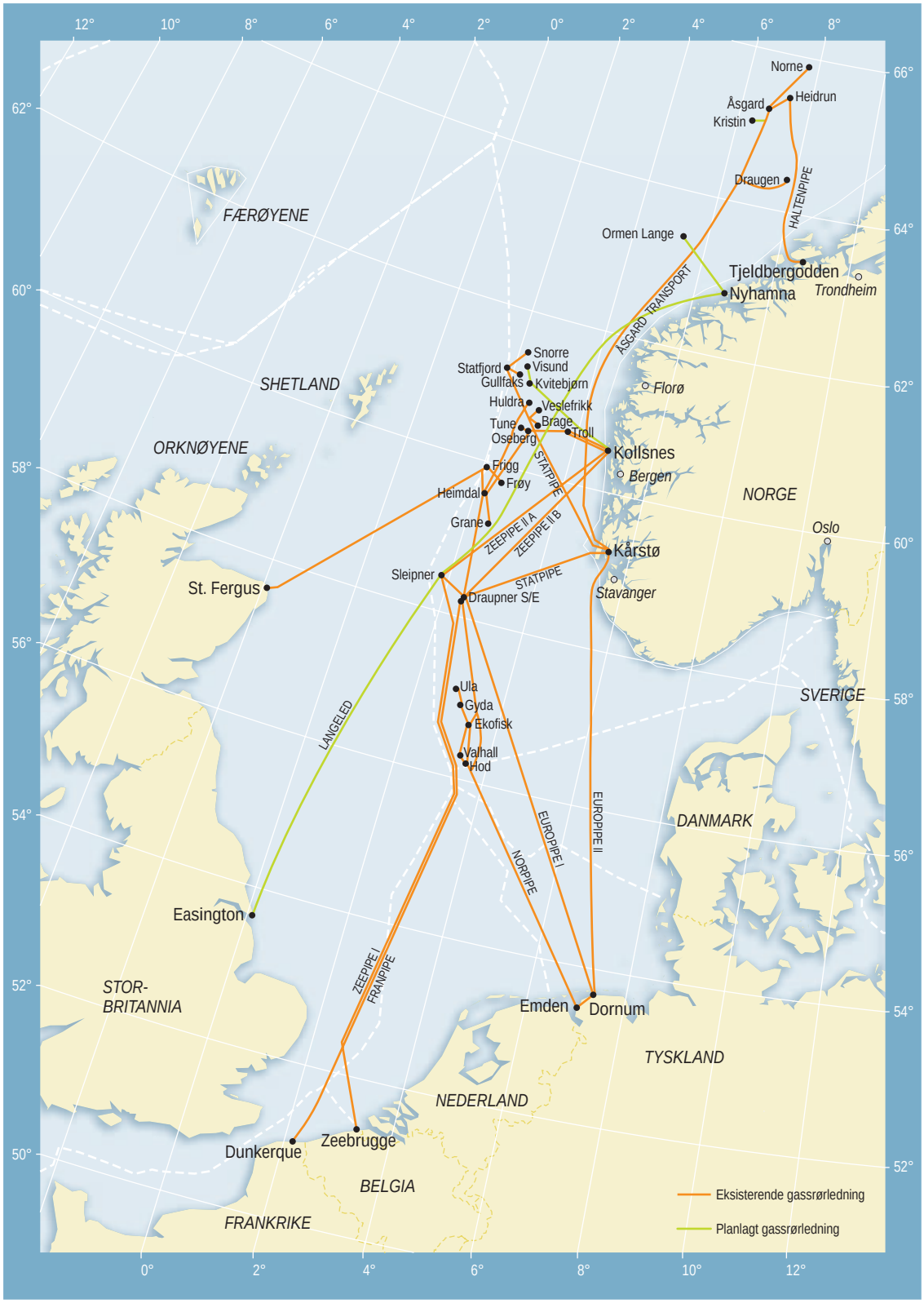
3.7.2 Forutsigbar og effektiv tredjepartsbruk gir økt aktivitet

I en fase der kontinentalsokkelen blir mer moden, er det av stor betydning at eierne av infrastruktur åpner for tredjeparts bruk av ledig kapasitet. Dette vil sikre at nye og etablerte aktører har insentiver til å lete etter forekomster som kan prosesseres på eksisterende installasjoner.

For felt som ved en utbygging ønskes knyttet opp mot eksisterende innretninger offshore, kan usikkerheten om forhandlingsprosess og vilkår for bruk, samt tidsbruken i slike forhandlinger, føre til forsinkelse av utbyggingen, valg av suboptimale utbyggingsløsninger eller til at ressurser forblir underutviklet. Særlig vil liten konkurranse om å tilby tredjepartsadgang kunne føre til urimelige vilkår for adgang, noe som gir en urimelig fordeling av verdiskapingen mellom eieren av infrastrukturen og ressurseier. En ytterligere konsekvens av disse forholdene er at lønnsomheten av leteaktiviteten svekkes. Spesielt kan dette være vanskelig for nye og små aktører med begrenset kapasitet til å gjennomføre forhandlingsprosesser.

Olje- og energidepartementet legger derfor stor vekt på at det legges til rette for effektiv bruk av eksisterende innretninger offshore for å realisere ny aktivitet og derigjennom den langsiktige utviklingsbanen. Effektiv bruk av eksisterende innretninger styrker insentivene til leting, ny feltutvikling og økt utvinning på de produserende feltene gjennom deling av driftskostnadene og den totale verdiskapingen. Departementet ser det som viktig at nye brukere er sikret en tilstrekkelig forutsigbarhet for kostnader og andre vilkår ved bruk av eksisterende infrastruktur. Dette er avgjørende for at det skal være interessant å gjennomføre leting og utvikling for aktører uten eierskap i eksisterende innretninger offshore. Samtidig er det et mål at vilkårene for tredjepartsbruk opprettholder eiernes insentiver til å lete etter egne ressurser i samme område, til å foreta investeringer i ekstrakapasitet ved oppstart med tanke på en senere områdeløsning og til å foreta vedlikeholdsinvesteringer for å sikre levetiden av infrastrukturen utover moderfeltets behov.

Departementet ser det som viktig, særlig med tanke på små og nye aktører, at forhandlingsprosessene om tredjepartsbruk er enkle og at en i disse kommer fram til effektive tariffer for bruk av eksisterende innretninger offshore. Tariffer som gir en rimelig avkastning til eierne sikrer tilstrekkelige investeringer og gir samtidig nye brukere mulighet til å gjennomføre leting etter marginale



Figur 3.25 Gasstransportsystemet

Kilde: Oljedirektoratet

prospekter og til å utvikle prosjekter gjennom god utnyttelse av eksisterende innretninger.

På denne bakgrunn tok departementet nylig et initiativ overfor industrien for å avklare hvordan tredjepartsbruk av eksisterende innretninger kan gjennomføres på en bedre måte, og eventuelt reguleres. Arbeidet tar også for seg muligheten for å foreta forbedringer i retningslinjene for tredjepartsbruk som OLF utformet i 2001 etter initiativ fra departementet. Hensikten var å få fram synspunkter fra rettighetshaverne og eventuelle nykommere på kontinentalsokkelen. Høringen viste at selskapene vektlegger at prosesser for å inngå avtaler om tredjepartsbruk for eksisterende innretninger på norsk kontinentalsokkel er forutsigbare, foregår med konstruktiv og hurtig framdrift, er ikke-diskriminerende, sikrer adgang på rimelige vilkår slik at en fornuftig fordeling av avkastning og risiko oppnås samt sørger for riktig prioritering av felt slik at ledig kapasitet utnyttes best mulig. De fleste selskapene foreslår å gjennomføre forbedringer innenfor rammene av forhandlinger i henhold til retningslinjer. Forslagene omfatter bl.a. standardisering av tjenester, obligatorisk offentliggjøring av tariffer og andre vilkår samt større forpliktelser til å følge retningslinjene og å holde timeplan. Noen få tar til orde for forskriftsregulering og aktiv myndighetsinngripen for å sikre at avtaler inngås. På bakgrunn av høringen vil departementet vurdere hvilke forbedringer som er hensiktsmessige og hvordan disse kan gjennomføres.

Regjeringen vil:

- Vurdere endringer i rammeverket for bruk av eksisterende innretninger offshore, basert på blant annet en høring av industrien, med formål å skape større forutsigbarhet og effektivitet med hensyn til slik bruk.

3.7.3 Utfordringer knyttet til utvikling av gasstransportkapasitet

Den nye gasstransportorganiseringen fra 2003 legger til rette for mer effektiv bruk av gasstransportsystemet. Dette gjelder særlig i områder med knapp kapasitet. Effektiv utnyttelse av det eksisterende gasstransportsystemet kan bidra til å redusere eller utsette behovet for nye investeringer.

Store gassfelt, som for eksempel Ormen Lange, har som regel robust nok økonomi til å etablere nye gasstransportløsninger. Gasstransport har stor grad av skalaøkonomi, og for mindre funn kan det være utfordrende å etablere ny kapasitet hvis ressursgrunnlaget i et område foreløpig ikke er tilstrekkelig. Det er derfor viktig å sikre at det gjennomføres leting i områder med manglende transportkapasitet slik at ressursgrunnlaget blir tilstrekkelig til å realisere en transportløsning. Når det finnes tilstrekkelige, men fragmenterte ressurser i et område, kan flere felt og ressurseiere finansiere et nytt rør i fellesskap. Hvis potensielle brukere har ulik tidshorisont og ulike preferanser om hvilket marked gassen skal gå til, kan det være utfordrende å realisere tilstrekkelige investeringer i transportinfrastruktur. Særlig gjelder dette tilleggskapasitet for å sikre tilstrekkelig kapasitet til ressurser som ennå ikke er påvist.

Gassco har blant annet som oppgave å samordne prosessene for videreutvikling av oppstrøms gassrørledningsnett samt selv vurdere behovet for å utføre slik videreutvikling. Gassco er i en unik posisjon til å vurdere hvor og når det eventuelt bør bygges ny transportkapasitet og kan, som en nøytral aktør, bidra til å redusere eventuelle koordineringsproblem og forenkle prosessen med videreutvikling. Gassco skal anbefale løsninger og ikke selv foreta investeringer.

Gassco utarbeider årlig en plan for gasstransporten på norsk kontinentalsokkel, basert på tek-

Boks 3.6 Gassco – operatøren for gasstransport

Stortinget vedtok å opprette et nytt operatørselskap for transport av naturgass for å sikre uavhengighet og likebehandling av eiere/skipere av naturgass i drift og utvikling av transportsystemet, jf. St.prp. nr. 36 (2000–2001) og Innst. S. nr. 198 (2000–2001). Aksjekapitalen er 10 mill. kroner. Gassco overtok 1. januar 2002 operatørskapet for transportsystemet, som omfatter ansvaret for drift og utvikling av transportsystemet samt bl.a. ivaretakelse av gjeldende krav til helse, miljø og sikkerhet.

Gassco AS har hovedkontor på Bygnes i Karmøy kommune. Selskapet har om lag 120 ansatte per 1. januar 2004.

Transport- og behandlingsanleggene på norsk kontinentalsokkel skal tjene alle produsenter av gass og bidra til en effektiv utnyttelse av ressursene på kontinentalsokkelen. Dette kan bare ivaretas av en enhet som har nøytrale insentiver i forhold til alle brukerne av transportsystemet.

Boks 3.7 Gassled – samlet eierstruktur for gasstransport

Stortinget ba i Innst. S. nr. 198 (2000–2001) departementet innkalle de aktuelle selskapene til forhandlinger med siktemål å oppnå en samlet eierstruktur for gasstransport. Stortinget samtykket i forbindelse med behandlingen av St. prp. nr. 21 (2002–2003), jf. Innst. S. nr. 89 (2002–2003), i at Olje- og energidepartementet kunne godkjenne overføring av eksisterende SDØE-eierandeler i gasstransportsystemet til det nye interessentskapet Gassled. Gassleds eieravtale ble undertegnet 20. desember 2002 og godkjent samme dag. Eierfordelingen i Gassled er:

Petoro AS[1]	38,293 pst.
Statoil ASA	20,379 pst.
Norsk Hydro Produksjon a.s	11,134 pst.
TOTAL E&P NORGE AS	9,038 pst.
Esso Exploration and Production Norway AS	5,179 pst.
Norske Shell Pipelines AS	4,681 pst.
Mobil Development Norway A/S	4,576 pst.
Norsea Gas A/S	3,018 pst.
Norske ConocoPhillips A/S	2,033 pst.
Eni Norge AS	1,683 pst.

[1] Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement – SDØE)

Petoros deltakerandel i Gassled skal økes med om lag 9,5 pst. med virkning fra 1. januar 2011, og de øvrige rettighetshavernes deltakerandel skal reduseres proporsjonalt med virkning fra samme dato. SDØE-andelen i Norsea Gas AS er 40,006 pst. Når en tar hensyn til dette vil staten gjennom SDØE ha 39,5 pst. i 2003–2010 og 49 pst. fra 2011 i Gassled. Konsesjonstiden for aktuelle anlegg i Gassled er satt til 31. desember 2028.

Gassbehandlingsanlegget på Kollsnes ble innlemmet i Gassled fra 1. februar 2004. Gassled omfatter alle rik- og tørrgassanlegg som i dag brukes eller snarlig vil bli brukt av andre enn eierne (tredjepartsbruk) og opereres av Gassco. Det legges opp til at nye rørledninger og transportrelaterte anlegg vil innlemmes i Gassled fra det tidspunkt de blir gjenstand for tredjepartsbruk og en del av det sentrale oppstrøms gasstransportsystemet. En samlet eierstruktur for det vesentligste av gassinfrastrukturen la grunnlaget for et enhetlig adgangsregime og effektiviserer administrasjon og daglig drift av gasstransporten for framtiden.

nisk tilstand i anleggene og brukernes innmelding av framtidige behov. Transportplanen er gjenstand for diskusjon i industrien og legger grunnlaget for anbefalinger om en helhetlig videreutvikling.

I KonKrafts aktivitetsprosjekt er det foreslått å etablere en generell politikk om større SDØE-andeler i infrastruktur utover statens eget transportbehov for å sikre tilstrekkelig investering i ny kapasitet. Det er formålstjenelig at slik infrastruktur utvikles av selskaper med oppstrømskompetanse, eget transportbehov, kunnskaper om markedsutsiktene samt gjennomføringsevne, slik at en unngår kostbare feilinvesteringer. I utgangspunktet bør statens andel i infrastruktur derfor reflektere statens andel i de ressursene som forventes å benytte denne infrastrukturen.

Arbeid med å utvikle økt transportkapasitet fra Halten/Nordland

I området Halten/Nordland er det flere funn og prospekter, deriblant Skarv, som foreløpig ikke har blitt utviklet grunnet blant annet manglende gasstransportkapasitet ut av området. Vinteren 2003 ga Olje- og energidepartementet på denne bakgrunn Gassco i særskilt oppdrag å arbeide intensivt med berørte parter for å øke transportkapasiteten fra Halten/Nordland. Det er en forutsetning for arbeidet at økt transportkapasitet kan vises mer verdiskapende enn å vente på ledig kapasitet i eksisterende anlegg. Alternative transportløsninger er nå gjenstand for videre studier.

Regjeringen vil:

- Følge opp industriens arbeid med å sikre tilstrekkelig gasstransportkapasitet basert på Gasscos årlige transportplan.
- Spesielt følge opp studien Gassco utfører i samarbeid med berørte parter for å utvikle gasstransportkapasitet fra Halten/Nordland, og foreta en vurdering om dagens ordning for etablering av ny gassinfrastruktur er hensiktsmessig i etterkant av denne prosessen

3.8 Gassressursenes vei til et lønnsomt marked

Norge produserer svært store mengder gass for salg – 72 mrd. Sm^3 tørrgass i 2003. Energimengden tilsvarer nesten 4 ganger Norges totale energiforbruk i 2003. Norges nærhet til gassmarkedene i Europa har gjort det mulig å utvikle gassvirksomheten til det den er i dag. Gassproduksjonen er i sterk vekst og antas å være opp mot 120 mrd. Sm^3 i 2010.

En viktig del av gassvirksomheten er infrastrukturen for transport og behandling av gass. Dette gjelder både til havs og på land. Det er investert betydelige beløp i behandlingsanlegg for gass i Norge. Naturgass føres, eller planlegges ført, til land flere steder langs hele kysten: Kårstø i Rogaland, Kollsnes i Hordaland, Tjeldbergodden og Nyhamna (fra 2007) i Møre og Romsdal, samt Melkøya utenfor Hammerfest i Finnmark fra 2006. Mer enn 60 pst. av gassen som produseres på norsk kontinentalsokkel er innom landanlegg i Norge for prosessering. Andelen øker vesentlig når de nye anleggene på Melkøya og Nyhamna kommer i drift. Det er altså betydelige mengder gass som bringes til land og behandles i Norge. På alle disse stedene er gass tilgjengelig for bruk i lokal eller nasjonal industri, og det tas i dag ut gass i rør, som CNG (komprimert naturgass) eller som LNG (flytende naturgass) på Kårstø, Kollsnes og Tjeldbergodden, jf. St.meld. nr. 9 (2002–2003).

Utbygging av landanlegg

Det pågår utbygging og utvidelser av landanlegg i Norge som innebærer investeringer på om lag 40 mrd. kroner.

På Kårstø pågår det en utvidelse av gassbehandlingskapasiteten for å kunne prosessere gass fra Kristin-feltet på Haltenbanken fra oktober 2005. I tillegg bygges det et anlegg for fjerning av CO_2 fra Kristin-gassen og produksjon av etan. Dette anlegget skal også stå ferdig i 2005 og innebærer en vesentlig økning av etanproduksjonen fra 620 000 til 950 000 tonn pr år. Disse utvidelsene på Kårstø omfatter investeringer på om lag 5,7 mrd. kroner.

På Kollsnes pågår for tiden bygging av et NGL-ekstraksjonsanlegg som skal stå ferdig i oktober 2004. Anlegget omfatter investeringer på om lag 3 mrd. kroner og skal bl.a. behandle rikgass fra Kvitebjørn og Visund. Når anlegget kommer i produksjon, er det beregnet at kapasiteten for behandling av gass på Kollsnes vil øke til i overkant av 140 mill. Sm^3 per dag og kapasiteten for produksjon av kondensat økes til 69 000 fat per dag.

Stortinget behandlet i mars 2002 St.prp. nr. 35 (2001–2002) *Utbygging, anlegg og drift av Snøhvit LNG*. Snøhvitutbyggingen omfatter investeringer på om lag 18,6 mrd. kroner i LNG-anlegget på Melkøya.

Stortinget vedtok utbygging av Ormen Lange-feltet 2. april 2004. Utbyggingen omfatter etablering av et nytt gassbehandlingsanlegg på Nyhamna i Møre og Romsdal. Landanlegget vil få en behandlingskapasitet på 70 mill. Sm^3 gass per dag og omfatter investeringer på i overkant av 16 mrd. kroner.

Valg av prosesseringsløsning

Lønnsomheten i behandling av gass ved bruk av anlegg i Norge må vurderes fra prosjekt til prosjekt. Rettighetshaverne disponerer selv over den petroleum de produserer, jf. petroleumsloven § 3–3, tredje ledd. Det innebærer at rettighetshaverne har rett til å avsette olje- og gassproduksjonen i tråd med det som for dem fremstår som den kommersielt beste løsning, inkludert valg av transportløsning og bruk av prosesseringsløsning. Dette er i tråd med EØS-avtalen der hovedsiktemålet er å etablere et indre marked basert på fri flyt av varer og tjenester. Eksempelvis har rettighetshaverne på Statfjordfeltet muligheten til å transportere den produserte rikgassen til både Norge og Storbritannia for prosessering, i og med at det er opprettet infrastruktur fra Statfjord til begge land. Andre felt har ikke nødvendigvis valgmulighet når det gjelder prosessering, men de aller fleste produsenter av gass kan velge mellom forskjellige leveringspunkt for gassen gjennom reservasjoner i transportsystemet. Valgmuligheter hva gjelder prosesserings- og transportløsninger, inkludert bruk av andres infrastruktur, bidrar til en effektiv utvikling av felt på norsk kontinentalsokkel, jf. kap. 3.8.

Lønnsomt eksportmarked

Norge eksporterer gass for store verdier. Dette har blant annet sin årsak i stor betalingsvillighet i de land som mottar norsk gass. Hvis en antar en europeisk gasspris på 1 NOK/Sm^3, var brutto eksportverdi av norsk gass i 2003 rundt 70 mrd. NOK. Gassens konkurranseevne har økt i forhold til annet brensel på kontinentet og i Storbritannia. Fremover ser det ut til at det særlig er i kraftproduksjonen at vi vil se vekst i forbruket av naturgass. Hovedmarkedene for norsk gass er tett befolkede områder med en meget velutviklet infrastruktur for distribusjon av gass. Naturgass har også klare miljømessige fortrinn i disse markedene, hvor

alternative energikilder tradisjonelt har vært, og fremdeles i hovedsak er, kull, olje og kjernekraft. Dette er forhold som gir grunn til å tro at betalingsvilligheten for gass i Europa, og ikke minst i USA, vil være høy også i fremtiden.

Oppfølging av St.meld. nr. 9 (2002–2003) Om innenlands bruk av naturgass m.v. (Gassmeldingen)

Under stortingsbehandlingen av Gassmeldingen ble Regjeringen blant annet bedt om å utrede nærmere de økonomiske sidene ved alternative løsninger for hvordan gass kan føres frem til aktuelle innenlandske brukere. Regjeringen vil legge frem resultatene fra utredningene for Stortinget i løpet av våren 2004.

Regjeringen vil:

- Arbeide for å opprettholde konkurransedyktigheten til norske anlegg for behandling og eksport av rikgass.

3.9 Forskning og ny teknologi

Petroleumssektorens betydning og behovet for økt satsing på petroleumsforskningen ble fastslått i Sem-erklæringen: «Samarbeidsregjeringen mener det er viktig å sikre at petroleumssektoren blir en vesentlig bidragsyter til finansiering av velferdssamfunnet og til industriell utvikling. Det krever økt satsning på forskning og teknologiutvikling.»

Petroleumsnæringen er Norges største næring målt i verdiskaping. Virkningene for sysselsettingen i landet, ikke minst i distriktene, er betydelig. Næringen gir også sterke impulser til innovasjon og teknologisk utvikling både innen næringen og norsk næringsliv for øvrig. Ingen annen næring har lignende forutsetninger når det gjelder å bidra til industriell utvikling og inntekter til det norske samfunn.

Det er viktig at den norske kunnskapsbasen på dette feltet ikke forvitrer. Kunnskapsbasen forvaltes både av offentlige institusjoner, deriblant universiteter og høgskoler, og av private virksomheter. Denne kunnskapsbasen er et viktig grunnlag for videre verdiskaping og vekst.

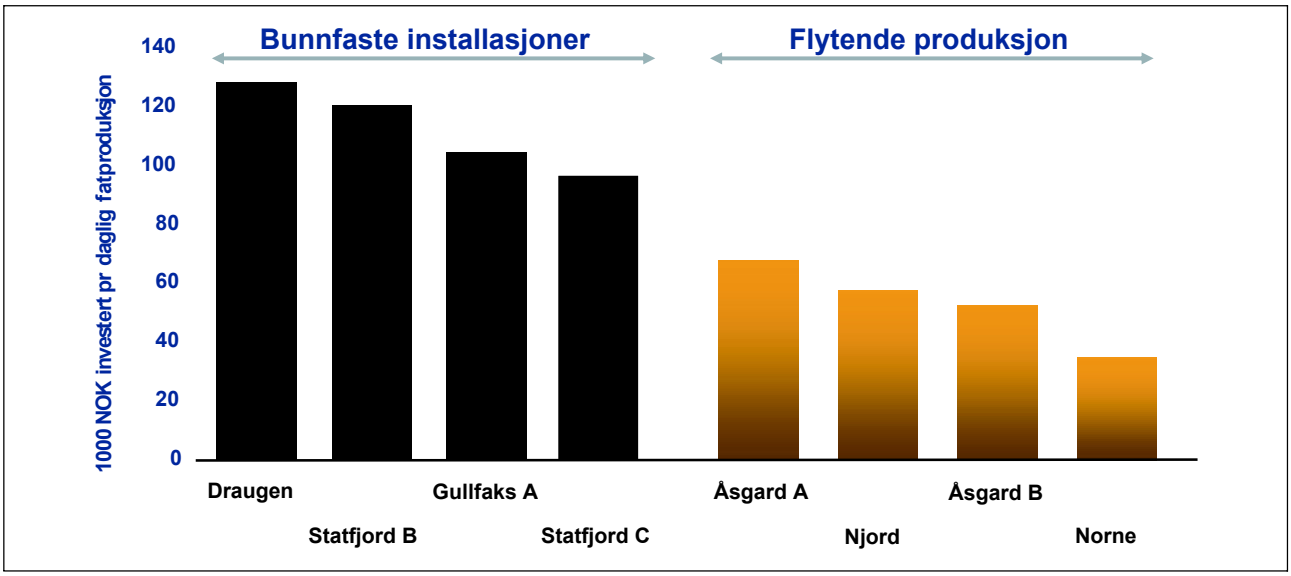
Den norske petroleumsforskningen er av høy internasjonal kvalitet. Statistikk som sammenlikner norsk vitenskaplig publiseringsaktivitet med andre land viser at Norge gjør det godt innen fag rettet mot petroleumsvirksomheten. Miljøene som er utvalgt til Senter for fremragende forskning viser høy kvalitet på den petroleumsrelevante forskningen. Dette nivået må opprettholdes gjennom god rekruttering til og videreutvikling av fagmiljøene og de teknologiske miljøene. Det er derfor nødvendig med offentlig finansiering av forskning rettet mot petroleumsvirksomheten.

Statlig medvirkning gjennom universitets- og høgskolesektoren og de offentlige forskningsprogrammene i regi av Norges forskningsråd har vært vesentlig for å sikre tilstrekkelig teknologiutvikling. Erfaring viser at målrettet, langsiktig FoU-satsing er en nødvendig innsatsfaktor i utviklingen av olje- og gassvirksomheten. Eksempelvis har Snøhvitutbyggingen latt seg realisere gjennom en 10–20-årsperiode med systematisk forskningssamarbeid innen LNG-teknologi og flerfasetransport. Denne forskningsinnsatsen har skjedd i samarbeid mellom universiteter, høgskoler, petroleumsinstitutter, Norges forskningsråd og industrien.

Teknologi er viktig for å redusere kostnadene og således øke både norsk kontinentalsokkels og næringens konkurransekraft. Teknologi har bidratt vesentlig til å få ned utbyggingskostnadene og derigjennom bidratt til ny utbyggingsaktivitet som ellers ikke ville være lønnsom. Overgangen fra bunnfaste til flytende produksjonsløsninger representerte en vesentlig effektivitetsforbedring innen utbygging av felt på norsk kontinentalsokkel på 90-tallet. Figur 3.26 viser reduksjonen i utbyggingskostnader per enhet produsert som følge av at flytende produksjon ble tatt i bruk i perioden (investeringer i 1000 kroner per fat).

Vi har i dag utnyttet 1/3 av våre anslåtte petroleumsressurser. Utvikling av gjenværende ressurser for å realisere den langsiktige utviklingsbanen krever forskningsinnsats og ny teknologi.

Flere av løsningene som anvendes i dag er et resultat av forskningsinvesteringer gjort på 70-80-90-tallet. Det er avgjørende at vi nå gjør tilsvarende FoU-investeringer på områder som for eksempel leting, økt utvinning og integrerte operasjoner (e-drift) for å ha kunnskap og menneskelige ressurser som er i stand til å håndtere slike utfordringer fremover. Fremtiden vil også preges av spørsmål om å kunne starte aktivitet i særlig miljøsensitive områder, hvor en stor del av ressursgrunnlaget ligger. Økt FoU-innsats kan bidra til løsninger i slike spørsmål.



Figur 3.26 Overgang fra bunnfaste til flytende produksjonsløsninger

Kilde: Statoil

For å møte hovedutfordringene i den videre utviklingen av olje- og gassnæringen, er det nødvendig med offentlig satsing på forskning og teknologi innen petroleumsvirksomheten. Dette er tidskritisk med tanke på både fremtidige inntekter og fremtiden til store deler av norsk industri.

Boks 3.8 Fram Vest

Fram Vest er et av funnene i det såkalte Sognområdet. En samordnet utbygging av alle funnene med innfasing til en sentralt plassert flytende innretning ble vurdert. Operatøren vurderte lønnsomheten i et slikt alternativt til å være for marginal i forhold til den relativt store reservoarusikkerheten. Heller ikke funnene i Fram kunne forsvare en utbygging basert på en tradisjonell flytende innretning.

Den endelige strategien ble derfor å utvikle området med undervannsteknologi. I første omgang ble det valgt å bygge ut den største strukturen (Fram Vest). Denne er i all hovedsak basert på det som i dag regnes som konvensjonell undervannsteknologi og innebærer 26 km flerfaseoverføring av ubehandlet brønnstrøm fra to havbunnsrammer til Troll C. Den nyetablerte infrastrukturen på havbunnen nord for Trollfeltet vil bidra til at andre funn i området kan bygges ut etter hvert som det blir ledig behandlingskapasitet på Troll C innretningen. En videre utbygging av de øvrige funnene i området vil sannsynligvis måtte betinge introduksjon av undervanns separasjonsteknologi. En faset utbygging av Fram Vest vil således kunne gi tid til å kvalifisere de nye, nødvendige teknologielementene i en slik løsning.

3.9.1 Forskningsmessige utfordringer og behovet for offentlig innsats

Realisering av den langsiktige utviklingsbanen for petroleumsvirksomheten krever bl.a. at petroleumsressurser som ikke er lønnsomme med dagens teknologi, blir produsert. Dette krever forskningsinnsats og ny teknologi.

Hovedtyngden av olje- og gassnæringens forskning og utvikling finansieres av næringen selv. Gjennom forskning knyttet til de enkelte utvinningstillatelser sikres teknologiutvikling som er nødvendig for å utvikle enkeltfelt og ivareta konkrete, kortsiktige teknologibehov. Oljeselskapene bruker dessuten midler til mer generell forskning og utvikling. Dette kan være felles satsninger med leverandørindustri og forskningsinstitutter for å oppnå særskilte teknologiløft. Denne type midler har blitt sterkt redusert de siste årene.

Oljeselskapene har i løpet av de siste 10–15 årene blitt mer kortsiktige i sine FoU-prioriteringer, og det er således mer krevende å sikre den nødvendige teknologiutviklingen. Dette skyldes bl.a. at nyere funn er mindre og at forventet kontantstrøm fra disse i mindre grad kan finansiere nødvendige teknologiske løft alene. I tillegg har bortfall av teknologiavtalene og FoU-vilkår stilt av

Boks 3.9 OG21 – Nasjonal strategi for teknologi og forskning i olje- og gassnæringen

For å videreutvikle norsk kontinentalsokkel og styrke norsk industris internasjonale konkurranseevne, tok Olje- og energidepartementet i 2001 initiativ til å etablere en helhetlig og fokusert nasjonal strategi for forskning og utvikling innen petroleumsnæringen, OG21 (Olje- og gass i det 21. århundre). OG21 er petroleumsnæringens eget strategiorgan for forskning og utvikling, med eget styre oppnevnt av OED og sekretariat lokalisert i Norges Forskningsråd (Forskningsrådet). Petroleumsnæringen, forskningsmiljøer, Forskningsrådet og Oljedirektoratet har deltatt i strategiarbeidet.

OG21 har identifisert 5 satsingsområder:
- økt utvinning
- småfelt
- utvinning på dypt vann
- effektivisering av forsyningskjeden innen gass
- miljø

Innen disse områdene har OG21 ved hjelp av prosjektgrupper (Lead Parties) konkretisert planer for fremtidig FoU-satsing innen 9 prioriterte områder, herunder stimulert utvinning, sanntids reservoarstyring, kostnadseffektiv gassproduksjon- og avtak, dypvannsteknologi og undervannsanlegg. Lead Party-gruppene samarbeider med leverandørindustri og forskningsmiljøer. De skal være pådrivere for igangsetting av prosjekter som skal bidra til gjennomføring av OG21-strategien. Gruppene har utarbeidet gapanalyser, foreslått prioritering og forslag til videre arbeid. Dette arbeidet har fått bred tilslutning fra hele petroleumsnæringen. I tillegg vurderes aktiviteter innen områder som reduksjon av utslipp til luft og til vann. Dette er viktig både når det gjelder miljøutfordringer og for å adressere utfordringer i grenseflaten miljø og økt ressursuttak, bl.a. injisering av CO_2 i reservoarene for å øke utvinningsgraden på norsk kontinentalsokkel. OG21-strategien er også reflektert i Norges forskningsråds prioriteringer.

Asset Forum

Hovedansvaret for å finansiere og iverksette prosjekter for teknologiutvikling ligger hos beslutningstakerne i de utvinningstillatelsene og hos de operatørselskapene som vil være brukere av ny teknologi. Olje- og energidepartementet har i samråd med OG21 tatt initiativ til et Asset Forum bestående av de forretningsansvarlige i oljeselskapene i utvinningstillatelsene på norsk kontinentalsokkel. Formålet er å teste og ta i bruk ny og mer kostnadseffektiv teknologi, hovedsakelig gjennom felles prosjekter innen og mellom utvinningstillatelser. Det er enighet i industrien om å etablere et fast samarbeid blant utvinningstillatelsene for dette formålet, og Oljeindustriens Landsforening har tatt en ledende rolle.

PETROMAKS

I 2004 ble PETROMAKS etablert som et nytt stort program innen petroleumsforskning i Forskningsrådet. Framover vil mye av Forskningsrådets olje- og gassaktiviteter bli fanget opp i PETROMAKS. Programmet har som mål å bidra til å gjennomføre prioriteringene i OG21s forsknings- og teknologistrategi. Intensjonen i programmet er å dekke hele kjeden fra grunnforskning til anvendt forskning.

PETROMAKS skal bedre utnyttelsen av produserende felt og skape større tilgjengelighet til nye reserver. Leting og økt utvinning er nødvendig for å kunne realisere den langsiktige utviklingsbanen.

De mest sentrale forskningsoppgavene innenfor det nye programmet vil i første fase være:
- Leting: Utvikling av geofysiske målemetoder, lete- og reservoarmodeller og bedret forståelse av bassengdannelse.
- Økt utvinning i et bredt perspektiv: Utvikling av metoder for stimulert utvinning, reservoarovervåking og -styring og boreteknologi samt nye prosesser, metoder og teknologi for avsetning av gass.

Demo 2000

Programmet Demo 2000 skal omsette prioriteringene til OG21 til konkrete prosjekter for utvikling, demonstrasjon og testing av nye løsninger. Demo 2000 har som formål å fremme utvikling og bruk av ny teknologi for norsk kontinentalsokkel og for eksport. Demo 2000 vil spille en sentral rolle i å fremme forslag til større pilotprosjekter som er velegnet for samarbeid mellom flere utvinningstillatelser på norsk kontinentalsokkel.

Regjeringen anser programmet for å være et viktig verktøy for å løse de fremtidige teknologiutfordringene på norsk kontinentalsokkel og internasjonalt.

myndighetene i forbindelse med tidligere konsesjonstildelinger medvirket til denne utviklingen.

Leverandørindustrien har, i likhet med forskningsinstituttene, på langt nær de samme inntektene fra olje- og gassvirksomheten som staten og oljeselskapene, men det er disse som leverer og utvikler hovedtyngden av de teknologiske løsningene som oljeselskapene trenger for at vi skal kunne utnytte våre petroleumsressurser. Leverandørindustrien og instituttene har ikke økonomisk ryggrad til å finansiere kostbare utviklingsprosjekter på egen hånd. Reduksjonen i midler fra oljeselskapene blir ikke oppveid av en økning i forskningsmidler fra leverandørindustrien og forskningsinstituttene. Resultatet er at forsknings- og teknologiutviklingen i større grad blir konsentrert om kortsiktige utviklingsoppgaver, som i stor grad blir finansiert av oljeselskapene.

I tillegg retter en del av forsknings- og teknologiutviklingen seg mot særnorske forhold. Her er det spesielt viktig med statlig medvirkning da den kommersielle verdien i andre markeder er begrenset.

På bakgrunn av de utfordringer norsk petroleumsvirksomhet står overfor, jf. tidligere kapitler, er det særlig 3 hovedområder som er kritiske for å realisere den langsiktige utviklingsbanen:

- Miljøvennlige løsninger for aktiviteter i sårbare områder
- Mer effektiv leting
- Økt utvinning

Betydelige deler av ressursene på norsk kontinentalsokkel ligger i områder hvor miljøutfordringene er krevende. Regjeringen besluttet før julen 2003 å tillate fortsatt helårig petroleumsvirksomhet i Barentshavet sør med visse unntak (se forøvrig kapittel 3.2 for en omtale av ULB). Det er behov for teknologiutvikling som er direkte rettet mot målet om en bærekraftig petroleumsvirksomhet også i miljøfølsomme områder. Dette er også av stor betydning for fiskerinæringen.

Viktige deler av ressursgrunnlaget på norsk kontinentalsokkel knytter seg til uoppdagede ressurser. Nærmere 35 pst. av disse ressursene ligger i de delene av nordområdene som har vært gjenstand for behandling i ULB. Ressurstilveksten i de senere år har avtatt som følge av at prospektene blir mindre og vanskeligere å påvise. Mindre prospekter og mer krevende leting gjør at det blir stadig vanskeligere å erstatte produserte ressurser med ny ressurstilvekst. Fallende påviste volumer har også ført til at enhetskostnadene innen leting øker. Det vil være en sentral utfordring fremover å kompensere for denne negative utviklingen gjennom utvikling og bruk av mer effektiv leteteknologi. Mer effektiv leting krever økt forskingsinnsats, også fra det offentlige. Forskingsprogrammet PETROMAKS har økt leteeffektivitet som et prioritert område.

Påviste ressurser utgjør hovedtyngden av ressursbasen og representerer det største verdiskapingspotensialet på norsk kontinentalsokkel. Det er et mål å øke utvinningsgraden for olje til 50 pst. eller mer. Oppgaven med å sikre forskning og teknologutvikling som gir økt utvinningsgrad er tidskritisk. Økt utvinning er en viktig del av det nye PETROMAKS-programmet.

Det er bred enighet, både politisk og innenfor petroleumssektoren, om at det er behov for å styrke den samlede petroleumsforskningen og at også myndighetene har et ansvar for å bidra til dette. OG21 og Norges forskningsråd anbefaler en opptrapping av offentlige bevilgninger til om lag 600 mill. kroner årlig.

Finansiering av langsiktig, strategisk forskning er statens viktigste bidrag. Universitets- og høgskolesektoren spiller en viktig rolle med hensyn til å utvikle grunnleggende kunnskap og utdanne kompetent arbeidskraft til petroleumsnæringen.

Det er viktig at de statlige midlene ikke erstatter privat finansiering, men dekker forskningsbehov som næringen selv ikke kan forventes å prioritere. Dette gjelder spesielt langsiktig kompetanseoppbygging og forskning som gir samfunnsmessige fellesgoder. Staten har, som største eier på norsk kontinentalsokkel, også et spesielt ansvar for kunnskapsutviklingen. I tillegg bør offentlig finansiering benyttes der den sammen med bidrag fra industrien gir en betydelig styrking av samlet forskningsinnsats, jf. Demo 2000 og Forskningsrådets brukerstyrte programmer.

OG21 har gjennomgått 9 prioriterte teknologiområder (se boks om OG21) og pekt på de områder hvor det er spesielt viktig med offentlig innsats for å utløse nødvendig forskning.

OG21 fremhever følgende:

- Statlig grunnforskning innen teknologiområder der en har sterke, konkurransedyktige industrimiljøer er en dokumentert suksess internasjonalt, blant annet i Finland og Irland. Staten bør prioritere finansiering av forskning, teknologiutvikling og demonstrasjon som gjør norsk kontinentalsokkel konkurransekraftig i forhold til andre olje- og gassprovinser. I dette perspektivet vil forskning innen dypvannsteknologi, transport av brønnstrøm over store avstander og prosessering på havbunnen, samt null skadelige utslipp til sjø være prioriterte områder.

- Næringslivet har ofte et kortsiktig perspektiv på sine investeringer som følge av sterk konkurranse og høye avkastningskrav. Statens bidrag til teknologiutvikling og demonstrasjon (Forskningsrådets brukerstyrte programmer og Demo 2000) gir viktige insentiver for leverandørindustrien. Den offentlige innsatsen skaper fellesarenaer der leverandørbedrifter, forskningsinstitutter og oljeselskaper bidrar til et samlet løft for forskningsinnsatsen. Dette betyr at industrien sammen med det offentlige bidrar til å øke felleskompetansen i næringen. Dette medvirker til å styrke industriens konkurranseevne og til å trekke utenlandsk kapital og utenlandske aktører til norske FoU-miljøer.
- Norsk kontinentalsokkel har på noen områder de strengeste miljøkrav i verden. Staten bør bidra til forskning og utvikling på miljøsiden fordi dette teknologimarkedet er begrenset eller tar lang tid å etablere internasjonalt. Industrien vil derfor være tilbakeholden med egeninvesteringer i ny teknologi. For noen typer miljøteknologi er det langt frem til et kommersielt marked. Dette gjelder eksempelvis CO_2-separasjon, -transport og -lagring, samt brenselsceller.
- Leting og reservoarforståelse er nøkkelområder for økt ressurstilvekst. Samtidig representer dette oljeselskapenes kjernekompetanse og viktigste konkurransearena. Forskning og teknologiutvikling skjer som hovedregel internt i selskapene eller i samarbeidsprosjekter med serviceselskapene. Statlig engasjement må derfor konsentreres om langsiktig strategisk forskning og kompetanseoppbygging ved universiteter, høyskoler og instituttene.
- Som største eier på norsk kontinentalsokkel bør staten ivareta sine interesser gjennom teknologiutvikling som optimaliserer ressursutnyttelsen fra egen feltportefølje. Ny teknologi for økt oljeutvinning fra eksisterende oljebrønner (EOR) er blant de tiltak som har høyest verdiskapingspotensial på kort sikt. For små felt og felt i halefasen kan risikoen ved nye EOR-metoder være så stor at oljeselskapene heller vil satse på økt produksjon fra andre sokler. Risikoavlastning i form av statlige forskningsmidler kan avhjelpe dette.

3.9.2 Finansiering

I Budsjett-innst. nr. 9 (2002–2003) understreket energi- og miljøkomiteens flertall, medlemmene fra Arbeiderpartiet, Høyre, Fremskrittspartiet og Kristelig Folkeparti, verdien av satsing på FoU innen petroleumsvirksomhet og behovet for forutsigbarhet i forhold til tilførsel av forskningsmidler.

På denne bakgrunn ba Stortinget Regjeringen om å foreta en utredning av ulike modeller for en offentlig medfinansiering av forskning innenfor petroleumsvirksomhet, herunder et petroleumsrettet forskningsfond.

I tillegg til nåværende finansieringskilder har en vurdert følgende alternative finansieringsmodeller:

1. Fondsfinansiering, herunder
   - opprettelse av et eget fond for petroleumsforskning
   - utvidelse og øremerking av fondet for forskning
2. Finansiering innenfor SDØE-kontantstrømmen

Nåværende finansieringskilder

Den viktigste finansieringskilden er i dag ordinær bevilgning over statsbudsjettet. De ordinære bevilgningene over statsbudsjettet har økt de siste to årene fra om lag 94 mill. kroner i saldert budsjett 2002 til 137,5 mill. kroner i 2004. Forut for dette var det en betydelig nedgang i bevilgningene. I tillegg bevilges det årlig mindre beløp fra andre departementer til petroleumsrelatert forskning. Bevilgningen forvaltes hovedsakelig av Norges forskningsråd.

En annen finansieringskilde som også påvirker de rammer Norges forskningsråd har for prosjekter knyttet til petroleumsforskning er avkastningen fra Fondet for forskning og nyskapning. I 2004 er avkastningen fra fondet på om lag 600 mill. kroner (den delen av avkastningen som Forskningsrådet disponerer). Av denne avkastningen tilfaller om lag 55 mill. kroner petroleumsforskning (inkludert tilskudd til sentre for fremragende forskning). Hvor stor del av avkastningen som tilfaller petroleumsforskning det enkelte år vil være avhengig av Forskningsrådets prioriteringer. I 2003 tilfalt til sammenligning om lag 20 mill. kroner av avkastningen til petroleumsforskning.

Den siste etablerte finansieringsordningen for offentlig medfinansiering er SkatteFUNN. SkatteFUNN er en skattefradragsordning beregnet på alle bedrifter som er *skattepliktige* i Norge, og som har ett eller flere forsknings- og utviklingsprosjekter. Såfremt bedriften får godkjent et FoU-prosjekt av Norges forskningsråd, vil den kunne kreve skattefradrag for prosjektrelaterte, dokumenterte kostnader som vises i et eget prosjektregnskap. Dette er et generelt skatteinsentiv, og den kommer også petroleumsnæringen tilgode. Ordningen vil imidlertid ha begrenset effekt innenfor petroleumssektoren fordi den øvre fradragsramme for egenutført

prosjekt er 4 mill. kroner per år. Dersom bedriften kjøper tjenester fra en eller flere godkjente FoU-institusjoner er den øvre fradragsramme 8 mill. kroner per år. Disse rammene gjelder per bedrift per år og ikke per prosjekt.

Alternativ modell 1) – fondsfinansiering

To ulike modeller har vært vurdert, enten å etablere et eget petroleumsforskningsfond eller å skyte inn ny og øremerket fondskapital i det allerede etablerte Fondet for forskning og nyskapning. I sistnevnte alternativ vil den årlige avkastningen av kapitalen øremerket petroleumsforskning tilfalle petroleumsforskning.

Alternativ modell 2) – finansiering innenfor SDØE-kontantstrømmen

Finansiering av petroleumsforskning innenfor SDØE-kontantstrømmen har tidligere vært foreslått i tilknytning til etableringen av Demo 2000-programmet i revidert budsjett våren 1999, jf. St.prp. nr. 67 (1998–99). Programmet ble foreslått knyttet til statens deltakelse i petroleumsvirksomheten med formål og begrunnelse å redusere kostnadene på norsk kontinentalsokkel for blant annet å øke statens inntekter fra petroleumsvirksomheten på et senere tidspunkt. På den bakgrunn ble også lov om Statens petroleumsfond foreslått endret slik at utgiftene kom til fratrekk i statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten, jf. Ot.prp. nr. 67 (1998–99).

Et flertall av medlemmene i finanskomiteen uttrykte i Innst.O.nr. 94 (1998–1999) at forslaget innebar en regnskapsmessig uryddighet, som igjen ville bidra til at en særskilt utgiftspost unndras i vurderingen av den samlede budsjettveksten. Flertallet gikk derfor imot Regjeringens forslag om å endre lov om Statens petroleumsfond. Det ble den gang bevilget 100 mill. kroner til Demo 2000 som en ordinær bevilgning over statsbudsjettet.

Oppsummering

Bevilgningene til petroleumsforskning har hatt en jevn økning de siste årene. Regjeringen ønsker å videreføre denne satsingen. Ut fra en helhetsvurdering og med henvisning til tidligere vedtak i Stortinget ønsker Regjeringen å styrke den statlige finansieringen av petroleumsforskningen ved å øke kapitalen i Fondet for forskning og nyskaping med en mrd. kroner fra 1. juli 2004. Den økte avkastningen skal nyttes til langsiktig, grunnleggende forskning rettet mot petroleumssektoren.

3.10 Konsekvenser og utfordringer for leverandørindustrien

Regjeringens petroleumspolitikk har som mål å opprettholde en konkurransedyktig, norskbasert leverandørindustri. Dette innebærer at norske myndigheter må legge forholdene til rette for at norsk olje- og gassindustri kan utvikle internasjonal konkurransekraft, dvs. være i stand til å konkurrere både på hjemmemarkedet og internasjonalt. All levedyktig næringsvirksomhet i Norge må i dag forholde seg til internasjonal konkurranse, enten direkte fra utenlandske bedrifter eller indirekte som følge av endringer i de makroøkonomiske rammebetingelsene drevet fram av internasjonale forhold og forpliktelser.

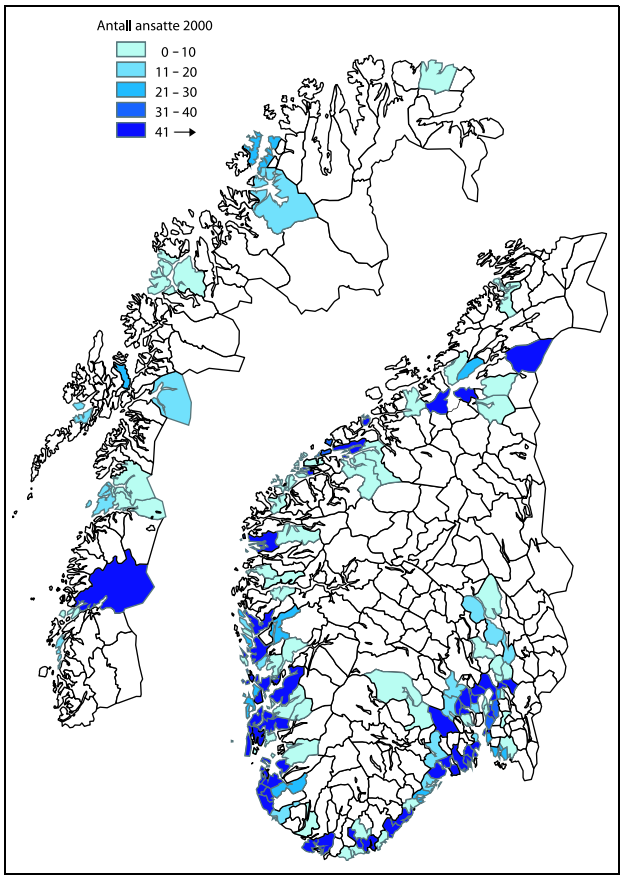
Leverandørindustrien spiller en svært viktig rolle når det gjelder å redusere kostnadsnivået på norsk kontinentalsokkel, ikke minst gjennom sine bidrag til teknologiutvikling. Samtidig vil leverandørindustrien være den første til å oppleve effektene av et aktivitets- og investeringsfall på norsk kontinentalsokkel. Ordretørke for leverandørbedriftene oppstår lenge før oljeselskapene opplever fall i sin petroleumsproduksjon. Dette kan få dramatiske sysselsettingseffekter, særlig i de kommuner og regioner som er spesielt avhengige av petroleumsnæringen, jf. figur 3.27.

I følge en studie foretatt av Senter for verdiskaping ved BI er i dag leverandørselskaper etablert i alle landets fylker og i 135 av landets 434 kommuner[6]. Likevel er det store regionale forskjeller i hvilken betydning petroleumsnæringen har. Eksempelvis utgjør næringens omsetting 69 pst. av total omsetting i næringslivet i Rogaland. En dramatisk nedtrapping av investerings- og utbyggingsaktivitetene kan i en rekke regioner og lokalsamfunn raskt få betydelige konsekvenser. Dette representerer en stor utfordring.

Ovennevnte studie viser at om lag 43 800 mennesker er direkte ansatt i leverandørindustrien. Figur 3.28 viser den geografiske fordelingen av sysselsatte i olje- og gassvirksomheten basert på et utvalg av de største oljeselskapene i Norge, samt et representativt utvalg av leverandørbedrifter. Som det framgår av figuren, er det svært få kommuner i Norge der det ikke bor ansatte i petroleumsnæringen.

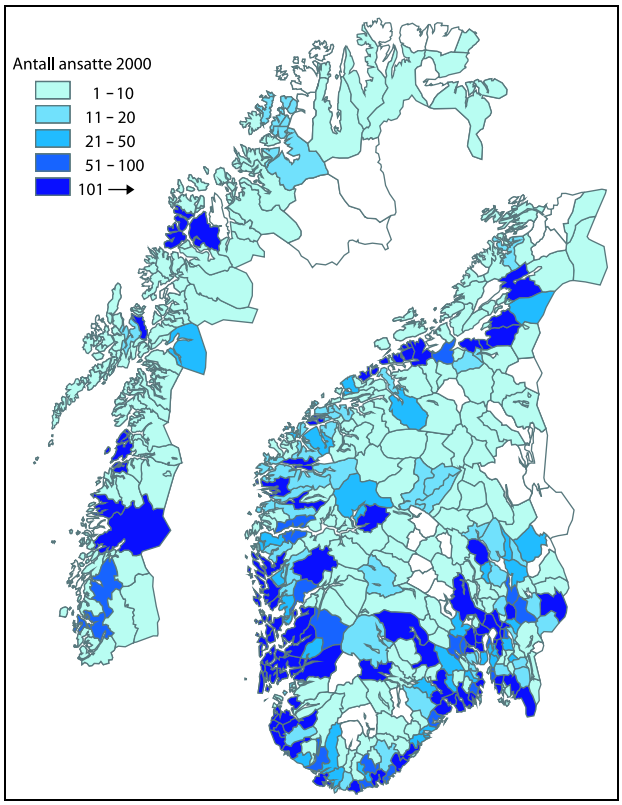
Figur 3.29 viser totale, direkte investeringer på norsk kontinentalsokkel fordelt på norske og utenlandske leverandører. For å anslå en slik fordeling, er det lagt til grunn at den historiske fordelingen

[6] I følge Aetat Arbeidsdirektoratet var det i august 2003 76 600 personer sysselsatt i petroleumsvirksomheten



Figur 3.27 Etablering av leverandørbedrifter i Norge

Kilde: BI Senter for verdiskaping



Figur 3.28 Bosted for sysselsatte innen petroleumsnæringen

Kilde: BI Senter for verdiskaping

mellom utenlandske og norskbaserte leverandørbedrifter også vil gjelde i årene framover, selv om dette er forbundet med en viss usikkerhet. Figuren viser at norske leverandørbedrifter innen det som gjerne kalles direkte investeringer, forventes å levere varer og tjenester på i overkant av 40 mrd. kroner i 2004. I 2009 vil tilsvarende tall ligge på om lag 25 mrd. kroner.

Drifts- og vedlikeholdsmarkedet forventes å ligge på et mer stabilt nivå de neste 10 årene, på om lag 30–35 mrd. kroner. Dette markedet vil således fortsette å ha en betydelig effekt på norsk økonomi, men vil ikke kunne veie opp for frafallet av nye investeringer. Norskandelen for drifts- og vedlikeholdsmarkedet er gjennomgående høyere enn for investeringene, bl.a. fordi geografisk nærhet til markedet er avgjørende for å ivareta drifts- og servicefunksjoner.

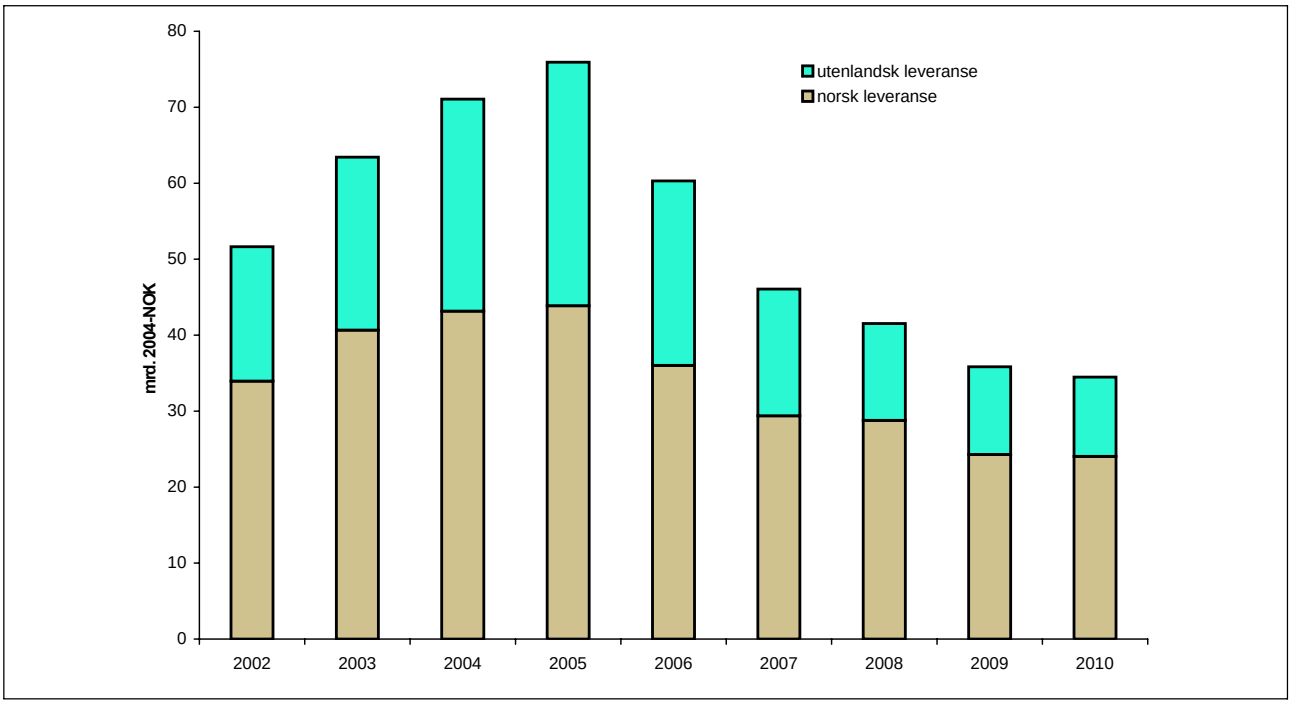
Det er et mål å opprettholde Norge som kompetansesentrum innen sentrale deler av næringen også i en fase hvor investeringene på norsk kontinentalsokkel reduseres.

Dersom norskbasert leverandørindustri ikke er konkurransedyktig, vil det etter hvert ha negative ringvirkninger for andre næringer som har bedrifter i petroleumssektoren blant sine kunder. Figur 3.30 viser en geografisk fordeling av hvor leverandørbedriftene kjøper varer og tjenester fra sine underleverandører.

Leverandørindustrien står i dag overfor betydelige utfordringer. Investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel forventes å falle om få år sammenliknet med dagens nivå. Dette innebærer færre oppdrag for leverandørindustrien. Teknologiutvikling som leverandørindustrien selv har stått for bidrar til noe av fallet, ettersom teknologiforbedringer medfører mer kostnadseffektive utbyggingsløsninger. Samtidig er dette en forutsetning for at mindre funn i framtiden kan bygges ut og således motvirke fallet i aktivitetsnivået.

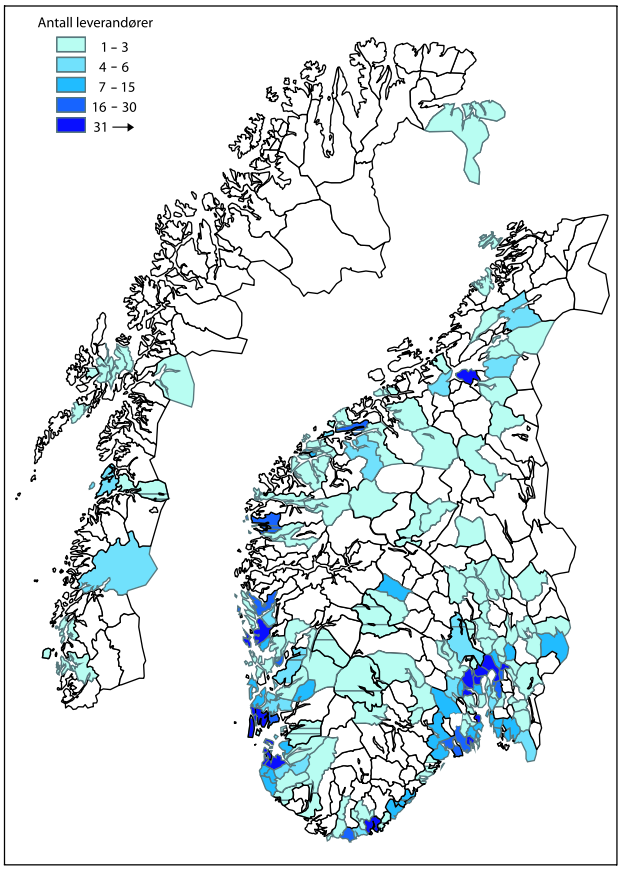
Sammensetningen av investeringene på norsk kontinentalsokkel endres som følge av at teknologisk utvikling gir nye typer utbyggingsløsninger. Eksempelvis blir undervannsutbygginger stadig vanligere som et kostnadseffektivt alternativ til plattformer. For deler av leverandørnæringen vil endringer i investeringssammensetningen medføre betydelige omstillinger.

Evnen til å tilpasse seg og utnytte slike trender er nøkkelen til å opprettholde en sterk petroleums-



Figur 3.29 Investeringene fordelt på norske og utenlandske leveranser

Kilde: Olje- og energidepartementet/Oljedirektoratet



Figur 3.30 Geografisk fordeling av leverandørbedriftenes leverandørbedrifter

Kilde: BI Senter for verdiskaping

næring i Norge. Det kan ikke forventes at norsk petroleumsindustri skal kunne opprettholde sin konkurransekraft i alle ledd av verdikjeden.

Når det gjelder fabrikasjonsoppdrag, møter norsk leverandørindustri økende konkurranse fra verft i Sør-Europa og Sørøst-Asia. Som en konsekvens vil norske bedrifter trolig måtte rette oppmerksomheten mot å styrke konkurranseevnen i andre deler av verdikjeden.

For å motvirke konsekvensene av et fallende hjemmemarked, er det helt nødvendig at næringen kan konkurrere om oppdrag i utemarkedene. Internasjonalisering bidrar til at bedrifter kan spre kommersiell risiko over flere markeder. På den måten blir de mindre sårbare for svingninger i aktivitetsnivået på norsk kontinentalsokkel.

Gjennom KonKraft, og med Topplederforum som møteplass, har leverandørindustrien en arena for samarbeid i hele petroleumsklyngen. Et viktig formål er å styrke leverandørindustriens konkurransekraft.

3.10.1 En konkurransedyktig norsk kontinentalsokkel – utgangspunktet for vellykket internasjonalisering

Det er klare vekselvirkninger mellom hjemmemarkedet og det globale markedet for petroleumsrelaterte varer og tjenester. Ved å internasjonalisere virksomheten vil norske bedrifter tilegne seg ny

erfaring og kunnskap fra andre petroleumsprovinser, som i sin tur gir grunnlag for innovasjon og mer effektiv olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel. Dette vil bidra til å opprettholde produksjonen fra norsk kontinentalsokkel lenger enn det som ellers ville vært mulig.

Innovasjon og teknologiutvikling på norsk kontinentalsokkel har vist seg å være av stor interesse i mange markeder internasjonalt. Norsk kontinentalsokkel har tradisjonelt hatt et høyt aktivitetsnivå preget av store utbygginger med en høy grad av teknisk kompleksitet og høye miljøkrav, noe som har medført sterkt behov for satsing på forskning og utvikling. Kompetansen og de teknologiske løsningene petroleumsvirksomheten dermed har utløst, har gitt grobunn for industriell utvikling og internasjonal konkurransekraft. Dette gjelder hele næringen: Oljeselskaper, leverandørbedrifter og forskningsmiljøer.

En viktig forutsetning for å utnytte vekselvirkningen mellom norsk kontinentalsokkel og det internasjonale markedet, er å ha et velfungerende hjemmemarked. Samtidig er det et mål for norske myndigheter at norsk olje- og gassindustri internasjonaliseres. Sentrale leverandørbedrifter har de siste årene opplevd til dels lav lønnsomhet. Dersom denne situasjonen vedvarer, kan leverandørindustriens evne til å videreutvikle sin virksomhet og å møte økende internasjonal konkurranse svekkes.

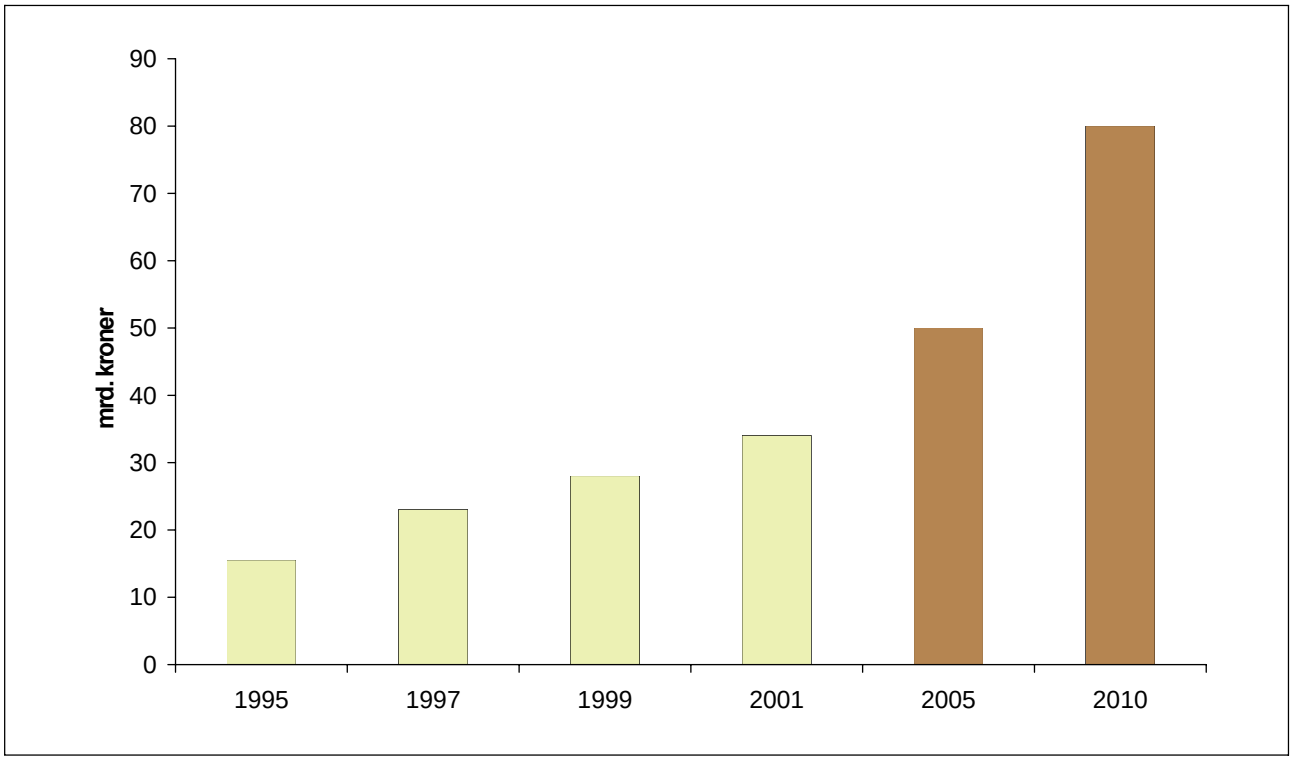
3.10.2 Den internasjonale markedsutviklingen

Prognoser utarbeidet av Det internasjonale energibyrået, IEA, viser at det globale energimarkedet vil kreve årlige investeringer på 550 mrd. dollar fram mot 2030. Av dette vil ca. 30 pst. være relatert til olje og gass. Disse investeringene er nødvendige for både å opprettholde og utvide eksisterende produksjonskapasitet i energimarkedene. Dette tilsier at det er stort markedspotensial for både norske oljeselskaper og norsk leverandørindustri.

I 2001 leverte norskbaserte leverandørbedrifter varer og tjenester for 90 mrd. kroner inkludert norsk kontinentalsokkel. Dette utgjorde ca. 10 pst. av det globale offshoremarkedet. Norske leverandørbedrifters omsetning ute har økt i perioden 1995–2001 fra 15,5 mrd. kroner til 35 mrd. kroner[7]. Ambisjonen er å øke omsetningen til 80 mrd. kroner innen 2010. Dette er illustrert i figur 3.31.

Det er først og fremst næringen og den enkelte bedrift som må ta ansvar for å utnytte de internasjo-

[7] Tallene omfatter både eksport og omsetning gjennom datterselskap i utemarkedene. (Kilde: Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning (SNF) 2002). SNF har gjort et foreløpig anslag for leverandøridustriens internasjonale omsetning for 2003. Anslaget viser at omsetningen ligger på omtrent samme nivå som 2001, men det er usikkerhet mht hvor sammenliknbare tallene er.



Figur 3.31 Leverandørindustriens internasjonale omsetning med ambisjoner for 2005 og 2010

Kilde: INTSOK og SNF

nale markedsmulighetene og svare på de utfordringer som er knyttet til økt internasjonal konkurranse. Myndighetenes rolle er å sikre et utgangspunkt som muliggjør at norske bedrifter kan konkurrere på et jevnbyrdig grunnlag med internasjonale aktører. Den internasjonale markedsutviklingen krever at det offentlige virkemiddelapparatet tilpasses. Med utgangspunkt i St.prp. nr. 51 (2002–2003) *Virkemidler for et innovativt og nyskapende næringsliv* har det blitt foretatt en gjennomgang av det næringsrettede virkemiddelapparatet. Et sentralt mål i dette arbeidet er å styrke innsatsen når det gjelder internasjonalisering. Blant annet har dette resultert i etableringen av Innovasjon Norge[8].

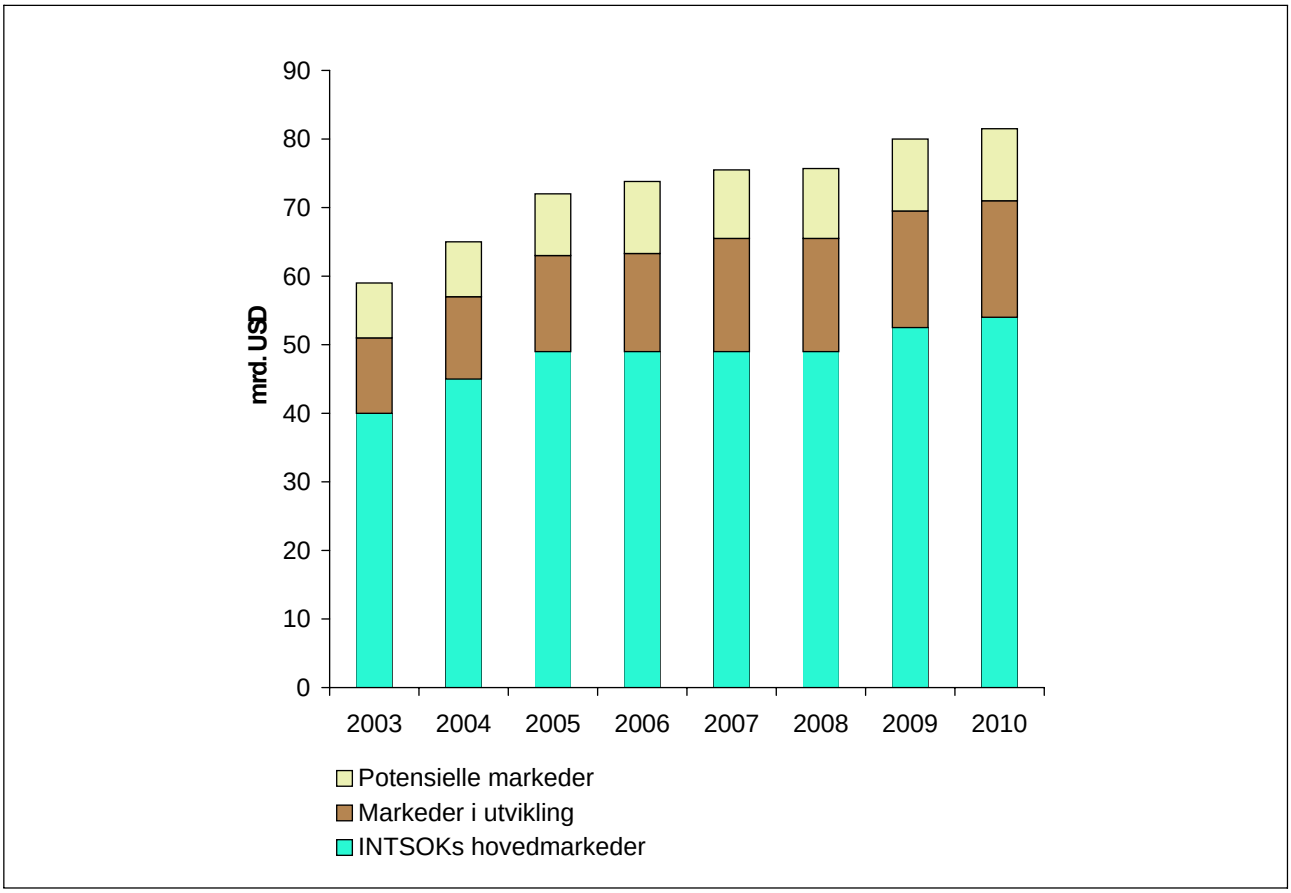
[8] Innovasjon Norge ble etablert 1.1.2004 ved en sammenslåing av SND, Norges Eksportråd, SVO og Norges Turistråd. Selskapet skal forvalte og utvikle virkemidler som skal bidra til økt innovasjon i næringslivet over hele landet. De primære målgruppene vil være entreprenører, unge bedrifter, samt små og mellomstore bedrifter med vekstpotensial. Selskapet skal se innovasjon, regional utvikling og internasjonalisering i sammenheng. Målet om et internasjonalt konkurransedyktig næringsliv skal gjennomsyre hele organisasjonens virksomhet.

Det er viktig at Innovasjon Norge blir komplementær med INTSOK (se tekstboks 3.10), slik at den samlede kompetansen i det norske virkemiddelapparatet kan utnyttes på best mulig måte for norsk leverandørindustri. Dette fordrer et godt samarbeid mellom de to organisasjonene.

INTSOK-rapporten «Mulighetene for norsk leverandørindustri til 2010»[9] sammenlikner virkemidler som benyttes for å støtte norsk leverandørindustri med de ordninger som Storbritannia, Frankrike og Canada benytter for å støtte internasjonaliseringen av sin olje- og gassindustri. Undersøkelsen er utarbeidet av Senter for Verdiskaping ved BI og drøfter forskjeller med hensyn til finansielle virkemidler, støtte til teknologiutvikling og markedstøtte.

Rapporten fastslår at det er et potensial for å øke norsk leverandørindustris omsetning i utemarkedene til 80 mrd. kroner innen 2010. Studier av konsulentselskapet Douglas Westwood viser en samlet total vekst fra omkring 60 mrd. dollar i 2003 til 80 mrd. dollar i 2010 i de offshoremarkedene

[9] Et sammendrag av rapporten er tilgjengelig på Internett: http://www.intsok.no/home/display.php?id=2124



Figur 3.32 Markedsutvikling i INTSOKs hovedmarkeder

Kilde: INTSOK

Boks 3.10 INTSOK

INTSOK ble etablert i 1997 av norsk industri og norske myndigheter. Formålet er å styrke det langsiktige grunnlaget for verdiskaping og sysselsetting i norsk petroleumsindustri, gjennom fokusert internasjonalisering av norsk olje- og gassindustri.

Stiftelsen har et driftsbudsjett på om lag 20 mill. kroner og delfinansieres av Olje- og energidepartementet. INTSOK har en bred medlemsmasse, som foruten Statoil og Norsk Hydro omfatter hele verdikjeden i leverandørindustrien og en rekke forskingsinstitusjoner.

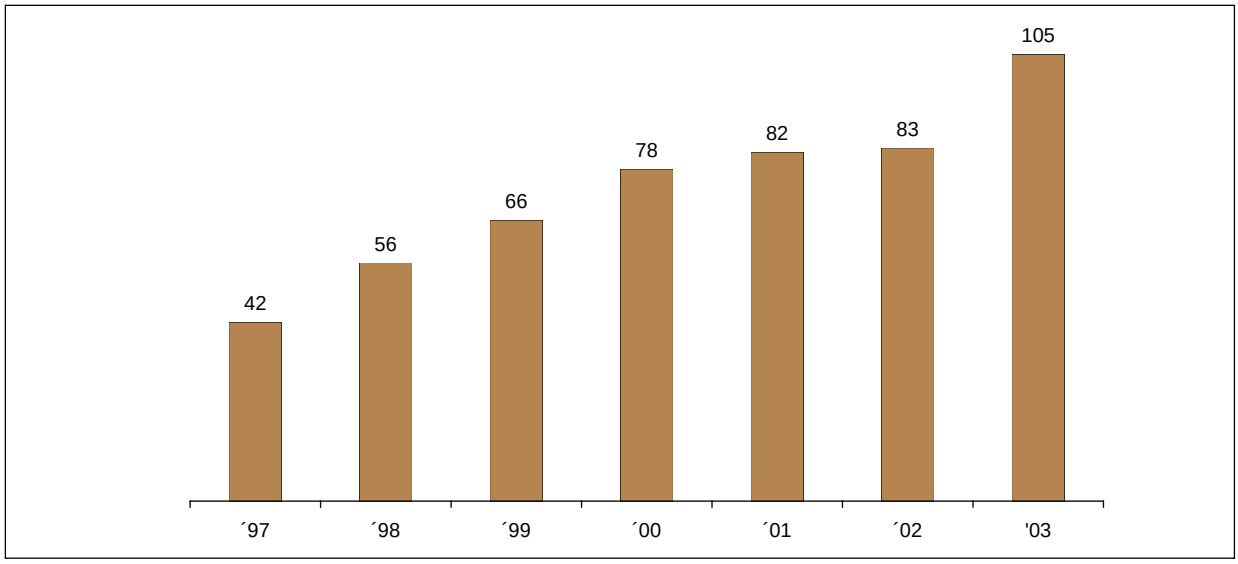
INTSOK markedsfører norsk olje- og gassindustri i utvalgte markeder. Dette gjøres gjennom ulike fellestiltak for medlemsbedriftene i den hensikt å øke deres gjennomslagskraft internasjonalt. Slike fellestiltak kan være nettverksmøter, seminarer og presentasjoner for nøkkelkunder, samt delegasjonsreiser.

INTSOK har utviklet et lokalt serviceapparat i alle de sentrale markedene. Her kan norske leverandører trekke veksel på kompetansen til de stedlige representantene og få råd og veiledning med hensyn til kundekontakt og markedsinnpass.

INTSOK prioriterer åtte hovedmarkeder, som samlet representerer over 60 pst. av det samlede offshoremarkedet: Angola, Nigeria, Brasil, Russland, Canada, Storbritannia, Mexicogolfen og Iran. Samlet forventes disse markedene å ha en vekst fra om lag 40 mrd. USD til vel 60 mrd. USD i perioden 2003–2010.

INTSOK har som ambisjon å bidra til å øke den norske olje- og gassrelaterte omsetningen utenlands fra 35 mrd. kroner i 2001 til 80 mrd. kroner innen 2010. INTSOK har utarbeidet en strategi for å nå denne ambisjonen som er forankret i KonKraft.

Et viktig element i denne strategien er å kvalifisere norsk teknologi for det internasjonale markedet. Her står et styrket samarbeid med Demo 2000 sentralt. Det legges også opp til samarbeid med Innovasjon Norge og de norske utestasjonene, for å øke markedsadgangen for norsk olje- og gassindustri. INTSOK vektlegger å styrke innsatsen i Houston, Rio de Janeiro, Paris, London, Milano og Haag, hvor mange av de sentrale kundene for norsk leverandørindustri har hovedkontor. Videre understrekes betydningen av at de norske utestasjonene i INTSOKs hovedmarkeder videreutvikler sin olje- og gasskompetanse slik at de kan tilby den støtte og service norsk leverandørindustri etterspør.



Figur 3.33 INTSOKS medlemsvekst

Kilde: INTSOK

Boks 3.11 PETRAD

Petrad er et organ i norsk bistandsarbeid som driver kompetanseoverføring og kapasitetsoppbygging når det gjelder forvaltning i petroleumssektoren. Målgruppen er ledere i statseide oljeselskap og forvaltning i Afrika, Asia, Latin-Amerika og det tidligere Sovjetunionen. Petrad tilbyr bl.a. kurs og seminarer. Petrad benytter forelesere fra norsk petroleumsindustri, akademia og forvaltning, og trekker således på den samlede norske petroleumskompetanse.

Petrad er en stiftelse og mottar grunnfinansiering av Olje- og energidepartementet. Petrad er komplementær med INTSOK og bidrar til profilering av norsk olje- og gassindustri. Olje- og energidepartementet ser det som viktig at Petrad og INTSOK samarbeider der det er naturlig.

INTSOK har i sin portefølje, inkludert både hovedmarkeder og markeder under utvikling, jf. figur 3.32.

Rapporten er et viktig bidrag til myndighetenes arbeid med internasjonalisering, og rapportens anbefalinger vil bli behandlet av de berørte departementer.

Norsk leverandørindustri har i økende grad etableringer og virksomhet i land som er svært forskjellige fra Norge når det gjelder politisk system og sosiokulturelle forhold. Dette stiller næringen overfor særlige utfordringer knyttet til etikk og samfunnsansvar. I sitt arbeid med å støtte internasjonaliseringen av norsk olje og gassindustri vil Olje- og energidepartementet være en pådriver for at spørsmål knyttet til samfunnsansvar, etikk og menneskerettigheter blir ivaretatt både på myndighetsnivå og i næringen. Dette innebærer at departementet viderefører sin deltagelse i KOMPAKT (Det konsultative organet for menneskerettigheter og norsk økonomisk engasjement i utlandet) og i det internasjonale samarbeidet for å sikre transparens når det gjelder forvaltning av kontantstrømmer i petroleumssektoren, Extractive Industry Transparency Initiative (EITI). For øvrig støtter departementet det samfunnsvitenskapelige forskningsprogrammet Petropol som også adresserer slike problemstillinger.

Regjeringen vil:

- Arbeide for å styrke norsk leverandørindustris konkurransekraft.
- Legge forholdene til rette for at norskbasert petroleumsindustri skal bidra til nasjonal verdiskaping også uavhengig av ressurspotensialet på norsk kontinentalsokkel.
- Samarbeide med industrien og ulike kompetansemiljøer for å sikre langsiktig lønnsom utvikling av petroleumsressursene.
- Arbeide for at norsk kontinentalsokkel forblir et attraktivt område for investeringer i FoU som styrker norsk industris konkurranseevne.
- Støtte INTSOK og Petrad.
- Arbeide for å styrke samarbeidet mellom INTSOK og norske forskningsmiljø, herunder Demo 2000, slik at nye teknologiske løsninger kan kommersialiseres for et globalt marked.
- Styrke den internasjonal markedsadgangen for Norges olje- og gassnæring gjennom internasjonale fora som EU/EØS, WTO og Energicharteret.
- Arbeide for at spørsmål knyttet til samfunnsansvar, etikk og menneskerettigheter blir ivaretatt både på myndighetsnivå og i næringen.

4 Statlig engasjement

4.1 Statlig eierskap i olje- og gassvirksomheten

Staten har et betydelig eiermessig engasjement i norsk petroleumsvirksomhet gjennom Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE), som eier av statsaksjeselskapene Petoro AS og Gassco AS, som majoritetseier i Statoil ASA og som minoritetseier i Norsk Hydro ASA. Olje- og energidepartementet er ansvarlig eierdepartement for SDØE, Petoro, Gassco og Statoil. Nærings- og handelsdepartementet er ansvarlig eierdepartement for Norsk Hydro.

Statens overordnede mål er å maksimere det samlede samfunnsøkonomiske resultatet fra virksomheten på norsk kontinentalsokkel.

I 2001 ble det foretatt en omfattende restrukturering av det statlige engasjementet i henhold til Stortingets vedtak, jf. St.prp. nr. 36 (2000–2001) og Innst. S. nr. 198 (2000–2001). Det ble besluttet å selge 21,5 pst. av SDØE-porteføljen. Salget førte ikke til endringer i hovedprinsippene bak SDØE-ordningen. De beste systemegenskapene ble videreført. I mai 2001 ble statsaksjeselskapet Petoro AS opprettet. Petoro skal ivareta SDØE på vegne av staten. Selskapet legger vekt på en aktiv oppfølging av porteføljen. Petoro representerer derfor et viktig statlig virkemiddel. Gassco ble etablert i mai 2001 og er operatørselskap for transport av naturgass på norsk kontinentalsokkel. Statoil ble delprivatisert i 2001 gjennom en emisjon og et nedsalg, slik at staten nå eier 81,7 pst. av aksjene. Selskapet har siden 18. juni 2001 vært notert på Oslo Børs og New York Stock Exchange

Statens eierskap i SDØE, Petoro og Statoil er basert på prinsippet om én økonomisk enhet. I denne modellen har Statoil ansvaret for å markedsføre og selge statens olje og gass sammen med sin egen gjennom en egen avsetningsinstruks.

Etter restruktureringen i 2001 har staten fortsatt en svært viktig eierrolle på norsk kontinentalsokkel. Utøvelsen av eierskapet har endret karakter i henhold til selskapenes form og oppgaver. Petoro og Gassco er statsaksjeselskaper, og eierskapet utøves iht. aksjelovens bestemmelser. I forbindelse med børsnoteringen ble Statoil omdannet til et allmennaksjeselskap, og allmennaksjelovens bestemmelser gjelder. Departementet legger vekt på å utøve sitt eierskap på en profesjonell og transparent måte i samsvar med retningslinjer for god eierskapsutøvelse slik de er skissert i St.meld. nr. 22 (2001 – 2002) *Et mindre og bedre statlig eierskap*.

Det er fortsatt relativt kort tid siden den omfattende reorganiseringen av det statlige eierskapet. Den nye strukturen er i ferd med å få et godt fotfeste.

4.2 Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)

4.2.1 Bakgrunn

SDØE-ordningen ble opprettet med virkning fra 1985. Ordningen innebærer at staten på lik linje med øvrige aktører på norsk kontinentalsokkel betaler en andel av alle investeringer og kostnader i prosjekter tilsvarende statens direkte økonomiske eierandel. Staten får en tilsvarende andel av inntektene fra salget av produksjonen og andre inntekter.

Stortinget vedtar hvert år SDØEs budsjettrammer. SDØEs inntekter, utgifter og investeringer kanaliseres direkte over statsbudsjettet. Kontantstrømmen fra SDØE utgjør en betydelig og langsiktig sikker inntekt for staten. Det er viktig å sikre denne inntekten.

Petroleumsvirksomheten er en grunnrentevirksomhet. Den er gjennomgående mer lønnsom enn næringsvirksomhet på land. Meravkastningen oppstår som en følge av at ressursene eksisterer i begrensede mengder. Eksistensen av grunnrente er en hovedårsak til at staten har tatt og vil fortsette å ta en betydelig andel av inntektene fra petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel gjennom skatter, avgifter og SDØE-ordningen. På den måten sikrer man at størst mulig andel av grunnrenten tilfaller staten som ressurseier.

4.2.2 Langsiktige mål og strategier

Det overordnede målet for forvaltningen av SDØE-porteføljen er å oppnå høyest mulig inntekt til staten. Staten, ved Petoro, vil konsentrere seg om de

store inntektsgenererende olje- og gassfeltene, infrastrukturen samt andre felt som måtte bli besluttet utbygd hvor staten har betydelige eierandeler.

Departementet vil på vegne av staten også ved fremtidige tildelinger beholde enkelte andeler i utvinningstillatelser og tillatelser til anlegg og drift som tildeles på bakgrunn av lønnsomhetspotensial og verdiskapingsmuligheter i den enkelte tillatelse. I tilleggstildelinger vil SDØE-andelene som hovedregel reflektere eierandeler i tilstøtende felt eller områder.

4.2.3 Porteføljen

Staten har direkte økonomiske deltagerandeler i 86 utvinningstillatelser, samt andeler i 13 interessentskap i rørledninger og landanlegg. En nåverdiberegning utført av konsulentselskapet Wood Mackenzie viser at per 31. desember 2002 var SDØE-porteføljens verdi 411 mrd. 2003-kroner. Det vises til St.prp. nr. 1 (2003–2004) for en nærmere gjennomgang av verdivurderingen.

Etter restruktureringen i 2001 og 2002 har staten fremdeles andeler i flere felt og utvinningstillatelser. Størsteparten av verdiene, reservene og produksjonen er konsentrert rundt få, store felt.

Samlet olje- og gassalg fra SDØE i 2003 var i overkant av 1,3 mill. fat oljeekvivalenter per dag. Estimerte ressurser (ressursklasse 1–8) er per 1. januar 2004 på om lag 1 700 mill. Sm^3 oljeekvivalenter.

SDØEs deltagelse i gassinfrastruktur på norsk kontinentalsokkel fastsettes av Olje- og energidepartementet. Statens eierandel vurderes fra prosjekt til prosjekt.

4.2.4 Kontantstrømmen fra SDØE

I statsbudsjettet og statsregnskapet føres SDØEs regnskap etter kontantprinsippet. Det vil si at inntekter og utgifter føres i den periode de betales, og investeringer utgiftsføres etter hvert som de påløper. Netto kontantstrøm for SDØE er differansen mellom innbetalinger og utbetalinger.

I perioden fram til 1995 var netto kontantstrømmen lavere enn 10 mrd. kroner årlig eller negativ. Dette skyldes at SDØE i denne perioden var i en oppbyggingsfase med et høyt investeringsnivå. I 1996 var både produksjonen og prisene høyere i forhold til tidligere år samtidig som investeringsnivået var lavere. Dette førte til en betydelig økning i netto kontantstrøm for SDØE, til 35 mrd. kroner. I 1997 økte produksjonen og investeringer i forhold til 1996, mens prisene holdt seg på om lag samme nivå, noe som gav en netto kontantstrøm på 40,4 mrd. kroner.

Tabell 4.1 Netto kontantstrøm fra SDØE 1985–2004

År	Netto kontantstrøm
1985	–17 400
1986	–12 000
1987	–10 700
1988	–9 100
1989	800
1990	7 300
1991	5 900
1992	3 600
1993	200
1994	0
1995	9 300
1996	35 000
1997	40 400
1998	14 600
1999	25 800
2000	98 200
2001	93 500
2002	65 300
2003	67 500
2004	54 100[1]

[1] Estimat, jf. St.prp. nr. 1 (2003–2004).

Den lave oljeprisen i 1998 medførte en betydelig nedgang i netto kontantstrømmen på 25,8 mrd. kroner til 14,6 mrd. kroner. En bedring i realiserte priser for 1999 medførte en netto kontantstrøm på 25,8 mrd. kroner. År 2000 er det klart beste året med hensyn til netto kontantstrøm fra SDØE, 98,2 mrd. kroner. En gjennomsnittlig realisert oljepris på 250 kroner per fat hadde stor betydning for den høye kontantstrømmen. I 2001 var netto kontantstrøm redusert noe, til 93,5 mrd. kroner. Dette er et meget godt resultat med tanke på at staten solgte 15 pst. av SDØE-porteføljen med virkning fra 1. januar 2001. Videre ble det solgt 6,5 pst. av porteføljen med virkning fra 1. januar 2002. I 2002 var netto kontantstrøm 65,3 mrd. kroner. I 2003 var netto kontantstrøm fra SDØE 67,5 mrd. kroner, en økning på ca. 2,2 mrd. kroner i forhold til 2002. En gjennomsnittlig realisert oljepris på 203 kroner i 2003 bidro til den høye kontantstrømmen.

Kontantstrømmen fra SDØE vil også i årene fremover utgjøre en betydelig andel av statens inntekter fra petroleumsvirksomheten.

4.2.5 Bruk av SDØE for å øke verdiskapingen på norsk kontinentalsokkel

Salget av 21,5 pst. av SDØE-porteføljen er det største salget av andeler på norsk kontinentalsokkel noensinne. Salget var begrunnet ut fra tre hensyn, jf. St.prp. nr. 36 (2000–2001):

- *Statsfinansielle hensyn*; sikre staten størst mulig verdier hensyn tatt til risiko.
- *Industrielle hensyn*; styrke de industrielle aktører på norsk kontinentalsokkel.
- *Hensyn til norsk kontinentalsokkels konkurransekraft*; bedre effektiviteten på norsk kontinentalsokkel for dermed å skape størst mulig verdiskaping.

Gjennom salget av 21,5 pst. av SDØE har staten bidratt til at selskapene på kontinentalsokkelen har fått mulighet til å styrke og utjevne sine eierposisjoner i utvinningstillatelser og felt. Eksempler på dette er Osebergområdet og Tampenområdet der staten solgte seg ned til henholdsvis 33,6 pst. og 30 pst. slik at staten nå sitter eiermessig jevnt[1] i begge områdene. Dette ble gjort ut fra ønsket om å bidra til en jevnere eierfordeling i området. En jevnere eierfordeling vil bidra til en bedre insentivstruktur og dermed øke mulighetene for å realisere større verdier i områdene.

Industrien har nå en stor utfordring i å utnytte de nye eierposisjonene til økt verdiskaping. Staten legger ikke opp til videre salg av andeler i store inntektsgenererende felt.

4.2.6 Netto overskuddsavtaler

I enkelte utvinningstillatelser som ble tildelt i 2. konsesjonsrunde (perioden 1969–71) har staten ingen aktive deltakerrettigheter, men kun en avtale som sikrer staten en andel av rettighetshavernes netto overskudd fra virksomheten. I tillegg til den økonomiske interessen gir avtalene staten rett til informasjon fra virksomheten i de aktuelle utvinningstillatelsene.

Ordningen med netto overskuddsavtaler gjelder for følgende utvinningstillatelser: 027 (Jotun), 028 (del av Balder), 029 (del av Sleipner Vest), 030 (Odin), 032 og 033 (deler av Valhall). Når rettighetshaverne er i overskuddsposisjon betales en avtalt prosent av overskuddet til staten. I 2002 og 2003 var statens inntekter fra disse avtalene på henholdsvis 316 mill. kroner og 200 mill. kroner.

[1] Med unntak av Statfjord på Tampen, hvor staten ikke har eierandel.

Petoro administrerer netto overskuddsavtalene på vegne av staten.

Oljeindustrien har påpekt at en fjerning av ordningen med netto overskuddsavtaler vil gjøre utvinningstillatelsene som omfattes av denne ordningen lettere omsettelige. Olje- og energidepartementet vil på den bakgrunn vurdere ordningen.

4.3 Petoro AS

Petoro AS ivaretar SDØE på vegne av staten.

4.3.1 Hovedoppgaver og målsettinger

I følge Petoros formålsparagraf, som er fastsatt i § 2 i selskapets vedtekter, skal Petoro: «ivareta de forretningsmessige forhold knyttet til statens direkte engasjement i petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel og virksomhet i tilknytning til dette.»

Ivaretagelse av de forretningsmessige forhold innebærer blant annet at eier ikke pålegger selskapet myndighets- eller samfunnsmessige funksjoner ved ivaretagelsen. Dette er det sektoransvarlig myndighet, Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet, som er ansvarlig for.

På bakgrunn av rammer og føringer for Petoros virksomhet som følger av petroleumsloven kapittel 11, selskapets vedtekter og relevante stortingsdokumenter, har Olje- og energidepartementet som ansvarlig eierdepartement definert følgende hovedoppgaver for selskapet:

1. Ivaretagelse av statens direkte deltagerandeler i de interessentskap der staten til enhver tid har slike
2. Overvåkning av Statoils avsetning av den petroleum som produseres fra statens direkte deltagerandeler, i tråd med avsetningsinstruksen til Statoil
3. Økonomistyring, herunder føring av regnskap, for statens direkte deltagerandeler

Herunder skal Petoro:

- Være en aktiv partner som gjennom helhetsvurderinger skal bidra til å maksimere verdien av porteføljen. Arbeidet skal orienteres mot områder og oppgaver der selskapet med basis i porteføljen, og i samspill med øvrige aktører på norsk kontinentalsokkel, i særlig grad kan bidra til å øke verdiskapingen, hensyntatt statens samlede økonomiske interesser.
- Gjennom ivaretagelsen av SDØE, sikre effektiv og lønnsom utbygging og drift og sikkerhet for mennesker og miljø.

– Overvåke at Statoil utfører avsetningen av statens petroleum sammen med sin egen i samsvar med Statoils avsetningsinstruks. Det skal sikres at det oppnås en høyest mulig samlet verdi av statens og Statoils petroleum. Som følge av statens felles eierskapsstrategi legger Petoro vekt på statens samlede eierinteresser ved beslutninger som kan ha betydning for gjennomføringen av avsetningsordningen. Videre skal det sikres en rettmessig fordeling av inntekter og kostnader.
– Ivareta god økonomistyring og kontroll av SDØE i samsvar med økonomireglementet for staten, herunder sikre periodiske avviksanalyser og rapportering av SDØEs finansielle tilstand og utvikling.
– Forestå regnskapsføring for SDØE-porteføljen; herunder oppfølging og kvalitetssikring av regnskap, budsjett og prognoser.

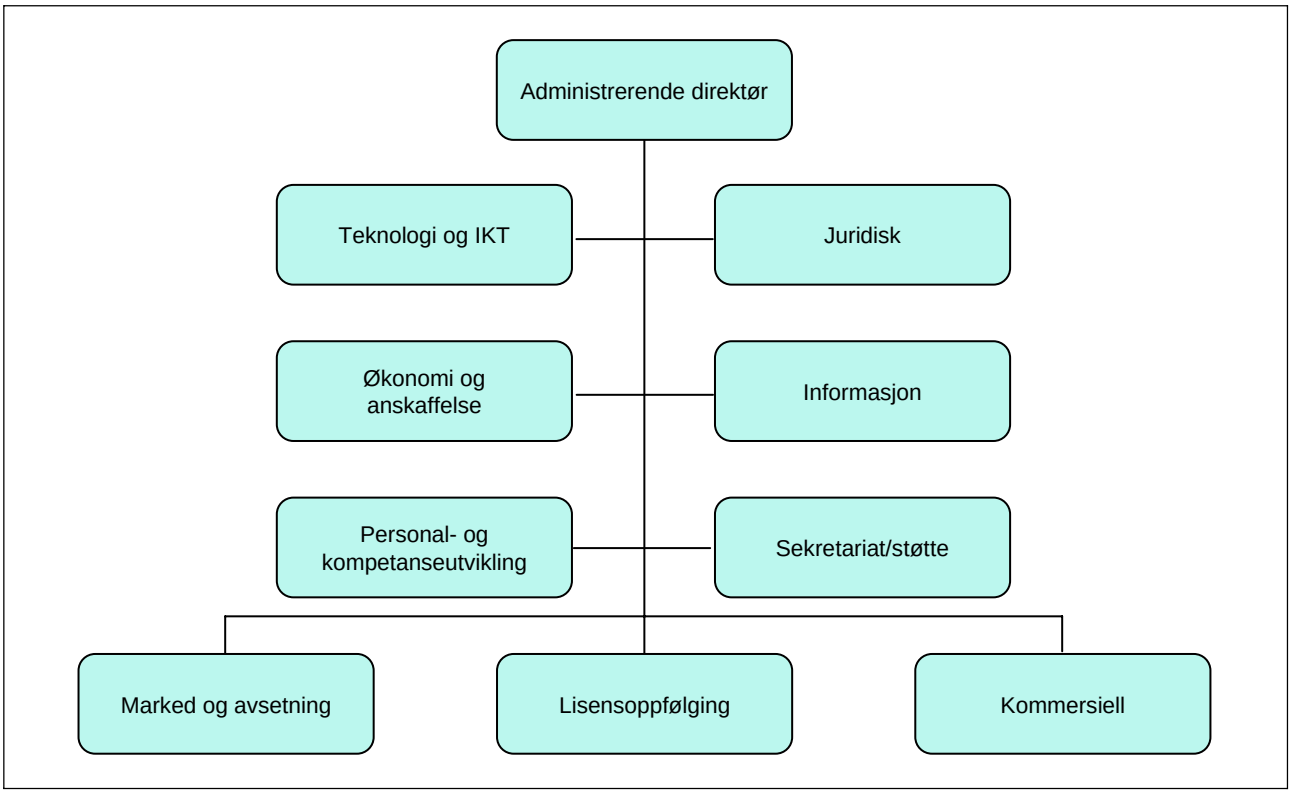
Selskapet vil på mange måter skille seg klart fra andre selskaper i petroleumsindustrien. Petoro er rettighetshaver og ikke eier av andeler på kontinentalsokkelen. Statoil forestår, som en del av statens felles eierskapsstrategi, avsetningen av statens petroleum sammen med sin egen. Målsetningen for avsetningsordningen er størst mulig verdiskaping fra avsetningen. Petoro erverver ikke inntekter fra ivaretagelsen. Alle kostnader og inntekter SDØE genererer, kanaliseres over statsbudsjettet. Alle inntekter fra Statoils avsetning går direkte fra Statoil og inn på statens konto.

Petoros driftsbudsjett bevilges årlig over statsbudsjettet.

Petoro har, som rettighetshaver for denne vesentlige porteføljen på norsk kontinentalsokkel, mulighet til å være pådriver for verdiskapende tiltak med spesiell fokus på områdetenkning og samordning av felt for å oppnå effektiviseringsgevinster, kostnadsreduksjoner og økt utvinning. I tillegg har Petoro et verdibevarende perspektiv blant annet ved å sikre høyest mulig inntekter for staten gjennom aktiv overvåking av Statoils avsetning av statens olje- og gass. De store verdiene som forvaltes, tilsier også at Petoro har fokus på god økonomistyring, herunder føring av regnskap, for SDØE-porteføljen.

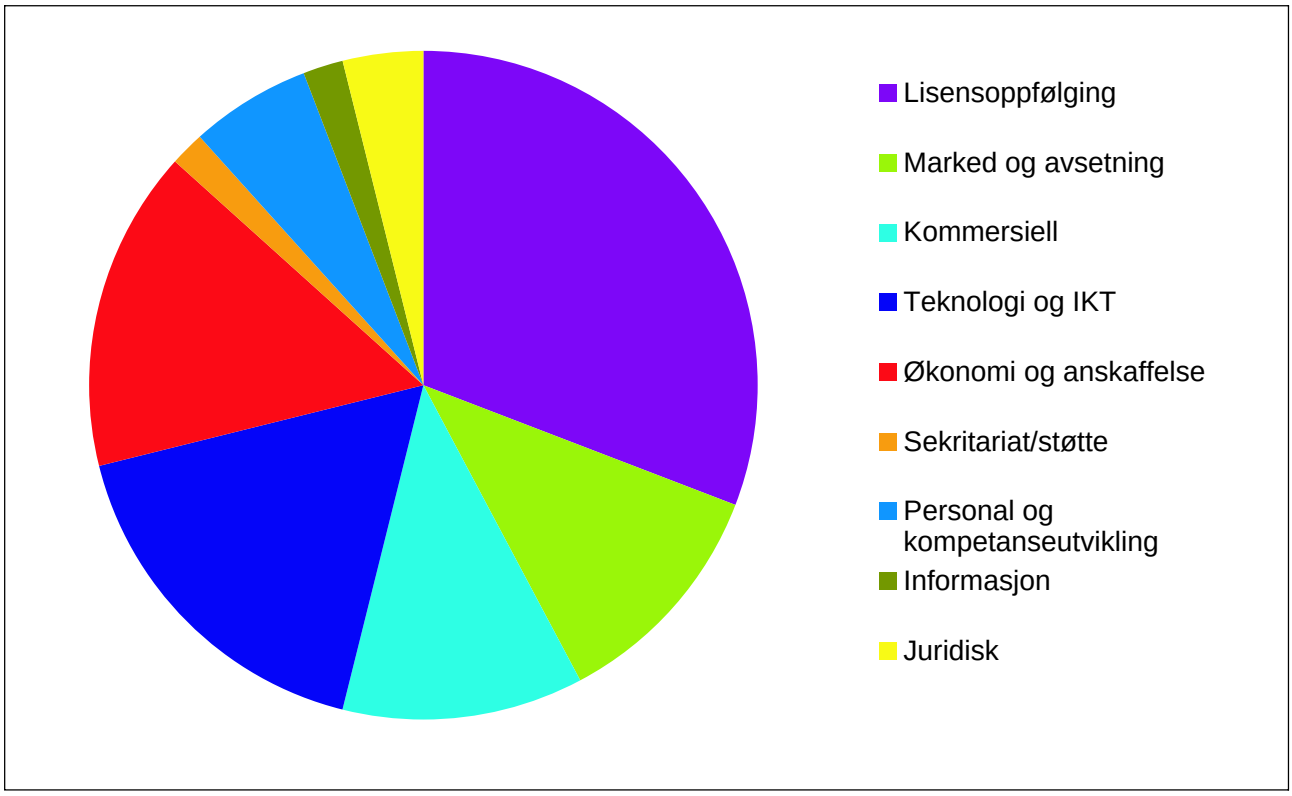
4.3.2 Selskapets oppbygning og utvikling

Beslutningen om å introdusere flere eiere i Statoil innebar at forvalterordningen for SDØE måtte endres. Ulike ivaretagerordninger og organisasjonsmodeller ble vurdert. Et nytt statsaksjeselskap ble ansett å være den beste selskapsformen. Det ble lagt stor vekt på å beholde og videreutvikle



Figur 4.1 Petoros organisasjon

Kilde: Petoro AS



Figur 4.2 Fordeling ansatte på avdeling

Kilde: Petoro AS

de positive erfaringene fra ordningen med Statoil som forretningsfører for SDØE, for fortsatt å kunne ivareta statens økonomiske interesser på en mest mulig effektiv måte.

Regjeringen anså det som viktig at forvalterordningen ble sikret et særskilt lovgrunnlag. I Ot.prp. nr. 48 (2000–2001) foreslo Regjeringen et nytt kapittel 11 i petroleumsloven for å regulere forvalterselskapets virksomhet. Stortinget sluttet seg til dette forslaget, jf. Innst. O. nr. 70 (2000–2001).

I tråd med vedtak i Stortinget 26. april 2001 ble statsaksjeselskapet Petoro AS, det nye ivaretagerselskapet for SDØE, stiftet 9. mai. Petoros hovedkontor ligger i Stavanger.

Petoro overtok forretningsføreransvaret for SDØE 17. juni 2001. Det ble inngått en avtale med Statoil om en overgangsordning for oppfølgingen av SDØE. Statoil utførte dermed en del oppgaver for Petoro i perioden 17. juni 2001 til 17. juni 2002.

Ved utgangen av 2003 hadde Petoro en stab på 56 ansatte fordelt på 9 avdelinger. I tillegg er Petoros egen kompetanse styrket ved kjøp av spisskompetanse i markedet knyttet til enkeltprosjekter. Dette var forutsatt da selskapet ble opprettet med et begrenset antall ansatte.

2002 og første ordinære driftsår 2003 var preget av aktiviteter som er nødvendig for å oppnå god virksomhetsstyring. I 2002 la Petoro rammene for hvordan selskapet skal overvåke Statoils avsetning.

Petoro er rettighetshaver i nærmere 100 utvinningstillatelser og interessentskap. Porteføljeverdien er på 411 mrd. kroner. Selskapet skal effektivt sikre statens interesser gjennom bruk av egen kompetanse og fokusert bruk av ekstern spisskompetanse. For at selskapet skal ha faglig tyngde er Petoro fortsatt avhengig av å kjøpe eksterne tjenester for spesialist- og prosjektrelaterte aktiviteter.

4.3.3 Petoros strategi og fokusområder

Petoro har lagt ned et betydelig arbeid i å utforme selskapets strategi for å ivareta hovedoppgavene som er pålagt av eier. For å løse disse hovedoppgavene definerte Petoro to hovedroller for selskapet: Pådriverrollen og oppfølgerrollen.

Pådriverrollen

Innen enkelte strategisk viktige områder vil Petoro være en pådriver for økt verdiskaping. Disse oppgavene vil være en prioritert del av selskapets aktiviteter. Erfaringsoverføring og anvendelse av beste praksis vil stå sentralt i arbeidet med å identifisere

nye muligheter for økt verdiskaping og lønnsomhet i porteføljen.

Selskapet har valgt å fokusere på samordning og feltutvikling i kjerneområder, verdiskaping i gasskjeden, tidlig anvendelse av teknologi samt langsiktig reservetilgang.

I kjerneområder som Oseberg og Tampen legger Petoro vekt på å identifisere samarbeidspotensialet og styrke samarbeidet mellom operatører og partnere. Dette for å bidra til økt verdiskaping gjennom strategiske prosjekter som Oseberg 2010 og Tampen 2020. Disse områdene har betydelige gjenværende ressurser med et stort oppsidepotensial.

Norskehavet er også et viktig kjerneområde som er sentralt i Petoros virksomhet. I dette området er det også et stort ressurspotensiale. Prosjektet «Norskehavet 2010» skal etablere et grunnlag for SDØEs langsiktige utvikling i området, herunder utnyttelse av eksisterende infrastruktur, langsiktige løsninger for væske- og gasseksport fra området og tidsriktig innfasing av nye felt.

Petoro bidrar til å sikre statens verdier både i oppstrøms- og nedstrømsdelen av verdikjeden. Målsettingen er å sørge for optimalisering av ressursgrunnlag og kapasitet i infrastruktur.

Petoro vil bidra til tidlig anvendelse av ny teknologi. Som rettighetshaver for SDØE benytter Petoro arbeidet i utvinningstillatelsene til å øve innflytelse på operatøren slik at ny teknologi tas i bruk på et forretningsmessig grunnlag. Strategiske prosjekter innenfor tidlig teknologianvendelse retter opperksomhet mot reduksjon av utslipp til sjø, økt utvinning fra feltene og e-drift, dvs. mer integrert drift mellom virksomheten til havs og på land ved bruk av sanntidsdata.

Petoro vil bidra til langsiktig reservetilgang for SDØE-porteføljen. Petoro søker ikke om konsesjonstildelinger. Det er staten ved Olje- og energidepartementet som fastsetter SDØE-deltagelsen i konsesjonsrundene. Når en SDØE-andel er tildelt vil Petoro fokusere på utvalgte leteprospekter for å bidra til økt boreaktivitet og derigjennom påvisning av nye funn. Petoro er også svært opptatt av økt utvinning i eksisterende felt gjennom å identifisere konkrete tiltak som kan bidra til dette.

Oppfølgerrollen

Oppfølgerrollen inkluderer den kontinuerlige og operasjonelle oppfølgingen i de enkelte interessentskapene, økonomistyringen av disse og kontroll under avsetningsinstruksen.

For å sørge for en effektiv oppfølging i interessentskapene har Petoro kategorisert porteføljen og derigjennom definert graden av operasjonell oppfølging som er påkrevd. Denne kategoriseringen er gjort basert på verdimessig og strategisk betydning, tidskritikalitet, og Petoros påvirkningsmulighet. Over tid vil feltenes plassering i de ulike kategoriene kunne endres. Oppfølging av viktige felt som Troll, Snøhvit, Ormen Lange samt Gassled er blant de prioriterte arbeidsområder nå.

I 2002 utarbeidet Petoro prinsipper for bruk av forretningsførere. Prinsippene ble vedtatt av generalforsamlingen samme år. Utvelgelseskriteriene for valg av forretningsfører er objektive og ikkediskriminerende med basis i forsyningsforskriften. Forretningsføreroppdragene reguleres av særskilte avtaler mellom Petoro og forretningsfører.

Forretningsføreren skal representere Petoro i de interessentskap der Petoro er rettighetshaver på vegne av SDØE, og har fullmakt til å opptre på Petoros vegne. Petoro vil inngå forretningsføreravtaler for utvinningstillatelser som vurderes som mindre viktige ut i fra et strategisk perspektiv. Denne tilnærmingen setter selskapet bedre i stand til å konsentrere sin virksomhet mot utvinningstillatelser av stor betydning, slik at målsettingen om best mulig ivaretakelse og høyest mulig verdiskaping med begrensede ressurser kan oppnås. I 2003 inngikk Petoro forretningsføreravtaler med Statoil og ConocoPhillips.

4.4 Statoil ASA

4.4.1 Utvikling siden delprivatiseringen og børsnoteringen

Statoil ASA ble delprivatisert og børsnotert 18. juni 2001 i henhold til Stortingets vedtak, jf. Innst. S. nr. 198 (2000–2001). Det ble åpnet for å redusere statens andel til 2/3 av selskapets verdi. I første omgang skulle det tas inn nye eiere tilsvarende 15–25 pst. av selskapets verdi. Per i dag eier staten 81,7 pst. av aksjene, mens andre norske og utenlandske investorer eier 18,3 pst.

Det var flere målsettinger bak delprivatiseringen og børsnoteringen. Det var blant annet ønskelig å sikre at Statoil fikk tilsvarende forretningsmessige betingelser som sine konkurrenter, noe som også ville bidra til å klargjøre statens ulike roller i petroleumsvirksomheten og understreke Statoils rolle som kommersiell aktør. Videre ville selskapets åpne markedsvurdering bli et viktig signal og virke som et korrektiv overfor selskapet til å fatte beslutninger som tjener verdiskapingen. Dette kunne bidra til å øke konkurransekraften og verdiskapingen både til Statoil som selskap og norsk kontinentalsokkel generelt.

Departementet registrerer at i etterkant av delprivatiseringen og børsnoteringen har Statoil hatt betydelig fokus på oppnåelse av fastsatte finansielle og operasjonelle mål for virksomheten. Statoil har blant annet implementert et forbedringsprogram for å redusere kostnader og øke inntekter innenfor spesifiserte områder med 3,5 mrd. kroner innen utgangen av 2004 sammenlignet med 2001. Statoil overvåkes daglig i kapitalmarkedet, og selskapets aksjekurs og verdivurdering fungerer etter forutsetningen som et viktig korrektiv mht. Statoils utvikling. Statoils evne til å levere resultater i henhold til fastsatte mål er et positivt signal både til staten som eier av 81,7 pst. av aksjene, øvrige investorer samt andre aktører i kapitalmarkedet som følger aksjens utvikling.

Statoils utvikling etter delprivatiseringen oppfattes generelt som positiv i markedet med bakgrunn i flere faktorer. Mange oljeanalytikere som følger Statoil daglig legger vekt på at selskapet har en dominerende posisjon på norsk kontinentalsokkel som den største operatøren. I tillegg er selskapet godt posisjonert mht. det voksende markedet for naturgass. Statoil anerkjennes også for sitt fokus på internasjonal ekspansjon, samt evnen til å nå fastsatte finansielle og operasjonelle mål. Utviklingen i oljeprisen vil påvirke Statoils inntjening i større grad enn mange sammenlignbare selskaper da Statoil har høy eksponering mot oppstrømsvirksomhet.

I de første årene etter delprivatiseringen var selskapet noe underpriset sammenlignet med andre selskaper. Denne differansen er nå redusert. Dette kan sees i sammenheng med at selskapet er blitt mer kjent i kapitalmarkedet. Statoil har levert i henhold til fastsatte mål og fulgt en fastlagt strategi både på norsk kontinentalsokkel og internasjonalt.

Staten eier 81,7 pst. av aksjene i Statoil, og det er derfor en relativt begrenset andel aksjer som er tilgjengelig for omsetning i markedet (18,3 pst.). Det kan hevdes at det er en positiv sammenheng mellom andel aksjer tilgjengelig for omsetning og likviditet, som måler hvor omsettelig aksjen er på børsen. Bedre likviditet i aksjen gjør det enklere å kjøpe eller selge relativt store poster. Dette kan føre til økt interesse for aksjen blant investorer, og på sikt en bredere investorbase som var et av målene bak delprivatiseringen av selskapet. Dagens investorbase i Statoil består hovedsakelig av institusjonelle investorer i Norge og utlandet.

Olje- og energidepartementet har fullmakt til å redusere statens eierandel ned til 2/3 av selskapets verdi, jf. Innst. S. nr. 198 (2000–2001). Ved børsnoteringen av Statoil i 2001 ble det gjennomført en kombinasjon av et statlig nedsalg (53 pst. av tilbudet) og en emisjon (47 pst. av tilbudet). Departementet vurderer kontinuerlig statens eierandel i Statoil ASA.

4.4.2 Avsetning av statens olje og gass gjennom Avsetningsinstruksen

I St. prp. nr. 36 (2000–2001) la departementet i forbindelse med fremtidig forvaltning av SDØE til grunn at viktige sider ved organiseringen av olje- og gassavsetningen skulle videreføres. Dette innebar blant annet at Statoil fortsatt skulle avsette statens petroleum sammen med sin egen. Rammeverket for dette er beskrevet i Avsetningsinstruksen gitt av Olje- og energidepartementet og vedtatt på Statoils generalforsamling 25. mai 2001. Petoro er i henhold til sine vedtekter ansvarlig for å overvåke at Statoil utfører sine oppgaver i samsvar med instruksen.

Målsettingen med ordningen er å oppnå en høyest mulig samlet verdi av Statoils og statens petroleum, samtidig som en sikrer en rettmessig fordeling av den samlede verdiskaping. Statens eierskap i Statoil, SDØE og Petoro som forvalter av SDØE, er underlagt statens felles eierskapsstrategi. I sin virksomhet tilknyttet norsk kontinentalsokkel skal Statoil som følge av statens felles eierskapsstrategi legge vekt på statens samlede eierinteresser ved beslutninger som kan ha betydning for gjennomføringen av avsetningsordningen. Følgende hensyn er vesentlige for avsetningsordningen:

Den skal:

- Gi grunnlag for å fatte langsiktige og forutsigbare beslutninger knyttet til avsetningen av statens petroleum.
- Sikre at resultater, herunder kostnader og inntekter knyttet til Statoils, og statens petroleum, er transparente og målbare.
- Sikre en effektiv og enkel administrasjon og gjennomføring.

Statoils oppgaver omfatter markedsføring, kjøp, salg og levering av statens petroleum til kjøper, herunder transport, modulering, bytte av leveringsforpliktelser, prosessering og lagring. Staten skal i henhold til instruksen ikke betale noe særskilt vederlag for utførelsen av disse oppgavene, men skal dekke sin forholdsmessige andel av kostnadene knyttet til avsetningen. Etter instruksen kan andelen dekkes kontinuerlig etter hvert som faktiske kostnader påløper, eller ved et fast avtalt beløp.

For statens tørrgass skal Statoil forhandle og inngå nye avtaler om avsetning som beskrevet

ovenfor. Staten skal i henhold til instruksen få en rettmessig andel av inntektene basert på oppnådde priser/markedsverdi. Statoil er også ansvarlig for all oppfølging av inngåtte kontrakter. Staten bærer risikoen for sin andel av gassleveransene i slike kontrakter.

Statoil overtar, som kjøper, statens olje og våtgass på avregningspunktet. Staten bærer således ingen risiko (som eier) for statens olje og våtgass etter dette punkt. Avregningspunktet for statens olje er normprispunktet, eller dersom normpris ikke fastsettes, det fiskale målepunkt for olje.

I henhold til vedtak fattet på Statoils generalforsamling i mai 2003 har Olje- og energidepartementet foretatt enkelte justeringer av instruksen. I instruksen er det bl.a. lagt opp til at i de tilfeller Statoil foretar en verdioppgradering av Statoils og statens tørrgass før salg, skal staten motta sin forholdsmessige andel av inntektene og dekke sin forholdsmessige andel av kostnadene. Slik oppgradering som bidrar til å øke verdien av gassen kan være lagertjenester, transport av gass nedstrøms, eller bytte av forpliktelser knyttet til gassleveranser. Styret foreslo å justere avsetningsinstruksens prinsipper om avregningspris for statens tørrgass, slik at instruksen åpner for at kostnader kan fordeles mellom staten og Statoil på det tidspunkt de påløper. Opprinnelig måtte slike kostnader omdannes til en tariffkostnad som ble belastet staten over tid. Investeringer i forbindelse med slik oppgradering vil foregå i Statoils navn, og staten vil dermed ikke være kontraktspart eller eier. Det ble også foretatt justeringer i Avsetningsinstruksen for olje, inkludert NGL. Justeringen er begrunnet ut fra endringer i markedet og behovet for å tilpasse seg disse etter at Avsetningsinstruksen ble vedtatt.

De nevnte justeringene ble foretatt i Avsetingsinstruksen i brev fra Olje- og energidepartementet til Statoil 11. desember 2003.

Regjeringen vil:

- Sikre fortsatt verdiskaping og inntektsstrøm fra SDØE-porteføljen.
- Beholde SDØE-andeler ved tildelinger av nye utvinningstillatelser på bakgrunn av lønnsomhet- og ressurspotensiale.
- Sikre et godt driftsmessig grunnlag for Petoro slik at selskapet kan utføre verdiskapende og verdibevarende oppgaver innenfor sitt mandat.
- Kontinuerlig følge opp utviklingen i Statoil ASA.
- Vurdere statens eierandel i Statoil ASA med bakgrunn i Stortingets fullmakt til å redusere statens eierandel til 2/3 av selskapets verdi.

5 Kostnadsanslag for petroleumsprosjekter

I innstillingen fra kontroll- og konstitusjonskomiteen om Riksrevisjonens undersøkelse av kostnadsoverskridelsene i feltutbyggingene Åsgard, Visund og Jotun, Innst.S. nr. 278 (2000–2001), uttaler komiteen blant annet:

> «Komiteen vil for sin del vise til at kompleksitet i prosjektene naturligvis innebærer høy risiko, og at utbyggerne må være de mest kompetente aktørene i utbyggingsprosjektene hva angår kostnadene. Komiteen mener at dette likevel ikke fritar myndighetene ansvar for å kvalitetssikre kostnadsanalyser slik petroleumsloven og St.meld. nr. 2 (l992–1993) beskriver. På den annen side vil komiteen si seg enig med Olje- og energidepartementet når departementet i sitt svar datert l4. mars 200l til Riksrevisjonen bl.a. sier: «Det er av mange grunner beklagelig at utbyggingsprosjekter blir mer kostbare eller genererer mindre inntekter enn hva som var antatt. Det kan være viktig at ansvaret for dette blir klargjort. Men hvis man antyder ansvar der det egentlig ikke er, forkludres beslutningsprosessen og mulighetene til forbedringer». Komiteen ser at det kan være nødvendig at ansvarsforholdet mellom myndighetene og utbyggerne/rettighetshaverne blir vurdert på nytt. Komiteen ber derfor Regjeringen komme tilbake til Stortinget med sine vurderinger på en egnet måte.»

Det komiteen særlig har referert til, er ansvaret for å kvalitetssikre kostnadstall. Det vil være uhensiktsmessig at et myndighetsorgan, det være seg Olje- og energidepartementet eller Oljedirektoratet, skulle påta seg et slikt ansvar når det ikke er noen av disse som står for utbyggingen. Utarbeidelsen av plan for utbygging og drift (PUD) og plan for anlegg og drift (PAD) er pålagt rettighetshaverne, og arbeidet gjøres i regi av operatøren for utvinningstillatelsen. Det er ikke departementets oppgave å kvalitetssikre kostnadsanalyser eller kostnadstall. Kostnadsanslagene som legges til grunn i PUD/PAD utarbeides av operatøren, på vegne av rettighetshaverne. Anslagene er gjenstand for omfattende kvalitetskontroll, og er basert på hva operatøren mener vil være omfanget av utbyggingsprosjektet både med hensyn til arbeidsomfang og hva selskapet antar et anbud vil komme på. Operatøren, på vegne av rettighetshaverne, må ha det fulle ansvar for prosjektet. At et organ utenfor dette forretningsmessige miljø skulle være bedre i stand til å gi et korrekt anslag er urealistisk, og dette ville uansett forkludre ansvarsforholdene.

Operatøren skal i henhold til petroleumsloven og -forskriften bl.a. beskrive økonomiske, ressursmessige, tekniske og miljø- og sikkerhetsmessige forhold ved utbyggingen, utvinningsstrategi og utbyggingsløsning samt kriterier for de valg som er gjort. Petroleumslovgivningen inneholder for øvrig ikke noe krav om at myndighetene har ansvar for å kvalitetssikre kostnadsanslag eller kostnadstall som ellers fremgår av PUD/PAD. Departementet legger likevel stor vekt på at relevante kostnadstall blir fremlagt av operatøren. Likeens legger departementet stor vekt på at operatøren fremlegger følsomhetsanalyser for økonomiske parametre som kan gi et godt inntrykk av usikkerhetsspennet for prosjektet. Når et utbyggingsprosjekt besluttes er det på grunnlag av tekniske og økonomiske analyser som er gjort av operatøren på vegne av rettighetshaverne i prosjektet. Myndighetene vil kunne se på de økonomiske virkningene av endringer i de forutsetninger som er gjort, og har et særskilt ansvar for å påse at utbyggingen oppfyller de krav som er satt for slike utbygginger, og at utbyggingen gjøres på en måte som er ressursmessige forsvarlig og for øvrig har akseptable konsekvenser i forhold til andre samfunnsinteresser. Hvis utbyggingsplanene tilfredsstiller kravene vil saken bli fremmet i stortingsproposisjon eller i kongelig resolusjon.

Som for alle andre industriprosjekter, planlegges, besluttes og bygges prosjektene på kontinentalsokkelen ut i regi av de som er eiere. Alle slike industriprosjekter vil ha elementer av usikkerhet i seg. Dette gjelder markedsforhold, prisen på produktet, gjennomføringen av prosjektet, kostnadene ved prosjektet og liknende. I så måte skiller ikke usikkerheten ved prosjektene til havs seg fra prosjektene på land på noen annen måte enn ved at det er andre usikkerhetselementer ved selve gjennomføringen av utbyggingen enn det er for prosjekter på land.

Det er vurdert en rekke problemstillinger knyttet til saksbehandlingspraksis og mulige endringer i PUD-systemet. Ifm. med 17. konsesjonsrunde

foreslo Oljeindustriens Landsforening (OLF) ulike endringer i konsesjonsverket for bl.a. å bidra til bedre kostnadskontroll for utbyggingsprosjekter. OLF foreslo å endre prosedyrene for behandling av utbyggingsprosjekter i interessentskapene. Forslaget innebar en formalisering av et utbyggingsprosjekts tidlige fase ved å stille krav til dokumentasjon av HMS-, konsept-, kostnads- og lønnsomhetsforhold ved beslutning om å videreføre et utbyggingsprosjekt. En slik endring involverer myndighetene, særlig Oljedirektoratet, tidligere i utbyggingsprosessen og gir samtidig rom for at rettighetshavere kan tiltre en utbyggingsplan på et senere tidspunkt enn tidligere. Følgelig vil utbyggingsprosjekter være bedre modnet på det tidspunkt selskapene forplikter seg til investeringsbeslutninger.

Olje- og energidepartementet legger vekt på at utbyggingsplaner som legges frem for myndighetenes godkjennelse skal være tilstrekkelig modnet. Departementet har derfor fom. 17. konsesjonsrunde implementert endringer i konsesjonsverket i tråd med forslaget fra OLF. Følgelig involveres myndighetene tidligere i utbyggingsfasen. Videre vil myndighetene motta mer modne utbyggingsplaner der vesentlige elementer i planen er avklart.

Ormen Lange-feltet ble fremmet i tråd med disse prinsippene og kan derfor tjene som et eksempel (jf. St.prp. nr. 41 (2003–2004) Utbygging og drift av Ormen Lange og anlegg og drift av Langeled m.v.). Gjennom dialog med operatøren har OD påsett at operatøren har gjennomført tilstrekkelige usikkerhets- og følsomhetsanalyser for at departementetet skal kunne vurdere robustheten og den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i prosjektet. I stortingsproposisjonen er dette formulert slik:

«Operatøren har lagt frem sensitivitetsberegninger for investeringskostnadene. OD har vurdert mulighetene for endrede investeringskostnader knyttet til de forskjellige elementene som inngår i prosjektet. Disse beregningene viser at prosjektet er økonomisk robust og samfunnsøkonomisk lønnsomt også ved vesentlige avvik i investeringskostnadene og andre økonomiske forutsetninger. På denne bakgrunn er det departementets vurdering at prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt og robust.»

Olje- og energidepartementet mener at ansvarsforholdet mellom utbygger/rettighetshavere og myndighetene for så vidt gjelder kostnadsanslag er klart definert. Operatøren har på vegne av rettighetshaverne ansvar for å utarbeide og kvalitetssikre kostnadsanslag. I denne forbindelse skal operatøren i henhold til petroleumsloven og -forskriften bl.a. beskrive økonomiske, ressursmessige, tekniske og miljø- og sikkerhetsmessige forhold ved utbyggingen, utvinningsstrategi og utbyggingsløsning samt kriterier for de valg som er gjort. Petroleumslovgivningen inneholder for øvrig ikke noe krav om at myndighetene har ansvar for å kvalitetssikre kostnadsanalyser eller kostnadstall som ellers fremgår av PUD/PAD. Departementet legger likevel stor vekt på at relevante kostnadstall blir fremlagt. Departementet vil gjennom sin behandling av PAD/PUD påse at kostnadsanslagene er utformet i henhold til de krav myndighetene har stilt, herunder at operatøren har gjennomført tilstrekkelige usikkerhets- og følsomhetsanalyser slik at departementetet skal kunne vurdere robustheten og den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i prosjektet.

Olje- og energidepartementet

t i l r å r :

Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 11. mai 2004 om petroleumsvirksomheten blir sendt Stortinget

Vedlegg 1

Om utredning av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten – Barentshavet (ULB)

1 Innledning

Med bakgrunn i Sem-erklæringen har Regjeringen gjennomført en utredning av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten – Barentshavet (ULB). Arbeidet har pågått i cirka to år og bygger på eksisterende kunnskap om petroleumsvirksomhet, fysisk/biologisk miljø og annen næringsvirksomhet/samfunnsforhold i det aktuelle geografiske området. Basert på et utredningsprogram og høring av dette er i alt 27 temautredninger utført av uavhengige firmaer og forskningsinstitusjoner. I tillegg er det gjennomført flere bakgrunnsstudier basert på eksisterende kunnskap som inngår som et felles grunnlag for utredningene i arbeidet med en helhetlig forvaltningsplan for Barentshavet. En sammendragsrapport for ULB-arbeidet ble lagt frem 1. juli og var sammen med temautredningene på høring til oktober 2003.

15. desember 2003 besluttet regjeringen at det ikke skal åpnes for videre petroleumsvirksomhet i Nordland VI. En nærmere vurdering av dette spørsmålet vil bli foretatt når den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet foreligger. Regjeringen bestemte imidlertid å videreføre petroleumsvirksomhet i de allerede åpnede områder i Barentshavet Syd, med visse unntak. Unntakene er de kystnære områdene i Troms og Finnmark og de særlig verdifulle områdene: polarfronten, iskanten, Bjørnøya og Tromsøflaket.

Det ble signalisert at en mer omfattende redegjørelse av ULB-arbeidet ville gis i Oljemeldingen våren 2004.

En prosjektgruppe bestående av Det Norske Veritas, Havforskningsinstituttet, Oljedirektoratet og Statens forurensningstilsyn (SFT) har hatt som mandat å gi en sammenfatning av ULB-arbeidet, som et vedlegg til Oljemeldingen.

I det følgende gis en sammenfatning av ULB-arbeidet, herunder en gjennomgang av prosessen og sentrale resultater fra arbeidet. Dette inkluderer en klargjøring av faglige resultater fra arbeidet som reflekterer mulige konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet for naturmiljø og næringsinteresser; under normal drift og relatert til eventuelle utilsiktede hendelser.

2 Sammenfatning av ULB-arbeidet

2.1 Innledning

2.1.1 Bakgrunn og målsetting

I regjeringens politiske plattform, Sem-erklæringen, identifiserte samarbeidsregjeringen behovet for en utredning av konsekvensene av helårig petroleumsvirksomhet i området fra Lofoten og nordover. Bakgrunnen for dette er blant annet disse havområdenes viktige økologiske og fiskerimessige betydning samt petroleumsindustriens ønske om utvidet virksomhet i området.

I Sem-erklæringen ble også behovet for en mer helhetlig og økosystembasert forvaltning av havområdene beskrevet. En utredning av konsekvenser av petroleumsvirksomhet i området Lofoten – Barentshavet, ULB, skal sammen med utredningene om effekter innen de andre sektorene (skipstrafikk, fiskeri og ytre påvirkninger) utgjøre det viktigste grunnlaget for etablering av helhetlige forvaltningsplaner for havområdene. ULB-arbeidet har i tillegg som målsetting å bidra som et beslutningsgrunnlag i Regjeringens vurdering av helårig petroleumsvirksomhet i dette området.

Gjennom St.meld. nr. 12 (2001–2002) har Regjeringen redegjort for etablering av helhetlige forvaltningsplaner for norske havområder som skal sikre klare rammebetingelser for bruk og vern av kyst- og havområdene. Dette arbeidet starter med etablering av en helhetlig forvaltningsplan for Barentshavet:

> «Regjeringen mener at det bør utvikles bedre verktøy slik at det blir mulig å foreta en grundig avveining av de forskjellige interessene som knytter seg til Barentshavet. Dette kan best oppnås ved å utarbeide en helhetlig forvalt-

ningsplan basert på konsekvensutredninger for de enkelte sektorene. For petroleumsvirksomheten vil dette omfatte en konsekvensutredning av helårig petroleumsvirksomhet for området fra Lofoten og nordover [omtalt som ULB]. Parallelt vil det igangsettes arbeid med konsekvensvurderinger av bl.a. skipstrafikk, fiske og oppdrettsvirksomhet. Disse utredningene vil identifisere og vurdere problemene knyttet til den samlede menneskelige påvirkningen på havområdet. Hver sektor skal beskrive egen aktivitet og forventet utvikling, samt kartlegge konsekvensene på økosystemene og for andre samfunnsinteresser. I den forbindelse vil det være viktig å kartlegge kunnskapsbehov, sårbare områder mv.

Forvaltningsplanen skal omfatte hele Barentshavet. Konsekvensanalysen for petroleumsvirksomheten skal også omfatte en gjennomgang av eksisterende kunnskap om hele Barentshavet. Det er imidlertid ikke Regjeringens intensjon med dette å starte en prosess for å åpne Barentshavet Nord for petroleumsvirksomhet.»

2.2 Utredningsprosess

2.2.1 Organisering og involvering

Utredningsprosessen har vært ledet av Olje- og energidepartementet (OED). For å samordne kontakten mellom OED, Fiskeridepartementet (FID) og Miljøverndepartementet (MD) på embetsnivå ble en styringsgruppe for ULB opprettet tidlig i 2002 under ledelse av OED. OED opprettet også et sekretariat for utredningen som skulle foreta den faglige koordineringen av grunnlagsutredningene som er utarbeidet under ULB. Det Norske Veritas (DNV) ble engasjert til å forestå denne oppgaven.

Det ble lagt opp til at ULB-prosessen skulle være åpen. I tillegg til høringen av programmet og sammendragsrapporten (inkludert grunnlagsutredningene) har OED, med deltakelse fra FID og MD, i forbindelse med begge høringene avholdt særskilte høringsmøter med berørte interessegrupper og lokale myndigheter. I tillegg ble det i april 2003 avholdt et åpent fagseminar i Tromsø hvor alle forfatterne av de ulike grunnlagsstudiene presenterte sine foreløpige konklusjoner.

2.2.2 Utredningsprogram

Styringsgruppen utarbeidet et utkast til utredningsprogram som ble sendt på høring i juni 2002. Programmet inneholdt en beskrivelse av bakgrunnen for arbeidet samt en oversikt over foreslåtte utredningstemaer.

Programmet var ute på høring fra 4. juni 2002 til 30. august 2002. I alt ble det mottatt kommentarer fra 38 parter. Basert på innspillene fra høringsinstansene ble det endelige programmet for utredningen ferdigstilt i januar 2003.

2.2.3 Fagutredninger

Det er utarbeidet 7 rapporter som beskriver nåtilstanden i utredningsområdet. Disse er felles for alle utredningene under den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet, og er også benyttet i ULB-arbeidet. For ULB er det også utarbeidet en scenariobeskrivelse i tillegg til en rekke fagutredninger. Disse fagutredningene ble utført av ulike forsknings- og konsulentselskaper i perioden september 2002 – juni 2003, og omfatter følgende tema:

- Utslipp til luft
- Regulære utslipp til sjø ved driftsavvik og konsekvenser på miljø
- Konsekvenser ved ilandføring og reinjeksjon av borekaks
- Mulighet for reinjeksjon
- Oljedriftsmodellering
- Konsekvenser av oljesøl for sjøfugl, sjøpattedyr, strand m.m.
- Konsekvenser av oljesøl i vannsøyle (fiskeegg, larver)
- Oljevern
- Sannsynlighet for store oljeutslipp
- Konsekvenser for fiskeri
- Konsekvenser for havbruk
- Samfunnsmessige konsekvenser
- Økonomisk analyse
- Miljøteknologi
- Nedstengning og avvikling
- Avfallsanalyse
- Konsekvenser fra skipstrafikk
- Oljesøl – virkninger på turistnæringen
- Ballastvann
- Sesimikkbeskrivelse
- Konsekvenser av seismisk aktivitet
- Konsekvenser for samiske interesser
- Luftfart

2.2.4 Utredning og høring

Grunnlagsutredningene for ULB ble sammenstilt i en faglig sammendragsrapport. Både sammendragsrapporten og grunnlagsutredningene ble lagt frem for høring 1. juli 2003 med høringsfrist oktober 2003. Det kom inn 66 høringsuttalelser i høringsrunden.

2.2.5 Regjeringens beslutning etter fremleggelsen av ULB

15. desember 2003 besluttet regjeringen at det ikke skal åpnes for videre petroleumsvirksomhet i Nordland VI. Områdets spesielle karakter som gyteområde for viktige fiskeslag og områdets betydning som fangstområde ble tillagt betydelig vekt. Regjeringen mener det til nå ikke er demonstrert at hensynet til fiskeriene og miljøet kan ivaretas på en tilfredsstillende måte ved oppstart av petroleumsvirksomhet i området. En nærmere vurdering av dette spørsmålet vil bli foretatt når den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet foreligger. Regjeringen bestemte imidlertid å videreføre petroleumsvirksomhet i de allerede åpnede områder i Barentshavet Syd, med visse unntak. Unntakene er de kystnære områdene i Troms og Finnmark og de særlig verdifulle områdene: polarfronten, iskanten, Bjørnøya og Tromsøflaket.

2.3 Sentrale forutsetninger

2.3.1 Utredningsgrunnlag

Hensikten med ULB-arbeidet har ikke vært å åpne nye områder. En prosess for åpning vil følge petroleumslovens bestemmelser og vil avgjøres i Stortinget (se kapittel 2.4.2). ULB-prosessen har formelt sett ikke vært underlagt et lovverk, og arbeidet er omtalt som «utredning av konsekvenser» for å skille prosessen fra en formell strategisk konsekvensutredning med tilhørende krav.

ULB er basert på eksisterende kunnskap. Dette betyr at nye feltstudier ikke er igangsatt som en del av utredningsarbeidet, men at resultater fra tidligere studier og annen relevant informasjon som foreligger på det tidspunkt utredningen gjennomføres er lagt til grunn. Utredingene systematiserer kunnskapen og presenterer helhetlige betraktninger om konsekvenser for de respektive sektorer. For petroleumsvirksomhet i området gir dette et nytt perspektiv, ved at alle faser av petroleumsvirksomheten er inkludert, i motsetning til tidligere arbeider etter petroleumsloven (AKUP-utredningene) som bare har belyst letefasen.

Det har videre vært en viktig forutsetning at eventuelle kunnskapsmangler identifiseres og vurderes. Grunnlagsrapportene har derfor grundige gjennomganger av kunnskapsgrunnlaget og eventuelle kunnskapsmangler innen de respektive tema. De viktigste av disse er også presentert og vurdert samlet her, sammen med vurderinger av hvilken betydning det har for usikkerheten i beregningene av konsekvensene og de konklusjoner som trekkes.

2.3.2 Forholdet til de andre sektorutredningene under forvaltningsplanen

Selv om ULB er utarbeidet noe i forkant av sektorutredningene for fiskeriene, skipsfart (inkl. transport av russisk petroleum) og ytre påvirkning (langtransportert forurensning, klimaendringer, petroleumsvirksomhet utenfor Barentshavet med mer) er de så langt som mulig basert på et felles grunnlag. Denne oppdelingen betyr at konsekvensene av samlet påvirkning av Barentshavet for alle aktiviteter vil bli vurdert på bakgrunn av ovenstående utredninger.

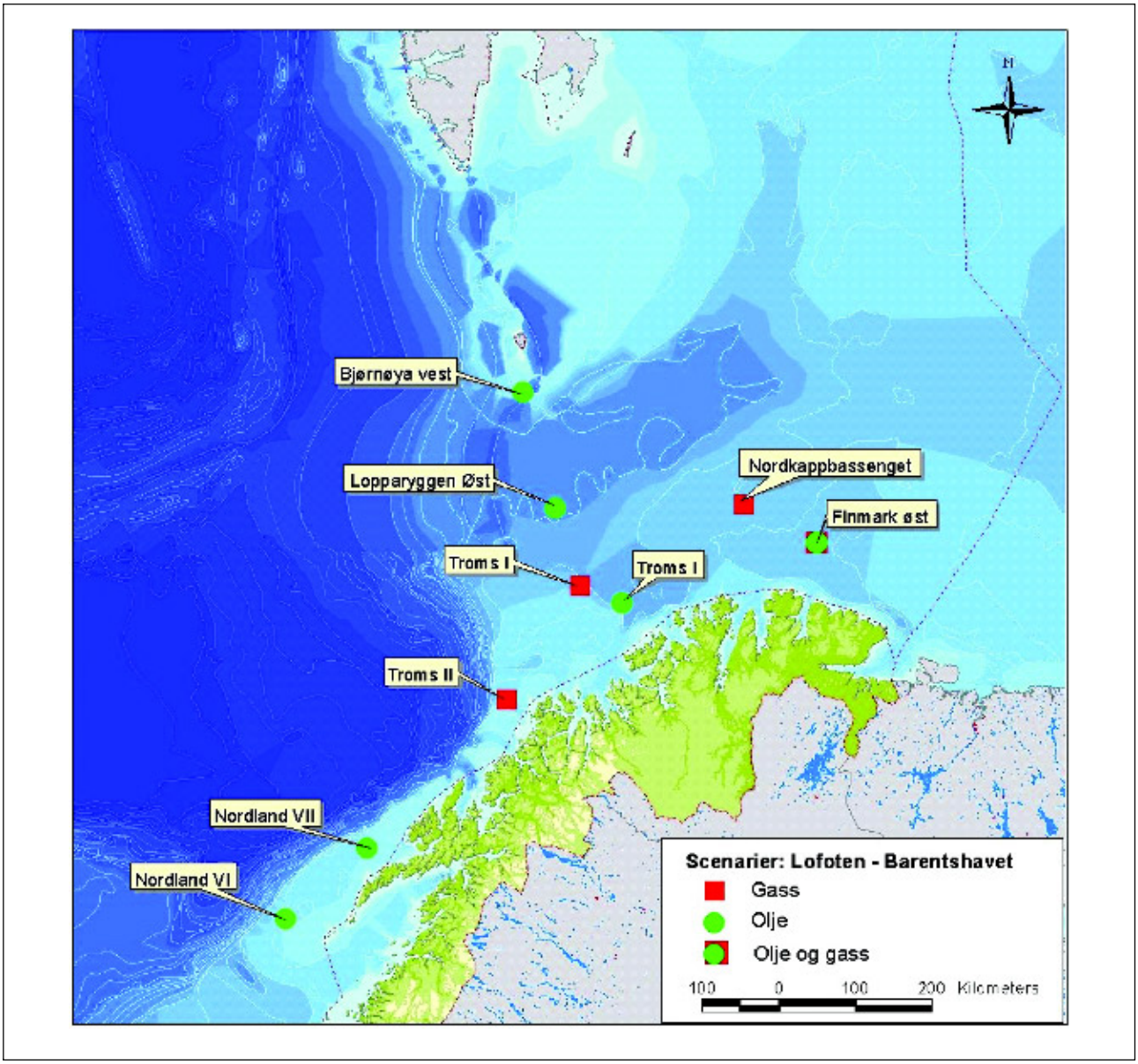
2.3.3 Aktivitets-scenarier

Som grunnlag for vurdering av konsekvenser er det etablert fiktive felt som inngår i tre ulike nivåer av aktivitetsomfang. Kriterieoppbyggingen følger en felles mal som ble etablert for sektorutredningene under den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet. For etablering av scenarier for helårig petroleumsvirksomhet er det lagt til grunn at scenariene skal:

- Være representative for hele det geografiske utredningsområdet.
- Inkludere lokaliteter som vurderes som potensielle konfliktområder med fiskeri- og miljøinteresser.
- Hvor mulig, dekke petroleumsfunn eller områder med forventning om funn.
- Dekke både letefase og driftsfase.
- Representere utbyggingsløsninger for både olje og gass.
- Representere ulike teknologiske utbyggingsløsninger.

Basert på dette er det etablert 3 aktivitetsscenarier med 3–9 felt for utbygging og drift i perioden 2005–2020. «Basis aktivitetsnivå» inkluderer påviste ressurser. «Middels aktivitetsnivå» inkluderer i tillegg felt med antatt høy funnsannsynlighet. «Høyt aktivitetsnivå» inkluderer i tillegg felt i områder som i dag vurderes å ha lav funnsannsynlighet samt felt i ikke-åpnede områder. Hvor mange felt som eventuelt finnes og kan tenkes utbygd innen perioden antas å ligge mellom laveste og høyeste aktivitetsnivå (scenario). Det er lagt til grunn teknologiske utbyggingsløsninger med ilandføring og LNG-anlegg for gass (som Snøhvit), og flytende produksjons- og lagerskip (FPSO) eller ilandføring for eventuell oljeproduksjon.

Plassering av de fiktive feltene er angitt i figur 1.1



Figur 1.1 Geografisk plassering av fiktive felt som inngår i ULB-scenariene

Kilde: Utredning av konsekvenser av helårlig petroleumsvirksomhet i området Lofoten–Barentshavet (ULB)

2.3.4 Miljøforutsetninger inkludert ingen utslipp til sjø ved normal drift

For helårig petroleumsvirksomhet i området har Regjeringen satt som en forutsetning at det ikke skal være utslipp til sjø av produsert vann, borekaks eller boreslam ved normal drift. Med normal drift menes all planlagt virksomhet, inkludert letevirksomhet; «alt unntatt utilsiktede utslipp». Denne forutsetningen kommer som et tillegg til den generelle nullutslippsmålsetningen for hele kontinentalsokkelen; null utslipp til sjø av mulig miljøfarlige stoffer (jamfør St.meld. nr. 58 (1996–1997) og presiseringer i St.meld. nr. 12 (2001–2002)). Den generelle nullutslippsmålsetningen er definert i St.meld. nr. 25 (2002–2003) og gjengitt nedenfor (boks 1.1).

For utslipp utenom borekaks/borevæske og utslipp av produsert vann, og i tilfeller hvor det forekommer utslipp av borekaks og produsert vann, vil de generelle nullutslippsmålsetningene gjelde.

– For virksomhet i Lofoten-Barentshavet er det i tillegg stilt ytterlige krav som er spesifisert nedenfor: For virksomheten skal det legges til grunn injeksjon, evt. annen teknologi, som hindrer utslipp av produsert vann.
– Maksimum 5 pst. av det produserte vannet kan ved driftsavvik slippes ut under forutsetning av at det renses før det slippes ut. Eksakte rense-

Boks 1.1 Nullutslippsmål for petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø

Miljøfarlige stoffer:
- Ingen utslipp, eller minimering av utslipp, av naturlig forekommende miljøgifter omfattet av resultatmål 1 for helse- og miljøfarlige kjemikalier,
- Ingen utslipp av tilsatte kjemikalier innen SFTs svarte kategori (i utgangspunktet forbudt å bruke og slippe ut) og SFTs røde kategori (høyt prioritert for utfasing ved substitusjon)

Andre kjemiske stoffer:
Ingen utslipp eller minimering av utslipp som kan føre til miljøskade av:
- Olje (komponenter som ikke er miljøfarlige)
- Stoffer innen SFTs gule og grønne kategori
- Borekaks

Andre stoffer som kan føre til miljøskade. Jf. forskrift om utføring av aktiviteter i petroleumsvirksomheten (aktivitetsforskriften) av 3. september 2001.

krav vil stilles av konsesjonsmyndighetene for konkret virksomhet.
- Borekaks og boreslam reinjiseres eller tas til land for deponering.
- Borekaks og boreslam fra boring av topphullet vil normalt kunne slippes ut. Forutsetningen er at utslippet ikke inneholder komponenter med uakseptable miljøegenskaper, dvs. miljøfarlige stoffer eller andre stoffer som kan skade miljøet. Dette gjelder kun i områder hvor potensialet for skade på sårbare miljøkomponenter vurderes som lavt. Som grunnlag for slike vurderinger skal det foreligge grundige kartlegginger av sårbare miljøkomponenter (gytefelt, korallrev og annen sårbar bunnfauna). Slike utslipp vil være gjenstand for søknad og tillatelse fra konsesjonsmyndighetene.
- Petroleumsvirksomhet i området skal ikke føre til skade på sårbar flora og fauna. Det er således et krav at områder som kan påvirkes skal kartlegges før aktivitet igangsettes.
- Det skal ikke være utslipp til sjø fra brønntesting.
- Det er et krav at effekten av beredskapen mot akutt forurensning skal være minst like god som på andre deler av kontinentalsokkelen.

Forutsetningen om at det ikke skal være utslipp til sjø av borekaks og produsert vann (fysisk nullutslipp) representerer en vesentlig skjerping i forhold til de kravene som gjelder ellers på kontinentalsokkelen. Det innebærer at dersom en rettighetshaver ikke kan demonstrere at virksomheten vil møte forutsetningen om at det ikke skal være utslipp til sjø, vil det ikke være aktuelt med helårig petroleumsvirksomhet på det aktuelle feltet innenfor området Lofoten – Barentshavet.

2.3.5 Minimum hindring av fiskeriaktivitet

Det vil være et krav at petroleumsaktivitet utøves slik at den er til minst mulig hinder for fiskeriaktivitet. Viktige forutsetninger er således å ha overtrålbare havbunnsinnretninger, inkludert rørledninger, samt å minimere bruken av overflateinnretninger.

Virksomhet vil også årstidstilpasses for å redusere konsekvenspotensialet i forhold til fiskeriutøvelse og eventuell påvirkning av fiskeressurser, herunder for eksempel ved gjennomføring av seismiske undersøkelser.

2.4 Geografisk område

2.4.1 Lofoten og Barentshavet Syd

Området som er vurdert for helårig petroleumsvirksomhet i ULB-arbeidet strekker seg fra havområdene sørvest for Lofoten i sør til Bjørnøya i nord. Konsekvenser fra virksomhet i området er imidlertid vurdert utover dette geografiske området.

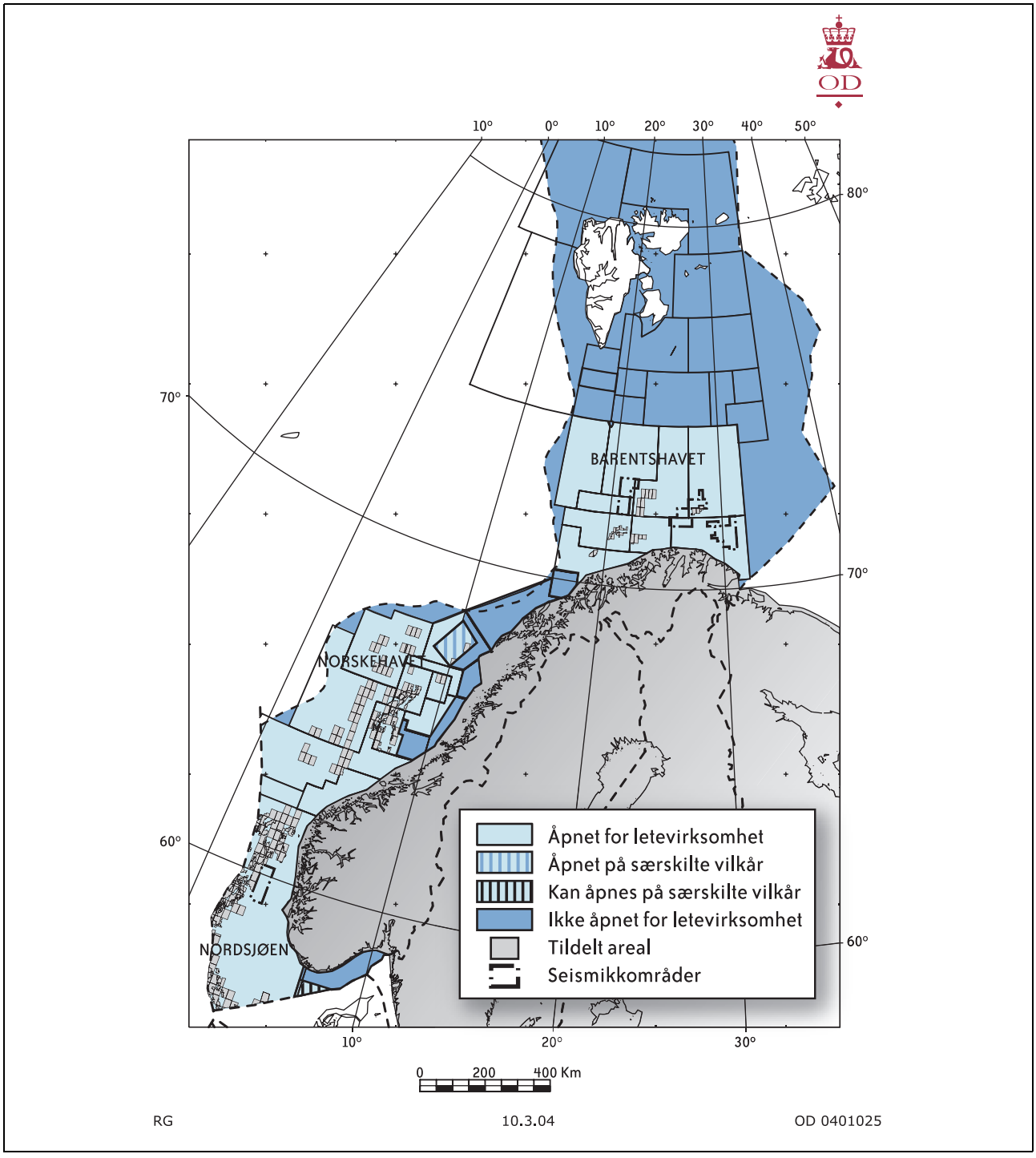
2.4.2 Petroleumsmessig status

Før det kan gis tillatelse til leteboring og produksjon må området der det skal bores være åpnet for letevirksomhet (petroleumsloven § 3–1). Det skal i denne forbindelse utarbeides konsekvensutredning med vurdering av blant annet miljømessige, økonomiske og sosiale virkninger som virksomheten kan ha for andre næringer og tilstøtende distrikter. Åpning av nye områder besluttes av Stortinget. ULB-arbeidet har ingen status som utredning for åpning av nye områder. I ULB-arbeidet er det imidlertid vurdert konsekvenser også av fiktiv virksomhet i uåpnede områder. Dette er inkludert blant annet for å gi en full geografisk dekning av utredningsområdet som innspill til arbeidet med

den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet.

Tildeling av utvinningstillatelser (i åpnede områder) skjer normalt gjennom konsesjonsrunder, som kunngjøres av Regjeringen. I det aktuelle området er det tildelt en rekke utvinningstillatelser, og 62 lete- og avgrensningsbrønner er boret.

Før rettighetshaverne kan begynne utbygging av en forekomst, skal planen fremlegges for og godkjennes av Regjeringen. Dersom de økonomiske investeringer overstiger 10 mrd kroner skal saken godkjennes av Stortinget. I det aktuelle området er kun planen for utbygging og drift av Snøhvit LNG godkjent.



Figur 1.2 Oversikt over åpnede og ikke-åpnede områder for petroleumsvirksomhet

Kilde: Oljedirektoratet

Åpning for petroleumsvirksomhet i området

20 områder utenfor Troms og Vest-Finnmark ble utlyst etter Stortingets behandling av St.meld. nr. 57 i mai 1979. De første sju utvinningstillatelsene i Barentshavet ble tildelt i 5. konsesjonsrunde, gjennom tre faser i 1980, 1981 og 1982. Den første brønnen ble påbegynt i juni 1980, og Snøhvit ble funnet i 1981. For alle brønnene som ble boret i dette området forut for den formelle åpningen ble det stilt spesielle krav til virksomheten. Blant annet var det krav om egen miljøovervåking knyttet til den enkelte leteboring. Den formelle åpningen av Barentshavet Syd for letevirksomhet skjedde imidlertid i 1989 ved St.meld. nr. 40 (1988–1989). Deler av Nordland VI ble formelt åpnet for letevirksomhet gjennom St.meld. nr. 26 (1993–1994) og de første tildelinger ble gitt i 15. konsesjonsrunde.

Det er totalt tildelt 39 utvinningstillatelser i Barentshavet og 2 i Nordland VI (Lofoten). Disse ble tildelt som følger:

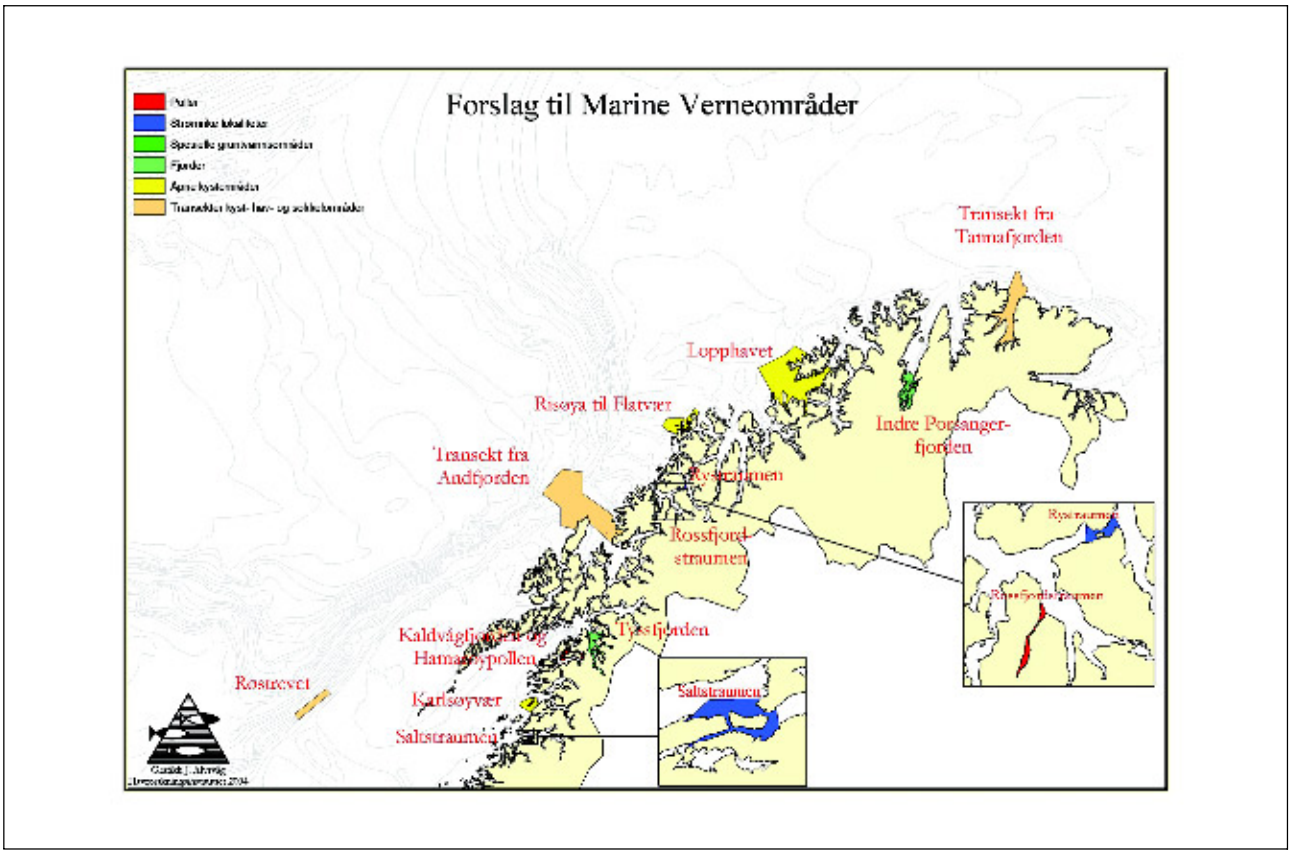
- 5. konsesjonsrunde (1980–82), 7 utvinningstillatelser på Tromsøflaket (Troms I)
- 8. konsesjonsrunde (1984), 5 utvinningstillatelser på Tromsøflaket (Troms I og III)
- 9. konsesjonsrunde (1985), 4 utvinningstillatelser på Tromsøflaket (Troms I)
- 11. konsesjonsrunde (1987), 7 utvinningstillatelser spredt over et stort geografisk område i Barentshavet
- 12. konsesjonsrunde (1989), 3 utvinningstillatelser i Barentshavet
- 13. konsesjonsrunde (1991), 7 utvinningstillatelser i Bjørnøya Vest, Nordkappbassenget og Finnmark Øst.
- 14. konsesjonsrunde (1993), 2 utvinningstillatelser i Troms II og Nordkappbassenget
- 15. konsesjonsrunde (1996), 2 utvinningstillatelser i Nordland VI
- Barentshavprosjektet i 1997, 3 utvinningstillatelser i Bjørnøya Sør, Lopparyggen og Finnmark Vest (Goliat), samt betydelige seismikkområder

Geografisk angivelse av områder som er åpnet er gitt i figur 1.2. På Svalbard, inkludert sjøområdet ut til territorialgrensa (nylig utvidet til 12 nm), gjelder Svalbardmiljøloven. I hht. denne loven er det forbudt med leting etter petroleum og mineralutvinning i verneområdene.

2.4.3 *Miljø- og ressursmessig status*

Det marine miljøet i området Lofoten – Barentshavet er rikt og variert. Området preges av innstrømming av varmt næringsrikt atlantisk vann som gjør norskekysten og store deler av havområdene isfrie hele året og gir grunnlag for en betydelig biologisk produksjon. Der det atlantiske vannet møter kaldere polare vannmasser skapes en oseanografisk front (polarfronten). Frontsystemer finnes også langs Eggakanten og iskanten. Iskanten overlapper i vinterhalvåret med polarfronten. Slike frontsystemer gir opphav til en rik produksjon av planktonalger som beites av dyreplankton som igjen er føde for fisk, sjøfugl og pattedyr. Barentshavet er et grunnhav med et gjennomsnittsdyp på 230 meter og et flateinnhold på omlag 1,4 millioner km^2 noe som bare utgjør ca 7 % av de arktiske havområdene. Barentshavet er imidlertid et av de mest produktive områdene i nord og her har en vesentlig del av Nordøst-Atlanterens levende høstbare marine ressurser deler av eller hele sin livssyklus. Dette reflekteres i at Barentshavet de siste førti år har gitt et årlig utbytte av fisk på mellom 1 og 3,5 millioner tonn. Det foregår fiske på en rekke forskjellige arter hvorav fisket etter torsk, sild, lodde og reke er av de viktigste. Høstingen av bestandene forvaltes gjennom den norsk – russiske fiskerikommisjonen hvor også tredjeland gis visse kvoter. Felles for de viktigste fiskebestandene i Barentshavet er at de har sine gyteområder langs norskekysten og i de sårbare første stadiene fraktes de konsentrert i tid og rom med strømsystemene nordover til oppvekstområdene i Barentshavet. Som eksempel kan nevnes torskens (skreiens) gytevandring til Lofoten – Vesterålen som danner grunnlaget for det tradisjonelle og viktige Lofotfisket. Fra gyteområdene driver torskeegg og -larver nordover langs kysten til oppvekstområdene i Barentshavet. De kritiske stadiene hos fisk er spesielt egg- og larvestadiene hvor store deler av en årsklasse driver konsentrert og passivt med vannmassene nordover. Den rike produksjonen langs kysten og i Barentshavet gir også grunnlag for at vi her har en av verdens høyeste tettheter av sjøfugl. Nordlige deler av Barentshavet er i tillegg et viktig leveområde for flere sjøpattedyr- og sjøfuglarter som ikke forekommer i områder uten is. Flere av disse har nasjonal og internasjonal verneverdi.

Kaldtvannskorallrev, svampsamfunn og flere andre bunndyrsamfunn kjennetegnes av stor artsdiversitet. Kunnskap om betydningen av disse i økosystemet er mangelfull, og det er ikke gjennomført systematiske kartlegginger av slike samfunn i området. I de senere år er det imidlertid avdekket flere forekomster, inkludert store korallrev som Røstrevet (figur 1.3), og dette gir en forventning om betydelige forekomster av slike samfunn i deler av det geografiske området.



Figur 1.3 Foreslåtte marine verneområder i Lofoten – Barentshavet

Kilde: Direktoratet for naturforvaltning

2.4.4 *Spesielt verdifulle områder (SVO) og marine verneområder*

Som en del av grunnlaget for arbeidet med den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet har Havforskningsinstituttet og Norsk Polarinstitutt gjennomført en miljøfaglig verdivurdering av området. Verdi er vurdert ut fra en rekke kriterier. Viktighet for det biologiske mangfoldet og den biologiske produksjonen er de mest sentrale faktorer i forhold til å sikre funksjonen til økosystemene i området. Hovedprioriteringene er derfor basert på det.

Fra Røst til Svalbard er det avdekket 18 områder som er særlig viktige. Av disse, peker fire områder seg ut som de viktigste for biologisk produksjon og biologisk mangfold. Eventuelle negative påvirkninger på disse områdene vil kunne ha en betydelig og langvarig negativ effekt på hele området Lofoten – Barentshavet. Disse fire områdene er:

- Lofoten – Røstbanken – Vesterålen
- Tromsøflaket
- Polarfronten
- Iskanten

De to siste er ikke faste geografiske områder, men varierer gjennom året og fra år til år. Geografisk beliggenhet av SVO'ene er vist i figur 1.4. SVO-områdene er tillagt spesiell vekt i ULB-arbeidet, og er inkludert i de relevante delutredningene.

Det er også foreslått flere marine verneområder i området fra Vestfjorden til grensen mot Russland. En del av disse er til dels overlappende med SVO'ene, se figur 1.3. Verneområdene, dersom de godkjennes, utelukker i utgangspunktet ikke annen virksomhet. Det kan imidlertid stilles krav til hvordan virksomhet utøves i områdene. Prosessen med eventuell tilrådning av de foreslåtte verneområdene ligger noe frem i tid.

2.4.5 *Fiskerimessig status og muligheten for sameksistens*

Barentshavet er et produktivt havområde med store fiskebestander. De viktigste fiskeressursene i området er norsk-arktisk torsk, norsk vårgytende sild og lodde, hvorav de to første har viktige gyteområder i Lofoten-området, mens lodde (i Norge) gyter i østre deler av Barentshavet. På disse og andre ressurser foregår et utstrakt fiske av norske og utenlandske fartøyer i det aktuelle området. I

følge Fiskeridirektoratet viser for eksempel foreløpige tall for 2000 og 2002 at førstehåndsverdien på fangst levert av norske fartøyer fra havområdene nord for 64°N var hhv 9,8 og 11,1 mrd. kr.

Fiskeriene langs kysten av Finnmark, Troms og Nordland er i stadig utvikling. Bedre utstyr gjør at det er mulig å fiske på nye områder med ulike redskaper. På grunn av at fangstinnsats og driftsform vil avhenge av fiskens vandringsmønster, tilgjengelighet, økonomiske driftsbetingelser, reguleringer, markedsmuligheter osv, vil forholdene i fiskeriene endres fra år til år over tid. Likevel finnes det en del typiske sesongfiskerier:

- Skreifisket i Lofoten og tilstøtende områder i tiden januar – april.
- Skrei- og torskefisket utenfor Vest-Finnmark/Troms/Vesterålen i tiden november – mars/april.
- Vårtorskefisket på Finnmarkskysten i tiden mars – juni.
- Hyselinefisket på Finnmarkskysten sommer og høst.
- Seigarnfisket Vest-Finnmark – Lofoten i tiden september – januar.
- Seinotfisket for Vest-Finnmark og Troms vår, sommer og høst.
- Blåkveitefisket i juni – juli langs Eggakanten.
- Vinterloddefisket i Barentshavet og på kysten av Finnmark og Troms i tiden januar – april.
- Fisket etter rognkjeks vår – sommer.
- Sildefisket etter norsk vårgytende sild i Lofoten – Vestfjorden – Ofotfjorden september – februar.
- Fisket etter kongekrabbe på kysten av Øst-Finnmark i tiden oktober – desember.

De fiskerimessige forholdene er tillagt betydelig vekt i ULB-arbeidet. I tillegg ble det etablert en arbeidsgruppe mellom fiskeri- og oljemyndigheter og fiskeri- og oljenæring som vurderte nærmere muligheter for sameksistens mellom de to næringene. Gruppen rapporterte at det er et godt grunnlag for å utøve både fiskeriaktivitet og petroleumsaktivitet i det aller meste av det store havområdet Lofoten – Barentshavet som gruppen har vurdert. De fleste steder er det gjeldende regelverket og praksis tilstrekkelig for å sikre sameksistens mellom de to næringer og gruppen ser ikke behov for ytterligere reguleringer av petroleumsaktiviteten. Gruppen har imidlertid identifisert tre områder av særlig viktighet hvor en ser behov for operasjonelle begrensninger av petroleumsvirksomheten:

- Området langs kontinentalskråningen (Troms I, Troms III og Bjørnøya Vest). Her foreslås årstidsbegrensninger i forhold til seismisk aktivitet og leteboring og ingen særskilte begrensninger i forhold til produksjon.
- De østlige deler av Nordland VI, VII og Troms II (grunnere enn 400 m vanndyp). Her foreslås omfattende begrensninger på seismisk aktivitet og leteboring. En har her ikke kunnet samle seg om en konklusjon om at petroleumsvirksomhet vil være forenelig med å ivareta hensynet til fiskeressurser og fiskeriaktiviteter på en god måte.
- Et kystbelte langs Troms III, Finnmark Vest og Finnmark Øst. I området synes det ikke aktuelt med leteboring og produksjon i overskuelig fremtid, og betingelser for aktivitet er således ikke vurdert.

Disse områdene er illustrert som prikkete arealer i figur 1.4.

3 Kunnskapsgrunnlaget

Det er prinsipielt tre grunner til at det oppstår usikkerhet i beregningene av konsekvenser av fremtidig petroleumsvirksomhet:

- Manglende kunnskaper om nåsituasjonen
- Manglende kunnskaper om konsekvensene av petroleumsaktivitet på livet i havet og samfunnsutviklingen
- Endrede forutsetninger i prognoseperioden frem til 2020

Nedenfor er det foretatt en gjennomgang av hvordan disse forholdene er belyst i ULB.

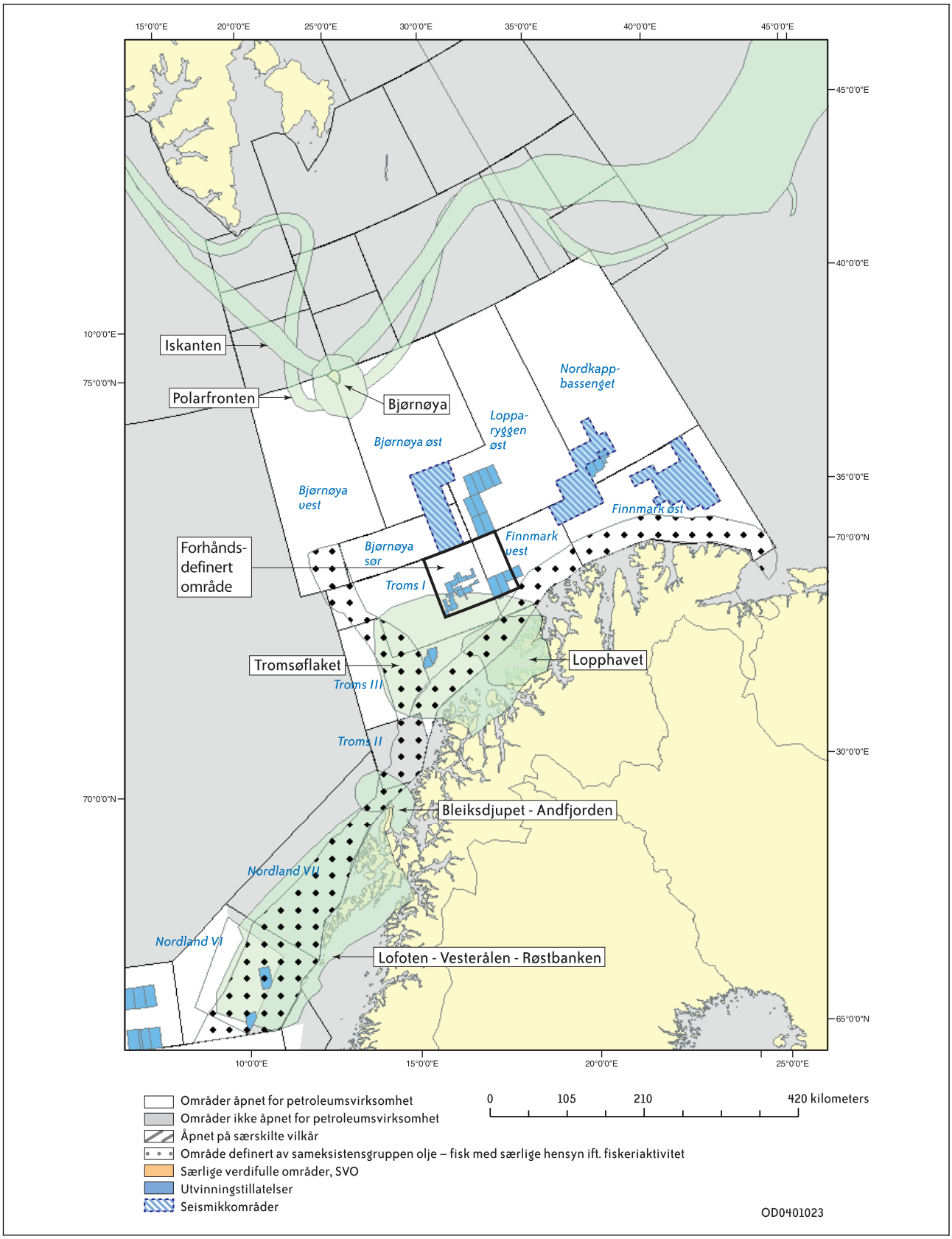
Det må understrekes at konsekvensvurderingene i ULB-arbeidet generelt er basert konservative, og at usikkerhet således i stor grad er ivaretatt i vurderingene.

3.1 Miljøforhold og naturressurser

3.1.1 Naturforhold

Den kunnskap som finnes om naturressurser og miljøforhold utgjør grunnlaget for dagens forvaltning av området. Kunnskapen bygger på mangeårige undersøkelser i regi av blant annet universitetene, Havforskningsinstituttet, Norsk Polarinstitutt og Norsk Institutt for Naturforskning, og favner en rekke tema, arter og populasjoner. Det må likevel understrekes at kunnskapen på enkelte områder er mangelfull. Dette gjelder for eksempel kartlegging av miljøressursene på sjøbunnen.

Som en del av grunnlaget for arbeidet med den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet har Havforskningsinstituttet og Norsk Polarinstitutt i



Figur 1.4 Oversikt over de høyest prioriterte særlig verdifulle områdene (SVO) og områder foreslått med begrensinger av petroleumsvirksomhet i forhold til fiskeriene

Kilde: Oljedirektoratet

samarbeid utarbeidet en statusrapport for miljøforhold og naturressurser i området. Som en videreføring av dette arbeidet er det utarbeidet et supplement omkring kunnskapsbehovet. Dette supplementet inkluderer problemstillinger som i liten grad tidligere er forsøkt løst eller forsket på, samt oppdatering av problemstillinger som er studert, men der en har for gamle data, utilstrekkelig geografisk dekning eller hvor endring i metodikk gjør at eksisterende data ikke har tilfredsstillende kvalitet. Følgende forhold er gitt høyest prioritering for oppfølging knyttet til den helhetlige forvaltningsplanen og/eller sektorutredningene:

- Å bedre kunnskap om økologiske interaksjoner
- Å bedre kunnskapen om geografisk forekomst og fordeling av sjøfugl og sjøpattedyr i ulike årstider
- Kartlegging av bunnsamfunn
- Bedring av fiskeristatistikk

Dette betyr at vurderingene av konsekvenser er beheftet med større usikkerhet på disse områdene enn på områder hvor det er bedre kunnskap. Eksempelvis er det svært vanskelig å si hvordan marine pattedyr og sjøfugl vil bli berørt av oljesøl så lenge det ikke finnes gode data om hvor de oppholder seg utenom hekkelokalitetene. Enkelte fuglearter har en bekymringsfull status slik at det er viktig å få et langt bedre grunnlag for å vurdere årsaken til dette og for å kunne vurdere hvordan nye aktiviteter vil virke inn. Mangelfull kartlegging av havbunnen gjør det også vanskelig å forutsi hvordan eksempelvis korallrev og skjellbanker vil bli påvirket. For normal drift gjelder forutsetningen om null utslipp til sjø. Konsekvensvurderinger for akutte utslipp er generelt basert på verst tenkelige forhold (forekomst, årstid osv.). Dette medfører at verst tenkelige konsekvenser er vurdert, og eventuelt redusert usikkerhet i anslagene vil normalt angi mindre konsekvenser.

For å sikre en god forvaltning av havmiljøet er det således viktig at kunnskapsgrunnlaget styrkes på enkelte områder. Dette vil derfor være en viktig oppgave knyttet til arbeidet med oppfølging av sektorutredningene og den helhetlige forvaltningsplanen.

I ULB-arbeidet er det erkjent et behov for bedre kunnskap omkring sjøfuglbestander og forekomst/fordeling. En prosess for kartlegging og styrking av kunnskapsgrunnlaget vil bli igangsatt basert på SEAPOP-konseptet (Seabird Population Management and Petroleum Operations) som er utarbeidet av Norsk Institutt for Naturforskning (NINA). Kartlegging av bunnfauna er foreslått som et tema som skal vurderes geografisk i forhold til planer om konkret virksomhet. Andre sentrale økologiske/biologiske problemstillinger med behov for økt kunnskap er i ULB sammendragsrapporten foreslått som en integrert del av arbeidet med forvaltningsplanen for Barentshavet.

3.1.2 Meteorologi

Kunnskap om meteorologiske forhold er viktig, særlig knyttet opp mot design av innretninger og operasjon av disse, samt knyttet til spredning/forvitring av olje og tilhørende effektivitet av oljevernberedskapen. Det foretas regelmessige målinger av meteorologiske parametere i området. Som grunnlag for beregningene av oljedrift er det lagt til grunn 30 års vindstatistikk fra Meteorologisk Institutt, og 3600 simuleringer er utført. Dette vurderes således å gi et robust statistisk bilde av forventede forhold når det gjelder vind og oljedrift for tiltak mot et eventuelt utilsiktet oljeutslipp.

I etterkant av utredningen er det kommet frem faglige innvendinger mot omfanget og behandlingen av meteorologiske data i ULB. Det er særlig pekt på at vær og klima på mange måter er strengere i Barentshavet enn i Nordsjøen, og at varsling av været er betydelig vanskeligere. Dette skyldes blant annet at datadekningen er vesentlig dårligere på grunn av manglende observasjonsposter til havs og manglende radarer for vær- og isobservasjoner.

De viktigste forholdene som skiller Barentshavet fra Nordsjøen, er temperatur og ising, bølger, tåke, snø og plutselige værforandringer. I tillegg har man langt flere lokale værfenomener i Barentshavet enn i Nordsjøen, med bl.a. mindre romlig utstrekning på mange polare lavtrykk. Mangelfullt datagrunnlag og mindre pålitelig værvarsling vil kreve mer omfattende sikkerhets- og beredskapstiltak for å oppfylle HMS-regelverket og dermed oppnå samme sikkerhetsnivå som lenger sør.

3.2 Teknologikunnskap

Oljedirektoratet har gjennomført en vurdering av teknologistatus i forhold til de krav/forutsetninger som stilles til helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten – Barentshavet.

Det er generelt konkludert at det finnes eller er under uttesting teknologi som vil imøtekomme samtlige forutsetninger. Hver enkelt petroleumsutbygging er unik. Dette medfører at de tekniske løsninger som brukes ikke kan være generelle løsninger, men må tilpasses de aktuelle behovene for å møte forutsetningene. For å få gode løsninger for konkrete felt kan det være behov for teknologiutvikling.

3.3 Kunnskap om konsekvenser

I ULBs fagutredninger er det foretatt vurderinger av kunnskapen om konsekvenspotensial fra ulike faser/aktiviteter av helårig petroleumsvirksomhet.

Generelt er det dokumentert god kunnskap om potensial for konsekvenser for de ulike aktiviteter og for ulike miljøkomponenter. Det er imidlertid ikke gjort studier av alle relevante arter, selv om kunnskap om konsekvenser for en art ofte muliggjør vurderinger også for andre beslektede arter. Dette er i tråd med retningslinjene for studiene under forvaltningsplanen, hvor felles konsekvensvariable er valgt ut og utredet på temanivå. Arktiske økosystemer har likevel en del særtrekk som gjør at det kreves spesiell forskning på spredning, nedbrytning og effekter i disse systemene.

Kunnskapen om økosystemeffekter, dvs. hvordan skade på en økosystemkomponent (for eksempel en fiskepopulasjon) vil påvirke andre økosystemkomponenter (for eksempel sjøfugl eller sjøpattedyr), er mindre kjent. Økosysteminteraksjoner er også påpekt av Havforskningsinstituttet og Norsk Polarinstitutt som et tema for generell oppfølging gjennom forvaltningsplanen for Barentshavet.

3.3.1 Miljøkonsekvenser av normal drift

Gjennom 35 år med petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel er det opparbeidet betydelig kunnskap om konsekvenser på miljø, naturresurser og i forhold til andre næringer. I tillegg finnes det betydelig med kunnskap fra andre land og havområder. Miljøovervåkingen har i hovedsak fokusert på mulige effekter på bunnfauna/havbunn, og i de senere år også i større grad mot vannsøylen. En har således betydelig kunnskap om effekter av utslipp fra borevirksomhet og i forhold til akutte virkninger. Det er imidlertid fremdeles manglende kunnskap om mulige langtidsvirkninger av utslipp til sjø, bl.a. av produsert vann. Dette er et prioritert forskningstema, hvor mulige kunnskapsmangler forsøkes dekket, for eksempel gjennom forskningsprogrammet om langtidseffekter av petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø (PROOF). Selv om en i området Lofoten-Barentshavet forutsetter at det ikke skal være utslipp av produsert vann og borevæske til sjø under normal drift er det likevel viktig at forskningen på dette området videreføres for på sikt å bedre det totale kunnskapsnivået. Dette inkluderer også økt kunnskap om konsekvenser av akutt forurensning.

I Lofoten og Barentshavet syd har det vært boret hhv 1 og 61 brønner siden 1980. Disse boringene har bidratt med kunnskap om både operasjonelle utfordringer, miljømessige utfordringer og mulige miljøkonsekvenser spesifikt i området.

3.3.2 Miljøkonsekvenser av utilsiktede oljeutslipp

Kunnskap om miljøkonsekvenser av oljeutslipp er i stor grad knyttet til internasjonale erfaringer etter større skipsuhell. Norge har vært forskånet fra slike store tankskipshavarier, men spørsmålet om et oljeutslipps virkning på livet i havet er blitt viet stor oppmerksomhet både forskningsmessig og politisk også i Norge. Blant annet har slike spørsmål tidligere blitt behandlet i flere stortingsmeldinger og offentlige utredninger. Som et grunnlag for konsekvensutredningen som ledet opp til åpning av Barentshavet Syd for letevirksomhet i 1980 (St.meld. nr. 57 (1978–1979)) gjennomførte Havforskningsinstituttet en rekke eksperimentelle undersøkelser på fiskeegg og -larver av forskjellige viktige fiskeslag. Undersøkelsene som gikk ut på å studere den vannløslige fraksjonen av råoljens virkning viste at det var vesentlige artsforskjeller med hensyn på ømfintlighet, hvor sei- og torskelarver hadde laveste terskel for skade, mens sild tålte størst konsentrasjon av den vannløslige fraksjonen.

Grunnlaget for å vurdere konsekvenser av en forurensning er oftest basert på eksperimenter som registrerer effekter på enkeltindivider av forskjellige konsentrasjoner av den aktuelle forurensning. Konsekvenser vurderes imidlertid normalt på bestands-/populasjonsnivå, hvor sammenfall mellom kritiske stadier av en art og den forurensede vannmasse nyttes til å beregne en mulig reduksjon i den aktuelle årsklasse. Skadepotensialet vil på denne måten framstå som det verst tenkelige. Det er metodisk anerkjent å relatere konsekvensmålet til restitusjonstid; når forventes bestanden restituert etter en påvirkning fra et oljeutslipp. Kunnskapen om ulike arters/miljøkomponenters restitusjonstid bygger på en rekke undersøkelser fra ulike miljø, men kan naturlig nok forbedres. Dette gjelder også for arktiske miljøkomponenter. Kunnskapen vurderes likevel som langt på vei tilstrekkelig for å kunne forstå konsekvenspotensial generelt ved akutte oljeutslipp innen det aktuelle området.

Konsekvenspotensialet er vurdert med utgangspunkt i de største og mest langvarige utslipp, i områder og på tidspunkter som er verst tenkelig i forhold til de mest sårbare ressurser og uten hensyn til effekten av beredskapstiltak (stor konservatisme).

3.4 Endrede forutsetninger i prognoseperioden

Det er stor usikkerhet om hva som vil skje av ny virksomhet i området fram til 2020. Dette er forsøkt ivaretatt i ULB ved å definere scenarier som spenner opp et bredt spekter av framtidige utviklingstrekk for petroleumssektoren, jf avsnitt 2.3. Utvikling i andre sektorer skal ivaretas av de parallelle sektorutredningene.

ULB har framskrevet sysselsetting og befolkningsutvikling i Nord-Norge til 2020 uten vesentlig annen ny aktivitet. Dette foreligger dermed som et grunnlag for å si noe om konsekvensene for samfunnet frem til 2020. Tilsvarende analyser er ikke gjort for miljøforhold i Barentshavet utover omtalen i avsnitt 2.4.3. Miljøkonsekvensene er derfor beregnet for nåsituasjonen, ikke for 2020. Det er gjennom høringsprosessen stilt spørsmål til hvordan eventuelle fremtidige klimaendringer vil påvirke sannsynligheten for oljeutslipp. Det er vanskelig å gjøre kvantitative vurderinger av dette. Basert på forskningsresultater fra ACIA-arbeidet (Arctic Climate Impact Assessment) kan det antas at det i fremtiden kan bli en redusert hyppighet av ekstreme vindforhold, men at intensiteten øker. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til dette og hvordan det eventuelt vil innvirke på risikobildet og ellers på miljøforhold i havområdene. Det er imidlertid ikke forventet at større klimatiske endringer vil skje på kort sikt, og innen utredningsperioden (2005 – 2020).

3.5 Risiko

Risiko er en funksjon av sannsynlighet for hendelser og tilhørende konsekvenser. Risiko er en teoretisk størrelse basert på scenarier som reflekterer den enkelte virksomhetens egenart og lokasjon. I ULB-arbeidet er risikovurderingene svært konservative, blant annet fordi:

- Konsekvenspotensialet er vurdert med utgangspunkt i de største og mest langvarige utslipp, i områder og på tidspunkter som er verst tenkelig i forhold til de mest sårbare ressurser.
- Konsekvensene tar ikke hensyn til effekten av beredskapstiltak.
- Sannsynlighetstall er basert på internasjonale statistikker og reflekterer således ikke de strenge sikkerhetskrav som gjelder på norsk kontinentalsokkel.
- Sannsynlighetstall er generelle og tar ikke hensyn til utslippsmengde og -varighet.

Disse forholdene bidrar med usikkerhet i risikovurderingene, men med den konservative tilnærmingen som er benyttet angir resultatene «verst tenkelige» forhold, og eventuelle forbedrete data vil ikke angi høyere risiko.

3.5.1 Sannsynlighet for store utilsiktede oljeutslipp

På norsk kontinentalsokkel har det vært drevet petroleumsvirksomhet i nesten 40 år. Det er utbygd 57 felt med om lag 400 tilhørende innretninger, og det er lagt om lag 11.000 km med rørledninger. Til sammen er det på norsk kontinentalsokkel produsert 2,1 mrd. tonn olje (inkl. NGL/ kond.) og 730 mrd. m^3 gass. I løpet av denne perioden har det bare vært ett uhell (Bravo i 1977) som har resultert i et stort utslipp av olje (>1000m^3). I tillegg har det vært hendelser på Statfjord og Draugen med utslipp i størrelsesorden 500–1000 m^3. Sett i forhold til internasjonal uhellstatistikk og den omfattende aktiviteten på norsk kontinentalsokkel er dette et meget lavt nivå. Fravær av hendelser med store oljeutslipp skyldes et meget godt sikkerhetsregelverk og etterlevelse av dette. Omfanget og type sikkerhets- og beredskapstiltak tilpasses utfordringene i den enkelte virksomheten og på det enkelte sted. Norske erfaringer er altså at større uhellsutslipp av olje fra offshore virksomhet er svært lite sannsynlig.

Den statistikken som er lagt til grunn, reflekterer i hovedtrekk internasjonale nivåer og vurderes som meget konservativ og lite dekkende i forhold til operasjoner i Norge.

3.5.2 Forholdet mellom risiko og beredskap

I henhold til forurensningsloven skal beredskapen stå i rimelig forhold til sannsynligheten for at akutt forurensning oppstår og de konsekvenser den kan medføre. Dette vil i praksis si at resultatene fra en miljørisikoanalyse skal inngå i beredskapsanalysen for en aktivitet.

Hensikten med risikoanalyser generelt er ikke primært å beregne risiko, men å få bedre innsikt i hvordan ulykker kan forebygges og hvordan de kan begrenses. HMS-forskriftene pålegger norske operatører å gjennomføre og bruke miljørisikoanalyser som grunnlag for etablering av beredskap mot akutt forurensning.

En miljørisikoanalyse vil kunne anslå et miljørisikonivå og identifisere prioriterte miljøsårbare ressurser. Dette datagrunnlaget brukes i neste omgang for å definere dimensjonerende fare- og ulykkessituasjoner og hvilke ulike bekjempelses-

strategier som er mulige og effektive i disse situasjonene.

4 Miljøkonsekvenser

4.1 Normal drift

4.1.1 Seismiske undersøkelser

Seismiske undersøkelser kan gi effekter på blant annet fisk og marine pattedyr. Det er generelt godt dokumentert at potensialet for dødelige skader er meget begrenset, for de mest sensitive individer (fiskelarver) begrenset til noen få meter fra kilden. Tilsvarende er potensialet for andre fysiske skader vurdert som lavt.

Seismiske undersøkelser kan imidlertid ha en viss skremmeeffekt på fisk, noe som igjen kan medføre redusert fangst i nærliggende områder. Det er noe uenighet om omfanget av skremmeeffekt, herunder område som påvirkes og varighet.

Seismiske undersøkelser kan også medføre stressresponser og adferdsendringer hos marine pattedyr. For utredet virksomhet i det aktuelle området er imidlertid konfliktpotensialet vurdert som begrenset.

Ulike forebyggende tiltak er vurdert, og tidsbegrensning av seismiske undersøkelser er innført i deler av området.

4.1.2 Leteboring

Det er satt som forutsetning ingen utslipp av boreslam og borekaks til sjø fra leteboring. Normalt vil det derfor ikke være målbare effekter på havmiljø fra slik virksomhet. Teknologisk kan dette løses ved ilandføring og behandling, eventuelt ved reinjeksjon i særskilte tilfeller. Ilandføring medfører større operasjonelle og sikkerhetsmessige utfordringer i forhold til kakshåndtering og transport. Miljøkonsekvenser av løsningene skissert ovenfor vil være små.

I områder uten særskilt sårbar bunnfauna eller viktige gytefelt kan det tillates utslipp av borekaks fra topphullseksjonen(e). Dette forutsetter at et mulig influensområde vurderes/undersøkes for sårbar bunnfauna. Et slikt utslipp forventes kun å gi kortvarige og lokale effekter i form av fysisk tilslamming av havbunnen. Konsekvensene vil være små.

Kraft til boringen genereres normalt ved dieselgeneratorer, og medfører utslipp av avgasser som CO_2 og NO_X. De totale utslippene per leteboring er imidlertid begrensede i forhold til produksjonsfasen.

4.1.3 Brønntesting

Det vil normalt ikke være utslipp til sjø fra brønntesting. Oljedirektoratet har vist at det finnes teknologi i dag som kan møte denne forutsetningen, samt at alternative teknologier er under utvikling. Det forventes derfor ikke konsekvenser på havmiljøet som følge av brønntesting i området.

4.1.4 Utbygging

Miljømessige problemstillinger ved selve utbyggingen (anleggsvirksomhet med mer) er normalt knyttet til fysiske inngrep og fartøyvirksomhet. Anleggsvirksomhet er normalt av kort varighet, og konsekvenser av fysiske inngrep er generelt lokale.

4.1.5 Produksjonsfase

Utslipp til sjø

Forutsetningen for produksjon er at det ikke skal være utslipp av produsert vann til sjø. Under normal drift vil det derfor kun være utslipp av sanitær avløp, vaskevann og kjølevann. Slike utslipp forventes ikke å gi negative miljøkonsekvenser i åpne farvann.

Utslipp ved eventuelle driftsavvik er diskutert separat nedenfor.

Ved bruk av produksjonsanlegg på land vil en søke å finne løsninger der en ikke tar store mengder produsert vann til land (f.eks. undervannsseparasjon). På grunn av bedre plass og ingen vektbegrensning kan eventuelt produsert vann som tas til land renses bedre, f.eks. i biologiske anlegg. Eventuell etterinstallasjon av ny miljøteknologi vil også være enklere på et landanlegg. Det vil normalt være en lite hensiktsmessig miljøløsning å transportere produsert vann ut til feltet igjen for injeksjon. Likevel kan det være relevant å vurdere injeksjon for landanlegg i tilfeller hvor utslipp nær land kan skade arter og økosystemer eller på annen måte være til ulempe. Generelt vil best tilgjengelige teknikker (BAT) kreves lagt til grunn, og konsesjonsmyndighetene vil vurdere miljøkrav i forhold til den konkrete virksomheten og lokale resipientforhold. Dette vil bidra til å sikre gode totale miljøløsninger.

Utslipp til luft

Petroleumsvirksomhet er energikrevende. Energien genereres normalt ved forbrenning av gass og/eller diesel. Forbrenningsprosessen gir avgasser (eksos) som slippes ut til luft. I tillegg vil petro-

leumsvirksomhet gi noe utslipp til luft fra fakling og eventuelt bøyelasting. I ULB-arbeidet er det gjort beregninger av utslipp til luft for scenariene, hvor en inkluderer utslipp fra boring, produksjon, prosessering og transport. Det er videre vurdert mulige miljøkonsekvenser fra utslippene. Ingen av de belyste scenariene er funnet å kunne medføre overskridelse av tålegrenser for vegetasjon, men mer detaljerte vurderinger må gjøres i nærområder til eventuelle landanlegg for å fange opp eventuelle lokale forhold. Heller ikke nitrogensavsteninger over hav er funnet å ville gi noen merkbar effekt på algeproduksjonen. Det er således konkludert at utslipp til luft generelt ikke vil medføre særskilte miljøkonsekvenser i området. Utfordringen er således knyttet til utslippsvolum i forhold til Norges internasjonale forpliktelser.

Utslipp til luft for de ulike aktivitetsscenariene er beregnet og sammenlignet med Norges totale utslipp til luft. I nasjonal sammenheng kan NO_X - utslippene fra petroleumsvirksomhet, unntatt eksport av olje og gass med skip, i området medføre en økning på 0,4 – 0,8 % for ulike aktivitetsnivå, mens tilsvarende økning i CO_2-utslipp er beregnet til 3 – 5 % (opp i 8 % for et enkelt år).

Avfallsbehandling

Det er etablert gode rutiner for sortering og håndtering av avfall fra offshore petroleumsvirksomhet, og alt avfall vil håndteres og deponeres i henhold til regelverket. Avfallsmengden som genereres vil være beskjeden sett i forhold til den totale avfallsmengden som genereres i landsdelen. Konsekvensene av en beskjeden økning i avfallsmengde vurderes som små. Dette gjelder også for deponering av borekaks på land, hvor kapasiteten er stor.

4.1.6 Skipstransport

På grunn av stor avstand til markedene vil det være naturlig å benytte skip for transport av olje/gass fra området. Antall skipsanløp for de ulike aktivitetsscenariene er beregnet til fra 100 til 700 per år.

De største operasjonelle miljøutfordringene knyttet til skipstransport er relatert til utslipp til luft og håndtering av ballastvann.

Utslipp til luft

Skip genererer energi i hovedsak fra forbrenning av marin diesel og bunkers. Basert på standard antagelser om skipsmotorer er det beregnet utslipp til luft fra skipstrafikken under aktivitetsscenariene. Skipstrafikken vil gi et betydelig bidrag til utslipp fra den totale petroleumsvirksomheten av NO_X-utslipp (500 – 3000 tonn per år), og relativt sett et noe mindre bidrag av CO_2-utslipp (220.000 – 450.000 tonn per år).

Skip i internasjonal fart inngår ikke i de nasjonale forpliktelsene for utslippsreduksjoner.

Håndtering av ballastvann

Utslipp av ballastvann kan medføre innføring av nye levende organismer i et område. Her kan de, dersom de greier å etablere seg, forrykke den økologiske balansen og medføre alvorlige konsekvenser av både økologisk og økonomisk karakter.

ULB-arbeidet viser at konsekvensene av innføring av nye arter som etablerer seg i området kan være meget alvorlige. Sannsynligheten for at dette skal skje er imidlertid lav. Det er likevel påkrevd at en i fremtiden innfører tiltak som reduserer risikoen for innførsel av fremmede organismer med ballastvann. Det er både i Norge og internasjonalt i gang regelverksarbeid som skal bidra til slik risikoreduksjon. Parallelt pågår også et betydelig arbeid med teknologiutvikling for å møte de kommende kravene.

Spørsmålet om håndtering av ballastvann fra skip er vurdert i et totalt perspektiv i Utredning av skipstrafikk som et grunnlag for forvaltningsplanen for Barentshavet.

4.1.7 Feltavvikling

Norge er forpliktet gjennom OSPAR-konvensjonen (beslutning 98/3) til å fjerne alle offshore innretninger i henhold til nærmere angitte retningslinjer. I praksis vil derfor samtlige feltinnretninger som eventuelt utplasseres i området fjernes etter endt bruk. For rørledninger vil det være en sak-til-sak vurdering av disponeringsløsning, hvor særlig forholdet til fiskeriene vil vektlegges i beslutningen.

4.2 Driftsavvik

I ULB-arbeidet er det utredet konsekvenser knyttet til driftsavvik. Herunder utslipp av borevæske/borekaks ved brudd på stigerør eller ved tap av konteinere, samt for utslipp av produsert vann knyttet til produksjonsstart (2 måneder) eller ved 3 dagers nedetid på reinjeksjonsanlegget (maksimum 5 % utslipp jamfør kapittel 2.3.4).

4.2.1 Boring

Modelleringer som er utført viser at et uhellsutslipp av borekaks/borevæske kun vil berøre et

begrenset område. Volumet som slippes ut vil være meget begrenset og konsekvensene vil generelt være små.

4.2.2 Produksjon

Det er foretatt vurderinger av utslipp av produsert vann i henholdsvis 3 døgn og 2 måneder. Det er videre forutsatt at vannet vil renses før det slippes ut. Det er vurdert som lite sannsynlig at disse begrensede utslippene vil ha konsekvenser på havmiljø. Dette selv med utslipp i områder med høy tetthet av fiskelarver.

4.3 Utilsiktet oljeutslipp

Store utilsiktede oljeutslipp oppleves på mange måter som den største trusselen fra oljevirksomhet i forhold til naturressurser og en del næringsvirksomhet. Det er imidlertid viktig å belyse denne trusselen i form av risikobetraktninger, hvor en tar hensyn til sannsynlighet, mulige konsekvenser og effekt av tiltak.

For å belyse miljøtrusselen mest mulig realistisk må risikomodellen en bruker for å vurdere økologisk risiko være realistisk og basert på oppdatert kunnskap om miljøeffektene av et oljeutslipp, både akutteffektene og langtidseffektene. Det er særlig viktig å kjenne effektene av oljeutslipp i områder med sammenliknbare klimatiske og økologiske forhold. Etter presentasjonen av ULB er det publisert en studie av effektene etter Exxon Valdez-ulykken i 1989. Denne studien er særlig relevant ved vurdering av oljens effekter på kystnære økosystemer. Undersøkelsen konkluderer med at langtidseffektene av ulykken er atskillig mer omfattende enn tidligere antatt, både på arts- og økosystemnivå. Dette skyldes til dels metodikken som ble brukt for å rengjøre strandområdene. Det konkluderes videre med at eksisterende praksis for vurdering av effekter av utilsiktede utslipp er utilstrekkelig og bør endres, og det foreslås nye prinsipper for effektvurdering av olje-økotoksikologi (Science, 302: 2082–2086). Dette kan ha betydning også for vurderingene av hvilke effekter akutte utslipp av olje kan ha på kystnære økosystemer i Barentshavet. Det demonstrerer også behovet for på et tidlig tidspunkt å lage forbedrete retningslinjer for opprenskning av eventuelle oljesøl langs kysten, og for oppfølgende kartlegging av miljøeffektene.

4.3.1 Sannsynlighet

Det er hovedsakelig fire typer av ulykkeshendelser som kan føre til store akutte oljeutslipp i petroleumsvirksomheten på havet. Dette er:

- Rørledningsbrudd
- Utblåsninger
- Utslipp fra produksjons- og lagerskip, FPSO (Floating production storage and offloading, produksjonsskip)
- Tankskiphavari

I tillegg kommer mindre utslipp ved produksjonsuhell og fra assosiert skipstrafikk.

For hendelser som utblåsninger og rørledningslekkasjer er det likevel beregnet spesifikke sannsynligheter for tre aktivitetsnivåer i ULB for perioden 2005 – 2020:

- Aktivitetsnivå 1: 3 leteboringer pr. år, 1 oljefelt i drift i deler av perioden
- Aktivitetsnivå 2: 3 leteboringer pr. år, inntil 3 oljefelt i drift samtidig
- Aktivitetsnivå 3: 3 leteboringer pr. år, inntil 4 oljefelt i drift samtidig

Det er gjort beregninger av fire hendelser som alle er svært forskjellige med hensyn til mulighet for å detektere samt stoppe oljeutslipp. De aktuelle hendelser som er beregnet er; langvarige rørledningslekkasjer med lave lekkasjerater og som normalt ikke gir olje på havoverflaten, kortvarige rørledningslekkasjer med høye lekkasjerater, utblåsninger, utslipp fra FPSO samt utslipp fra skipstrafikk. Oppdaterte resultater for skipstrafikk er utarbeidet i etterkant av publiseringen av sammendragsrapporten for ULB. Resultatene av beregningene for hendelser som kan gi oljesøl på havoverflaten er presentert i tabell 1.1. Tallene angir statistisk forventningsverdi for en hendelse; et høyt tall har en lav forventet hyppighet mens et lite tall vil ha en relativt høyere forventet hyppighet.

Resultatene i tabell 1.1 angir en statistisk forventningsverdi for utslipp over 1000 tonn. Dette viser at en med en aktivitet tilsvarende aktivitetsnivå 1 statistisk kan forvente et stort oljeutslipp en gang på 270 år. Tilsvarende for en aktivitet som for aktivitetsnivå 3 er et stort utslipp på 45 år. Oversikten viser også at skipstrafikken assosiert med petroleumsvirksomheten kan utgjøre en relativt stor del av den totale sannsynligheten for utilsiktet oljeforurensning. Til sammenligning er statistisk forventningsverdi for store utslipp fra annen skipstrafikk i området, inkludert forventet oljetransport

Tabell 1.1 Statistiske forventningsverdier for uhellshendelser over 1000 tonn med oljesøl på havoverflaten i Lofoten–Barentshavet ut fra internasjonal statistikk. År mellom statistisk forventet hendelse.

Hendelse	Aktivitetsnivå 1	Aktivitetsnivå 2	Aktivitetsnivå 3
Rørledningslekkasjer som gir oljeflak på havoverflaten	2200	660	320
Utblåsninger	1.300	630	460
Utslipp fra FPSO	3.000	1.500	750
Skipstrafikk assosiert med norsk petroleumsvirksomhet i området	460	130	60
Akkumulert forventningsverdi	270	90	45

Kilde: Det Norske Veritas og Scandpower

fra Russland, 1 hendelse ca. hvert 20. år. Generelt representerer imidlertid utslipp fra skip mindre mengder olje, oftest i form av bunkersolje (drivstoff).

Det er videre viktig å understreke at konsekvensvurderingene i hovedsak relateres til de største utslippene, dvs. oljeutblåsninger med utslipp i størrelsesorden 10.000 – 180.000 tonn. En slik hendelse har en statistisk returperiode på 460–1300 år.

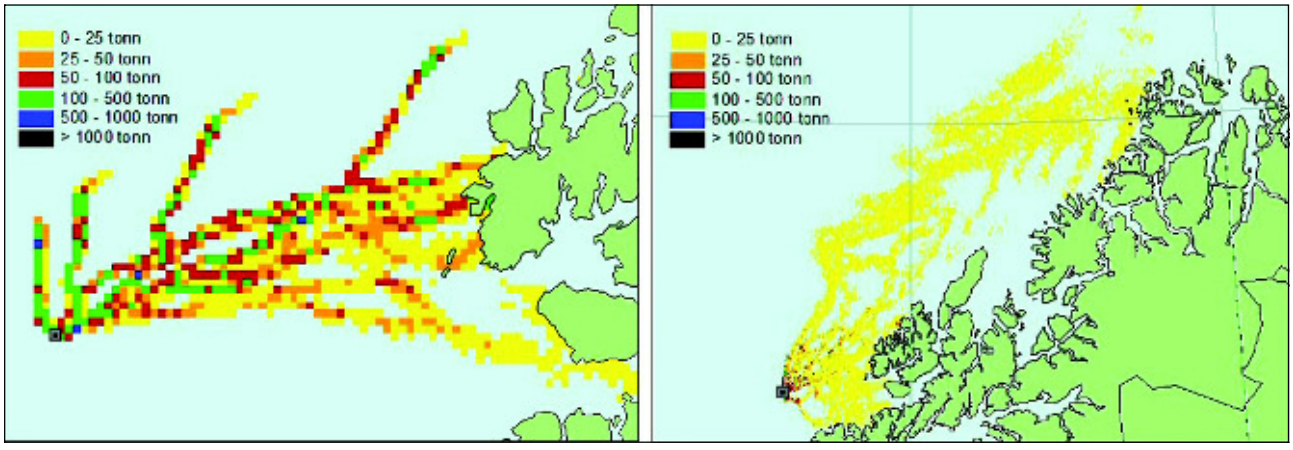
Det er dessuten viktig å presisere at risiko er en teoretisk størrelse, og at ovennevnte statistiske forventningsverdier ikke på noen måte er ment å spå om fremtiden. Hensikten med å analysere risiko er å forstå farene og deres konsekvenser i hvert enkelt tilfelle, for å kunne skreddersy de mest relevante og effektive sikkerhets- og beredskapstiltak. Hensikten er å hindre ethvert utslipp i fremtiden.

4.3.2 Oljedrift og -spredning

Et oljesøl vil spres på havoverflaten samtidig som det utsettes for en rekke prosesser som blant annet fordamping, nedblanding i vannmassene, vannopptak i oljen (emulgering) og nedbryting. De fleste oljetyper vil imidlertid spres i vind- og strømretning og kunne ha en forholdsvis lang oppholdstid på havoverflaten.

For de konkrete feltene er det gjennomført modelleringer av oljespredning. Disse angir et statistisk sannsynlighetsbilde for hvor og hvor langt et oljesøl vil drive. Videre beregner modellene hvor mye olje som for eksempel vil nå land i et gitt område, og hvor lang tid dette vil ta. Disse resultatene er benyttet i de videre konsekvensvurderingene.

Det eksempelet som angir størst mengde olje som strander er for en oljeutblåsning i Nordland



Figur 1.5 Oljens spredning over 30 døgn fra en tenkt oljeutblåsning i Nordland VII. Bildet til venstre angir scenariet med størst mengde olje som strander (sommersesong), mens bildet til høyre angir et gjennomsnittlig scenario (vintersesong)

Kilde: Det Norske Veritas

VII (nord for Lofoten). Dette kan gi inntil 34.000 tonn oljeemulsjon på strand, eller 900 tonn per kilometer strandlinje. Dette angir det verst tenkelige hendelsesforløpet, mens en gjennomsnittlig forventningsverdi for en oljeutblåsning i området vil være ca. 1/10 av dette. Figur 1.5 illustrerer spredning av oljeutslipp fra Nordland VII for henholdsvis verst tenkelige scenario og et scenario med gjennomsnittlig mengde påslag av olje på land.

4.3.3 Konsekvenspotensial

I ULB-arbeidet er det gjort omfattende vurderinger av konsekvenspotensial for en rekke miljøkomponenter som er spesielt sårbare i forhold til oljesøl. Det er også gjort grundige vurderinger av forskjell i konsekvenspotensial fra petroleumsvirksomhet i ulike geografiske områder.

Fiskeressurser

Olje kan innblandes i vannsøylen, enten under oppdrift fra et undervannsutslipp eller ved nedblanding fra et oljeflak på havoverflaten. Voksen fisk vil normalt trekke seg unna et oljesøl, mens fiskeegg og – larver ikke har mulighet til dette, og således utgjør de mest sårbare stadiene. Gyteområder og områder hvor larver drifter (i de øvre vannmassene) i de første leveukene representerer således de områdene med størst konsekvenspotensial i forhold til et stort oljeutslipp. Den sårbare perioden utgjør generelt kun noen få uker hvert år, men ressursene er da desto mer utsatt.

I det aktuelle området er det flere meget viktige gyteområder og områder med betydelig larvedrift. Blant de viktigste er gyteområdene for norskarktisk torsk i Lofoten – Vesterålen, med larvedrift nordover over kontinentalsokkelen og inn på Tromsøflaket. På Tromsøflaket er det store virveldannelser som bidrar til å samle og holde tilbake store mengder torskeyngel (juli måned). Et langvarig og stort oljeutslipp som rammer de sentrale gyteområdene eller retensjonsområdet på Tromsøflaket i den mest utsatte tidsperioden er funnet i verste tilfelle å medføre bortfall av ¼ årsklasse torsk, med en restitusjonstid på ca. 8 år.

Gyteområdene for lodde i den sørøstlige delen av Barentshavet er også svært viktige. Området er større i utstrekning og således noe mer robust i forhold til ytre påvirkning. Beregninger viser at verst tenkelige forhold kan gi bortfall av inntil 10 % av en årsklasse, med inntil 5 års restitusjonstid.

Også gyteområder for sild er vurdert. ULB-arbeidet viser at det største konsekvenspotensialet for fiskeressurser forventes ved oljesøl fra virksomhet utenfor Lofoten og Vesterålen (Nordland VI og VII). Et visst konsekvenspotensiale finnes også ved utslipp fra virksomhet i Finnmark Øst, mens utslipp fra virksomhet i andre områder generelt vil ha et lavt konsekvenspotensial.

Sjøfugl

Området Lofoten – Barentshavet er viktig for en rekke arter av sjøfugl, inkludert bestander som Norge har internasjonalt ansvar for. Det finnes viktige hekkeområder i området langs norskekysten og på Bjørnøya. Videre er området viktig under overvintring og under trekk for flere arter. Det er forholdsvis god kunnskap om hekkeområder for de fleste arter og bestander, mens kunnskapen om hvilke områder fuglene oppholder seg utenom hekkeperioden generelt er langt dårligere. Generelt vil distribusjon utenom hekketiden være styrt av mattilgangen, og områder som polarfronten vurderes således som et område med høy tetthet av sjøfugl.

Sjøfugl er svært sårbare for tilgrising av olje. I tillegg kan oljesøl gi mer langsiktige virkninger ved forgiftning og bortfall av næringsgrunnlag. Pelagisk dykkende og kystbundne dykkende sjøfugl er generelt betraktet som mest sårbare i forhold til oljesøl. Basert på kunnskap om hekkeområder og områder for matsøk i hekkeperioden er det utført en vurdering av relativt konsekvenspotensial for sjøfugl i forhold til et større oljesøl. Det er ikke gjort vurderinger av hvor store andeler av populasjoner/bestander som eventuelt kan gå tapt ved oljesøl i de enkelte områdene, og vurderingen er relativ mellom områdene.

Til dette må det understrekes at hele området Lofoten – Barentshavet vurderes som et viktig område for sjøfugl, med potensielt høy tetthet av sjøfugl. I hekkeperioden er det imidlertid vurdert at det største konsekvenspotensialet ligger ved Bjørnøya, samt i området langs kysten av Lofoten fra Røst og nordover til Nordkapp. Minst konsekvenspotensial vurderes således for virksomhet sentralt og øst i den norske delen av Barentshavet.

Sjøpattedyr

Pattedyr som oter og isbjørn er mer sårbare for oljeforurensning enn sel og hval. Oter har imidlertid en spredt utbredelse og bestanden er således likevel lite truet av et eventuelt oljesøl. Isbjørn som oppholder seg ved iskanten kan rammes. I forhold til den virksomheten som er belyst i ULB-arbeidet vurderes konsekvenspotensialet for isbjørn som

størst ved Bjørnøya. Sel har et tykt spekklag som verner mot skade fra oljeforurensning. Under ungekasting og hårfelling samles steinkobbe og havert i større antall på begrensede områder. Fersk og uforvitret olje kan da ramme mange enkeltindivider, særlig unger. Hvalene er generelt spredt over store områder og således lite truet. Unntaket er for arter som samles i større tettheter, for eksempel spekkhoggere i Vestfjorden og omkringliggende områder vinterstid. Skadepotensialet for disse er imidlertid vurdert som moderat. Dette begrunnes ut fra individenes motstandskraft i form av isolerende spekklag, toleranse mot olje og evnen til å unngå forurensning.

Med basis hovedsakelig i ansamlingene av sel i gitte områder er det største konsekvenspotensialet for sjøpattedyr vurdert å være ved oljeforurensning i området Lofoten og Vesterålen (virksomhet i Nordland VI og VII), men med et moderat potensial også ved virksomhet i Troms I, Finnmark Øst og Bjørnøya Vest.

Strandmiljø

Mengde olje, type strandmiljø og grad av bølgeeksponering er viktige faktorer for vurdering av konsekvenspotensial for strandmiljø i forhold til oljeforurensning.

I ULB-arbeidet er det vurdert at det største konsekvenspotensialet er i Lofoten og Vesterålen fra virksomhet i Nordland VI og VII. Store oljemengder kan også representere et forholdsvis stort konsekvenspotensial langs kysten av Øst Finnmark, mens virksomhet utenfor Vest Finnmark er vurdert å slippe ut relativt mindre oljemengder og således å representere et mindre konsekvenspotensial. For sentrale områder i Barentshavet Syd er det lav sannsynlighet for at et oljesøl vil tilgrise strandmiljø.

4.3.4 Beredskap mot akutt forurensning

Beredskapstiltak vil iverksettes etter et oljeutslipp for å redusere omfanget av spredning av oljeforurensning og således skadeomfanget. De beredskapstiltak som benyttes i Norge er normalt mekanisk oppsamling ved oljelenser og oljeopptagere (skimmere) og unntaksvis ved kjemisk dispergering. Det er imidlertid naturlige begrensninger knyttet til suksessen av mulige tiltak. Ved store bølgehøyder vil bølgene bryte og piske oljen ned i vannmassene. Det vil da ikke være olje på havoverflaten som eventuelt kan samles i en oljelense. Høye bølger og sterk strøm er i tillegg faktorer som generelt reduserer effektiviteten av mekanisk utstyr. Kjemiske dispergeringsmidler har også begrensinger knyttet til vind- og værforhold samt oljens egenskaper. Kjemisk dispergering er i tillegg et tiltak som må vurderes i forhold til de totale miljøkonsekvensene, da tiltaket i seg selv kan ha uheldige konsekvenser på for eksempel fiskeegg og –larver. Naturbestemte utfordringer gjør det derfor vanskelig å sikre en god beredskap mot akutt oljeforurensning. I nordområdene er i tillegg faktorer som lave temperaturer og ising, samt mangel på dagslys om vinteren ytterligere parametere som reduserer effekten av oljevernet. Manglende utbygd infrastruktur og store avstander er videre utfordringer i vår nordligste landsdel.

Store oljeutslipp fra petroleumsvirksomhet skjer i større grad uavhengig av værforhold enn tilsvarende for skipstrafikk. Skipsleder ligger ofte også relativt nær land. Det er således et relativt sett bedre grunnlag for at en oljevernaksjon knyttet til oljeutslipp fra offshore virksomhet skal lykkes. Beredskapsutstyret som disponeres av industrien gjennom NOFO (Norsk oljevernforening for operatørselskap) er i tillegg generelt av meget god kvalitet, og mengden utstyr er tilpasset virksomhetens risiko.

Relative vurderinger av oljevernets effektivitet i området Lofoten- Barentshavet viser at denne ved første barriere statistisk vil være fra 30 % i januar til 70 % i juli. Dette er tilsvarende nivå som for den nordlige del av Nordsjøen. I disse effektivitetsbetraktningene ligger dager med dårlig vær hvor effektiviteten vil være null, samt dager med gode værforhold og opp mot 100 % effektivitet. Industrien hevder at effektiviteten av beredskap i mørke er 65 % i forhold til i dagslys. Dette vurderer fagutreder (SINTEF) som noe optimistisk. Lave temperaturer og ising er videre faktorer som kan bidra til redusert effekt av beredskapen om vinteren. Eksempelstudier som er utført viser imidlertid at industriens beredskapstiltak kan redusere mengde av olje som strander etter et oljeutslipp betydelig. En reduksjon i strandet oljemengde i forhold til ingen tiltak på 85 % ved dagens beredskapsnivå og med muligheter til å oppnå hele 93 % reduksjon ved utvidet oljevern er beregnet ved hjelp av statistisk baserte modeller.

Det er likevel klart at beredskapen alltid kan bli bedre, men det er ikke realistisk å tro at beredskap skal kunne eliminere miljørisiko knyttet til petroleumsvirksomhet. Ytterligere teknologiutvikling for å bedre effektiviteten under kalde og mørke forhold er nødvendig, og det arbeides med dette. Videre er trening for økt koordinering og samhandling viktig for å sikre en rask og riktig respons, og således å besørge en beredskap som

er tilpasset både logistiske, utstyrsmessige og værmessige utfordringer.

I arbeidet med forvaltningsplanen vil det ses nærmere på den totale beredskapen i området, inkludert samordningen av statlig, kommunal og privat beredskap, og hvordan en kan oppnå optimal utnyttelse av de tilgjengelige ressurser.

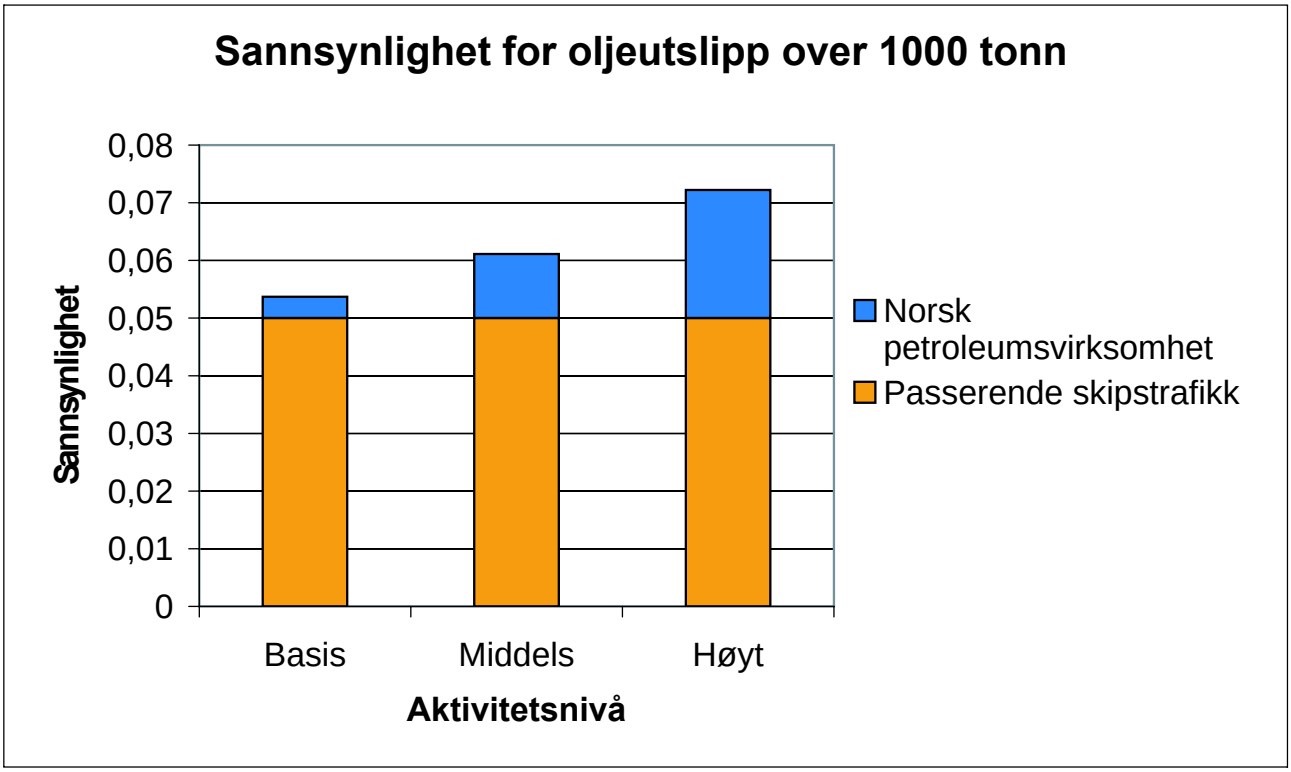
4.3.5 Risiko

I ULB-arbeidet ble sannsynlighet for utilsiktede oljeutslipp og konsekvenspotensial for naturressurser og næringsinteresser vurdert separat, hvor konsekvenspotensial ble vurdert i forhold til verst tenkelige hendelser. Sannsynlighets- og konsekvensreduserende tiltak ble også vurdert separat fra konsekvensvurderingene. Arbeidet lyktes således dårlig med å presentere et realistisk risikobilde for området inkludert helårig petroleumsvirksomhet. Dette er påpekt gjennom høringsprosessen til ULB, hvor det er uttrykt et ønske om at risikoen ved helårig petroleumsvirksomhet presenteres samlet. I etterkant av høringsrunden er det gjort en tilleggstudie for å forsøke bedre å belyse helheten i risikobildet. En vurderer da risikobidraget fra petroleumsvirksomhet i forhold til den totale risikoen i området.

Risiko er gitt ved produktet av sannsynlighet og konsekvens. Det betyr at sammenhengen mellom sannsynligheten for en hendelse og konsekvens av hendelsen angir risikobildet. En type hendelse med stor konsekvens og lav sannsynlighet kan således gi et mindre risikobidrag enn en type hendelse med mindre konsekvens og høyere sannsynlighet.

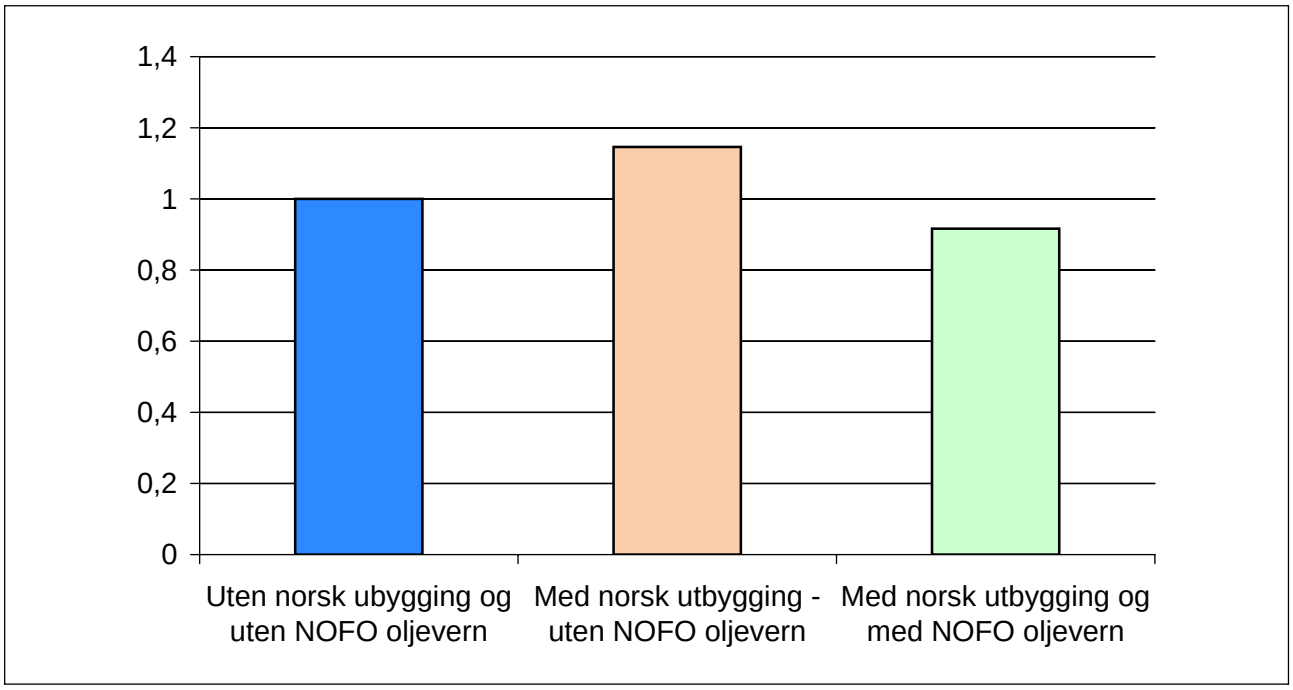
Som nevnt i kapittel 4.3 vil petroleumsvirksomhet i området medføre en viss sannsynlighet for utslipp. Likeledes vil petroleumsvirksomhet i området bety at industrien etablerer en oljevernberedskap i området noe som vil øke den samlede beredskap. Dernest medfører petroleumsvirksomhet at det alltid vil være forsyningsfartøy med god slepekapasitet i området. Dette kan bidra til å redusere mulighetene for stranding av skip og dermed også redusere sannsynligheten for utslipp av olje. Oljevernberedskapen vil redusere konsekvensene av eventuelle utslipp, men vil ikke eliminere konsekvensene.

Figur 1.6 angir sannsynlighet for oljeutslipp over 1000 tonn med og uten norsk petroleumsvirksomhet i området. Blå del av kolonnene utgjør bidraget fra norsk petroleumsvirksomhet til den totale sannsynligheten for utslipp, som igjen utgjør en del av risikobildet.



Figur 1.6 Sannsynlighet for oljeutslipp over 1000 tonn for ulike aktivitetsnivå av petroleumsvirksomhet, og inkludert andre utslippskilder

Kilde: Det Norske Veritas



Figur 1.7 Miljørisiko med og uten norsk petroleumsvirksomhet (middels aktivitetsnivå), samt effekt av beredskapen på total risiko. Bakgrunnsrisiko satt lik 1

Kilde: Det Norske Veritas

Bakgrunnsrisiko, uten norsk petroleumsvirksomhet i området Lofoten – Barentshavet, er beregnet ved å studere sannsynlighet for utslipp fra skipstrafikk og konsekvenser av dette. Dette inkluderer risiko fra russisk oljetransport. Samtidig er effekten av offentlig norsk beredskap lagt til grunn i beregningene.

Resultatene viser naturlig nok at norsk petroleumsvirksomhet i området vil øke den totale sannsynligheten for oljeutslipp i området. Samtidig vil beredskapen som industrien etablerer i området gi en økning i den totale beredskapen. Denne beredskapen vil kunne redusere konsekvensene av et oljeutslipp, også av utslipp fra annen virksomhet (skipstrafikk). Resultatene angir at den samlede risikoen ved norsk petroleumsvirksomhet i området blir lavere enn for en situasjon uten norsk virksomhet i området. Dette skyldes at samlet konsekvensbidrag reduseres relativt mer enn samlet sannsynlighetsbidrag øker. Et eksempel er gitt nedenfor.

Figur 1.7 angir miljørisiko for middels aktivitetsnivå. Denne tar hensyn til både sannsynlighet for utslipp og utslippsmengde (som igjen kan gi konsekvens). Den blå kolonnen er en referansesituasjon uten norsk petroleumsvirksomhet, hvor russisk oljetransport er største bidragsyter. Den brune kolonnen angir referansesituasjonen pluss norsk petroleumsvirksomhet, men hvor en ikke tar hensyn til beredskapstiltak. Den grønne kolonnen angir tilsvarende situasjon, men hvor en tar hensyn til industriens oljevernberedskap. Dette viser en økt isolert risiko ved petroleumsvirksomhet på 14 %. Effekten av beredskapen reduserer imidlertid risikoen med 22 %, slik at den totale effekten av petroleumsvirksomheten er en risikoreduksjon på 8 % i forhold til en situasjon uten norsk petroleumsvirksomhet.

5 Konsekvenser for andre næringer

5.1 Normal drift

5.1.1 Konsekvenser for fiskeriene

ULB-arbeidet konkluderer med at helårig petroleumsvirksomhet i området normalt kun vil medføre begrensede operasjonelle ulemper for utøvelse av fiskeriaktivitet, og kun marginale virkninger i form av fangstap/arealtap for enkeltområder under utbygging og normal drift. Slike virkninger vil være størst i Lofoten – Vesterålen (Nordland VI og VII) hvor aktuelle arealer er fullt utnyttet, men er også her begrensede. Tidsbegrensninger for aktiviteter som seismiske undersøkelser og leteboring er allerede innført i enkelte geografiske områder, og vil bidra til ytterligere reduksjon i operasjonelle ulemper. Tekniske utbyggingskonsept vil også vel-

ges og eventuelle rørtraseer diskuteres med fiskeriinteressene for å besørge en mest mulig konfliktfri virksomhet.

En arbeidsgruppe bestående av representanter fra fiskerimyndigheter og -næring og petroleumsmyndigheter og –næring har vurdert muligheten for sameksistens mellom fiskernæring og helårig petroleumsvirksomhet i området. Resultatene fra arbeidet er sammenstilt i en egen rapport. Deres konklusjoner går i retning av gode muligheter for sameksistens under normal drift (forutsatt at det ikke er utslipp til sjø, jamfør kapittel 2.3.4), mens trusselen for større oljesøl er funnet langt mer bekymringsfull (se kapittel 5.3.1).

5.1.2 Konsekvenser for havbruksnæringen

Med unntak av eventuelle ulemper under anleggsarbeid, et begrenset arealbruk for eventuelle landanlegg og mulige oppankringssteder for assosiert skipstrafikk, vil ikke helårig petroleumsvirksomhet medføre særlige problemstillinger i forhold til havbruksnæringen. I motsatt retning kan petroleumsvirksomhet ha positive virkninger i form av økt infrastrukturutbygging, økt logistikktilbud og muligheter for tilgang til oppvarmet vann.

5.1.3 Reindrift

Omfanget av petroleumsvirksomhet som inngår selv ved høyt aktivitetsnivå krever et begrenset areal på land. Sammen med oppbygging av infrastruktur og aktiviteter ellers i samfunnet, vil dette imidlertid over tid bidra til å redusere det totale tilgjengelige reinbeitet, særlig i kystområdene. Dette er en bredere samfunnsproblemstilling som omfatter mer enn forholdet til en eventuell petroleumsvirksomhet. Konsekvensene for reindrift fra petroleumsvirksomhet vil isolert sett være små.

5.2 Driftsavvik

De vurderingene som er gjort for eventuelle driftsavvik, for eksempel begrensede utslipp av produsert vann og borekaks/-væske viser at miljøkonsekvensene av dette vil være neglisjerbare. Videre konsekvenser av dette i forhold til næringer som fiskeri og havbruk vurderes således som urealistisk.

5.3 Utilsiktet oljeutslipp

5.3.1 Konsekvenser for fiskeriene

Et stort oljeutslipp kan ramme fiskerivirksomhet ved direkte tilgrising av fartøy, fangst og utstyr, gjennom administrative tiltak som stenger områder for fiskeriutøvelse i kortere eller lengre perioder etter en hendelse, samt gjennom renomé-effekter i markedet. Sistnevnte kan på mange måter utgjøre den største trusselen fra et eventuelt oljeutslipp, da dette kan ramme næringen også utenfor det geografiske området som eventuelt er direkte rammet. Slike hendelser vil ha konsekvenser både for fiskeriene og for foredlingsindustrien med tilhørende ringvirkninger i samfunnet. Disse konsekvensene har imidlertid ikke latt seg kvantifisere, da det er svært mange usikre og utenforliggende faktorer som vil kunne innvirke på konsekvensbildet. I ULB-arbeidet er det imidlertid gjort vurderinger av hvilken fiskerivirksomhet og hvilke områder som vil kunne oppleve de største konsekvensene.

Det er generelt funnet at sesongfiske og kystfiske i områdene Lofoten – Vesterålen (Nordland VI og VII) er mest utsatt. For de øvrige områdene er konsekvenspotensialet vurdert som mindre relativt sett, og de åpne havområdene i Barentshavet Syd (Lopparyggen Øst og Bjørnøya Vest) er vurdert som minst utsatt. Tilsvarende vil også samisk kyst- og fjordfiske kunne påvirkes ved et eventuelt utilsiktet større oljeutslipp.

5.3.2 Konsekvenser for havbruksnæringen

På samme måte som for fiskeri vil et oljeutslipp kunne gi konsekvenser i form av redusert salg (renomé-effekter) utover det direkte påvirkete området. Erfaringer etter skipsforlis i utlandet viser at større oljeutslipp kan ha konsekvenser for havbruksnæringen i flere år etter hendelsen, både knyttet til båndlegging av områder og markedseffekter. Konsekvensene kan derfor bli betydelige for hele næringen.

Havbruksnæringen finnes spredt langs kysten i hele det aktuelle området. Foruten anleggene som berøres direkte vurderes markedsreaksjonene å kunne medføre langt mer betydelige konsekvenser. Det er derfor ikke gjort noen vurderinger omkring hvorvidt enkeltområder er mer utsatt konsekvensmessig i forhold til andre geografiske områder.

5.3.3 Konsekvenser for turistnæringen

Reiselivsnæringen er en viktig vekstnæring i landsdelen, og er vurdert spesifikt i ULB-arbeidet for områdene Lofoten – Vesterålen og ved Nordkapp. Konsekvensene lokalt kan bli betydelige, særlig som følge av at naturopplevelsene danner grunnlaget for en betydelig del av virksomheten. For reise-

livsnæringen er det vurdert at virkningene etter et eventuelt oljeutslipp vil kunne ha en varighet på inntil 5 år, og således medføre betydelige negative lokale konsekvenser med oppsigelser og konkurser. De sysselsettingsmessige konsekvensene vil likevel være av begrenset omfang totalt sett.

6 Samfunnsmessige konsekvenser

6.1 Investeringer og inntekter

Viktige samfunnsmessige virkninger er relatert til investeringer og inntekter. I ULB-arbeidet er det derfor gjort beregninger av investeringer og inntektspotensial for den fiktive virksomheten. Disse beregningene er selvfølgelig beheftet med betydelig usikkerhet. Avhengig av aktivitetsnivå vil investeringer utgjøre fra 42 – 152 mrd. kroner og driftskostnader fra 20 – 37 mrd. kroner for hele perioden (2005–2020). Dette innebærer gjennomsnittlig 2 – 7 mrd. kroner i årlige investeringer og 1 – 3 mrd. kroner i årlige driftskostnader i perioden. De siste årene har til sammenligning investeringene i petroleumssektoren i Norge ligget på et gjennomsnitt på ca. 60 mrd. kroner.

Under gitte forutsetninger for prissetting vil bruttoverdien av ressursene i scenariene basis-, middels – og høyt aktivitetsnivå, være henholdsvis 130, 380 og 570 mrd. kroner. Anslagene er basert på en oljepris på 135 kroner per fat, og med de svingningene det kan være i oljepris tilsier dette en stor usikkerhet (dagens oljepris er ca. 210 kroner per fat). I basisscenariet er bruttoinntektene på om lag 7 mrd. kroner i 2008 og 2009. For scenariet middels aktivitetsnivå vil inntektene øke med stigende oljeproduksjon frem til 2012, hvoretter denne avtar. Toppnivået anslås til 24 mrd. kroner. I høyt aktivitetsnivå vil bruttoinntektene være høyest i perioden 2019–2026, maksimalt beregnet til 33 mrd. kroner i 2021.

6.2 Sysselsettingsvirkninger

Basert på investeringer og driftskostnader er det i ULB-arbeidet vurdert positive og negative virkninger for samfunnet, både lokalt, regionalt og nasjonalt. I en utbyggingssituasjon er virksomheten funnet å kunne gi signifikante positive effekter sysselsettingsmessig, spesielt i områder av landet med etablert petroleumsrelatert virksomhet (Vestlandet og Oslo-regionen). Det er beregnet at aktiviteten kan medføre anslagsvis 5.000 – 15.000 årsverk pr. år nasjonalt for henholdsvis basis og høyt aktivitetsnivå. For landsdelen vil tilsvarende tall ligge i størrelsesorden 1000 – 4200 årsverk pr. år. Dette medfører en økning på opp til 2 % av sysselsettingen i landsdelen, men effekten kan være betydelig høyere i lokalregioner med relativ stor ny virksomhet, opp til 15–20 %. Disse anslagene vurderes som nøkterne, der det vil finnes et potensial for ytterligere lokale virkninger. Foreløpige erfaringer fra Snøhvit-utbyggingen bekrefter at lokale og regionale virkninger kan bli større dersom mulighetene legges til rette for dette og ivaretas.

6.3 Samiske forhold

I ULB-arbeidet er konsekvenser for samisk næringsvirksomhet vurdert separat, herunder reindrift, fiskeri- og oppdrettsvirksomhet. Konsekvenser for samiske næringsinteresser er generelt funnet å ville være små. En slik konklusjon vil likevel i stor grad være avhengig av lokalisering av et eventuelt landanlegg og hvordan samiske næringsinteresser vil delta i et slikt prosjekt.

Hvordan eventuell helårig petroleumsvirksomhet vil påvirke det samiske samfunnet generelt, dets utvikling, kultur og identitet har vært forsøkt belyst, men det har vært vanskelig å komme med noen entydige konklusjoner. Usikkerheten knyttet til slike vurderinger er meget stor og konklusjonene vil være sterkt avhengige av lokalisering av eventuell utbygging og valg av utbyggingsløsning. I forbindelse med konkrete utbyggingsaker vil disse spørsmålene bli nærmere belyst og det vil da være lettere å belyse eventuelle konsekvenser mer konkret.

6.4 Andre forhold

Ny virksomhet representerer også muligheter for negative samfunnsvirkninger og utfordringer lokalt, relatert blant annet til midlertidig anleggsvirksomhet og behov for omfattende ny infrastruktur med tilhørende investeringer. En god og tilpasset planlegging vil kunne motvirke slike virkninger.

Økt konkurranse om arbeidskraft er hevdet å være en negativ konsekvens av petroleumsvirksomhet i landsdelen. Kompetansekrav og det totale behovet for arbeidskraft taler i mot dette på generell basis. At det innen enkelte bransjer og i enkelte lokalområder må kunne påregnes press på arbeidsmarkedet, spesielt i anleggsperioder, er likevel naturlig.

7 Samlet vurdering av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i Lofoten – Barentshavet

ULB-arbeidet har vurdert problemstillinger knyttet til mulige konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i forhold til miljø, naturressurser, næringsvirksomhet og samfunn. Problemstillingene er utredet i henhold til utredningsprogrammet inkludert innspill gjennom en omfattende høringsrunde. Det vurderes således at samtlige relevante problemstillinger knyttet til helårig petroleumsvirksomhet er belyst så langt som mulig innenfor de rammer og det kunnskapsgrunnlag som lå til grunn for arbeidet. De ulike tema og problemstillinger er redegjort for i forutgående delkapitler. I dette delkapitlet trekkes resultatene sammen til konklusjoner i forhold til normal drift og risiko for oljeutslipp.

7.1 Normal drift

Med de forutsetninger som er lagt til grunn for virksomheten er det generelt funnet at helårig petroleumsvirksomhet under normal drift kun vil medføre små og ubetydelige negative konsekvenser. Dette gjelder både i forhold til naturressurser, miljø, annen næringsvirksomhet og samfunnet ellers.

I motsatt retning vil helårig petroleumsvirksomhet kunne være en viktig positiv stimulans i landsdelen, med et potensial for investeringer og kjøp av varer og tjenester, med økt sysselsetting og ringvirkninger som konsekvens. Slike virkninger vil også være meget viktige for etablerte petroleumsprovinser i Norge. Virksomheten vil således kunne bidra til en opprettholdelse av petroleumsrelatert kompetanse med de muligheter dette gir industrien både innenlands og utenlands. Virksomheten vil også bidra med viktige inntekter til staten gjennom skatter, avgifter og eierandeler.

7.2 Risiko

Enhver virksomhet representerer en risiko. Norsk petroleumsvirksomhet er kjent for stor sikkerhetsfokusering og svært få hendelser med store oljeutslipp til sjø har skjedd. Statistiske beregninger som er utført viser at det er en viss sannsynlighet for at større oljeutslipp kan skje, men at det er svært lav sannsynlighet for de mest alvorlige hendelsene i de mest sårbare områdene (for eksempel er sannsynligheten for en oljeutblåsning i Lofoten, i gyteperioden for torsk, med en verst tenkelig drivretning og oljetype svært lav). Erfaringene fra kontinentalsokkelen viser at selv for de største oljeutslippene har konsekvensene vært begrensede, som følge av vellykkede oljevernaksjoner eller gunstige forhold. Beredskapens effektivitet er imidlertid ofte utsatt for kritikk, og vil aldri kunne bli fullkomment. Beregninger som er utført viser imidlertid at utstyret og operasjonene i de fleste tilfeller vil kunne bidra til å redusere konsekvensene av oljeforurensning betydelig. Ytterligere styrking av beredskapen mot akutt oljeforurensning vil forsterke den totale effektiviteten.

Risikovurderinger som er gjort viser naturlig nok at helårig petroleumsvirksomhet isolert sett vil gi en økt miljørisiko. Ved å belyse den totale risikoen for oljesøl i området, inkludert russisk skipstransport, er det imidlertid vist at helårig petroleumsvirksomhet faktisk vil bidra til en risikoreduksjon. Årsaken til dette er at industriens oljevernberedskap, dersom anvendt ved tredjeparts utslipp, vil ha en større positiv virkning enn virksomhetens eget risikobidrag. Tiltak for styrking av beredskapen i forhold til skipstrafikk er belyst i Utredning av skipstrafikk.

Det er likevel ikke til å unngå å vektlegge at petroleumsvirksomheten vil ha et isolert risikobidrag. ULB-arbeidet har vist at enkelte geografiske områder har et større konsekvenspotensial og således utsettes for en større risiko enn andre områder gitt en tilsvarende virksomhetsutøvelse dersom ikke særskilte tiltak gjennomføres. Gjeldende sikkerhetsregelverk vil imidlertid kreve mer omfattende forebyggende- og beredskapstiltak i disse områdene. Dette gjelder spesielt områdene omtalt SVO (spesielt verdifulle områder), herunder Lofoten-Vesterålen, Tromsøflaket, Bjørnøya, polarfronten, iskanten samt en del kystnære områder.

7.3 Total vurdering

Sammendragsrapporten fra ULB-arbeidet inneholder en tabell som oppsummerer konsekvenser fra ulike petroleumsaktiviteter i forhold til ulike miljøkomponenter på en relativ skala. Denne er gjengitt i tabell 1.2. Det er viktig å understreke at konsekvenser under normal drift er forholdsvis forutsigbare, mens konsekvenser knyttet til et utilsiktet oljeutslipp er lite forutsigbare. Konsekvenser av utilsiktede oljeutslipp er derfor vurdert i form av et konsekvenspotensial der det ikke er tatt hensyn til sannsynligheten for et utslipp. En risikovurdering på generell basis, som presentert i kapittel 4.3.5 over, angir en total risikoreduksjon ved helårig petroleumsvirksomhet, som følge av beredskapen. Slike vurderinger er imidlertid ikke gyldige for konkret virksomhet. For konkret virksomhet må

Tabell 1.2 Oppsummering av relative miljøkonsekvenser for utvalgte konsekvensvariable for relevante petroleumsrelaterte aktiviteter/påvirkningsfaktorer. *** = stor, ** = middels, * = liten, 0 = ubetydelig konsekvens og - = ikke relevant.

Tema	Konsekvenser av aktivitet under normal drift					Konsekvenser av utilsiktede oljeutslipp
	Seismikk	Leteboring	Brønntesting	Utbygging og produksjon	Skipstrafikk	
Fisk	* (note 1)	0	0	*	*	**
Truete arter	0	0	0	0	*	***
Sjøpattedyr	*(note 1)	0	0	0	0	**
Sjøfugl	0	0	0	*	*	***
Bunnsamfunn	-	0 (note 2)	-	* (note 3)	-	*
Plankton	0	0	0	0	-	*
Strandsonen	-	-	-	-	-	***
Iskanten	-	-	-	-	-	*
Forsøpling	-	0	-	0	0	***
Forurensning - sjø	-	0	0	*	*	***
Forurensning - luft	-	*	*	***	*	-

Note 1: De tidsbegrensningene som gjelder for denne type aktivitet vil redusere konsekvensene
Note 2: Det forutsettes tiltak i forhold til topphullseksjonen i områder med koraller og annen sårbar bunnfauna
Note 3: Lokale skader knyttet til etablering og anleggsarbeid

en gjøre en spesifikk risikovurdering av mulige utilsiktede oljeutslipp i forhold til tilstedeværende sårbare naturressurser, annen næringsvirksomhet og andre lokale forhold. Basert på dette vil regelverket kreve tilpassede sikkerhets- og beredskapstiltak for å sikre et tilfredsstillende risikonivå.

Oppsummeringen viser at miljøkonsekvensene ved normal drift i hovedsak vil være små eller ubetydelige, og at ulike tiltak kan iverksettes for eventuelt å avbøte negative konsekvenser og forsterke positive. Som diskutert over vil det imidlertid være utslipp til luft fra petroleumsvirksomheten, hvor omfanget avhenger av aktivitetsnivå og utslippskrav. Utslipp til luft fra virksomheten må derfor ses i sammenheng med øvrig norsk virksomhet og vurderes samlet i forhold til Norges totale internasjonale forpliktelser.

Arbeidet viser at konsekvensene av et stort oljeutslipp kan bli betydelige. Dette vil avhenge av en rekke faktorer, herunder oljemengde, oljetype, tid på året, forekomst av ressurser, værforhold, effekt av beredskapen, med mer. To oljeutslipp på samme sted, men i ulik årstid, kan således gi betydelig forskjell i konsekvens. Tilsvarende vil endringer i hver av de andre nevnte forhold kunne påvirke konsekvensene, og gode anslag for konsekvens er således beheftet med stor usikkerhet. Verst tenkelige vurderinger er derfor generelt lagt til grunn i ULB-arbeidet. I forhold til andre næringer vurderes renomé-effekter å kunne være like store som de faktiske forurensningsmessige konsekvensene av akutt oljeforurensning.

8 Oppfølginger anbefalt i ULB

Usikkerheten og manglene som er påvist i ULB må følges opp med konkrete tiltak for å bedre kunnskapsgrunnlaget. ULB angir en del forhold for oppfølging, og de mest sentrale er gjengitt under.

8.1 Sjøfugl

Det finnes en god del kunnskap om sjøfugl i området, både hva gjelder arter, bestander og hekkeområder. Mye av dataene er imidlertid 15–20 år gamle, og langt fra alle fakta er klarlagt.

Det er derfor foreslått en del tentative områder hvor kunnskapen bør styrkes:

– Bestandstilhørighet, i første rekke hvilke hekkeområder rekrutteres de respektive bestandene fra

– Livshistorie og populasjonstrender
– Temporær dynamikk; variasjoner i antall over områder og tidsvinduer (sesonger og fra år til år)
– Sammenhengen mellom utbredelse av næringsorganismer og sjøfuglforekomster, særlig i åpent hav utenom hekkesesongen.

Det er tatt initiativ til etablering av et forum bestående av miljømyndigheter, petroleumsmyndigheter, NINA, Norsk Polarinstitutt og petroleumsindustrien, med mandat å utarbeide et forslag til hvordan disse kunnskapshullene kan fylles for å dekke behovet både innen forvaltning og næring. En foreløpig programskisse er etablert (SEAPOP) og det tas sikte på at arbeidet igangsettes i 2004.

8.2 Oljevern

Oljevernet vil aldri bli fullkomment. Innen industrien arbeides det aktivt med teknologiutvikling og flere utstyrstyper er under uttesting. For å styrke dette arbeidet, og med spesiell fokus på nordområdene er følgende tema foreslått for nærmere oppfølging:
– Forbedret operasjon ved dårlige lysforhold
– Forbedret operasjon ved lave temperaturer
– Tiltak i forhold til ising
– Forbedret oljeoppsamling i is

8.3 Risiko fra skipstrafikk

Det relative risikobidraget fra skipstrafikk knyttet til petroleumsvirksomhet i forhold til selve petroleumsvirksomheten (boring, produksjon) ble belyst i ULB-arbeidet. Dette viste at bidraget fra skipstrafikken er signifikant, både knyttet til store utslipp og mindre utslipp. I disse vurderingene ble det imidlertid ikke tatt hensyn til implementerte og planlagte risikoreduserende tiltak, men det ble hevdet at effekten av disse var betydelig. I regi av FID, som en del av grunnlaget for den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet, utredes en rekke tiltak som vil bidra til å redusere risikoen for oljesøl fra skipstrafikk i området. Enkelte tiltak er allerede implementert (utplassering av slepebåter), mens andre er under planlegging (bla trafikksentral).

8.4 Miljøovervåking

I området Lofoten – Barentshavet skal det normalt ikke være utslipp fra boring og av produsert vann. Slike utslipp danner normalt grunnlaget for miljøovervåkingen av virksomheten. Hvor store utslipp det vil bli ved driftsavvik avhenger blant annet av hvilke tekniske løsninger som blir valgt. I Barentshavet vil det imidlertid kunne være restutslipp fra disse kildene, og det forventes utslipp av gjengefett og hydraulikkvæske fra hhv. boring og drift. Behovet for en tilpasset overvåking av disse utslippene bør derfor vurderes, avhengig av miljøfarligheten til de kjemikaliene som benyttes. De utredningene som er gjort viser videre at den største problemstillingen for miljø ved helårig petroleumsvirksomhet er knyttet til risikoen for utilsiktede oljeutslipp. Det foreslås derfor å utrede mulighetene for en miljøovervåking knyttet til denne problemstillingen, med tidlig identifisering av et eventuelt oljeutslipp som mål. Det bør også utredes hvordan en best mulig, økosystembasert overvåking av miljøet etter et eventuelt akuttutslipp kan organiseres. Bruk av satellittovervåking vurderes som en mulighet som må belyses, samt eventuelle muligheter for påmontering av følere/detektorer på kritiske tekniske komponenter.

Overvåking av sårbare bunnsamfunn er videre foreslått for vurdering i områder hvor slike finnes. Dette forutsetter kartlegging relatert til eventuell konkret virksomhet.

8.5 Andre forhold

I ULB-arbeidet er det videre foreslått en rekke temaer for oppfølging og styrking av kunnskapsgrunnlaget gjennom andre prosesser. I hovedsak anbefales det at oppfølgingen av arter/miljøkomponenter hvor en generell økning av kunnskapen er ønskelig skjer gjennom arbeidet med forvaltningsplanen for Barentshavet. Dette gjelder havbunnskartlegging generelt samt kartlegging og overvåking av sjøpattedyr med mer. For arter/miljøkomponenter eller avgrensede områder hvor spesifikk petroleumsvirksomhet kan tenkes å medføre skade bør også spesielle undersøkelser pålegges industrien. Dette vil vurderes i forhold til konkrete planer for virksomhet, og omfatter bl.a. kartlegging av sårbar bunnfauna, kulturminner, samiske interesser, iskantforhold med mer.