

# Strukturendringer i petroleumsvirksomheten

---

## Innhold

<b>INNHold</b> .....	<b>1</b>
<b>1 INNLEDNING</b> .....	<b>2</b>
<b>2 METODISKE UTFORDRINGER</b> .....	<b>5</b>
2.1 FIGURER, TABELLER OG KVANTITATIVE PARAMETERE.....	6
<b>3 GENERELLE UTVIKLINGSTREKK</b> .....	<b>8</b>
<b>4 REFERANSESITUASJONEN (1997–2007)</b> .....	<b>13</b>
4.1 BESKRIVELSE AV STATUS FOR RETTIGHETSHAVERE OG OPERATØRER PÅ NORSK SOKKEL .....	13
4.1.1 <i>Utvikling av rammebetingelsene</i> .....	14
4.1.2 <i>Operatører/rettighetshavere på norsk sokkel</i> .....	17
4.1.3 <i>Sammenslåingen mellom Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet</i> .....	25
4.2 NORSK LEVERANDØRINDUSTRI.....	29
4.2.1 <i>Utvikling av norsk leverandørindustri</i> .....	29
4.2.2 <i>Omsetningen i leverandørindustrien</i> .....	30
4.2.3 <i>Syssetning, lokalisering og ringvirkninger</i> .....	31
4.2.4 <i>Strukturen i leverandørindustrien</i> .....	32
4.2.5 <i>Arbeidsformer og kontraktsstrategier i petroleumsvirksomheten</i> .....	33
4.2.6 <i>Anskaffelser i StatoilHydro</i> .....	34
4.3 FOU I PETROLEUMSSEKTOREN .....	36
4.3.1 <i>Offentlig finansiert petroleumsvirksomhet forvaltet av Norges forskningsråd</i> .....	36
4.3.2 <i>Forskning finansiert over lisensene og Forsknings- og teknologirapporteringsavtalene (FoT)</i> .....	41
4.3.3 <i>Immaterielle rettigheter (IPR) i petroleumsvirksomheten</i> .....	43
4.3.4 <i>Statoil og Hydros FoU-satsing</i> .....	44
<b>5 SYNSPUNKTER OG VURDERINGER FRA AKTØRENE I NÆRINGEN</b> .....	<b>46</b>
5.1 MANGFOLD OG KONKURRANSE .....	47
5.1.1 <i>Ulike faser av virksomheten</i> .....	48
5.1.2 <i>”De nye aktørene” siden 2000</i> .....	49
5.1.3 <i>Vurderinger rundt sammenslåingen mellom Statoil og Hydro</i> .....	49
5.1.4 <i>Myndighetenes virkemidler</i> .....	50
5.2 SAMARBEID I UTVINNINGSTILLATELSENE .....	51
5.3 LEVERANDØRINDUSTRIEN .....	52
5.3.1 <i>Vurderinger rundt sammenslåingen mellom Statoil og Hydro</i> .....	53
5.3.2 <i>Kontraktsformer og kontraktsstrategier</i> .....	54
5.3.3 <i>Internasjonalisering av leverandørindustrien</i> .....	55
5.4 FORSKNING OG UTVIKLING .....	56
5.4.1 <i>Utviklingstrekk for forskning og utvikling</i> .....	56
5.4.2 <i>Vurderinger rundt sammenslåingen mellom Statoil og Hydro</i> .....	56
5.4.3 <i>Immaterielle rettigheter</i> .....	58
5.5 OPPSUMMERING AV AKTØRENS SYNSPUNKTER .....	58
<b>6 LITTERATURLISTE</b> .....	<b>60</b>
<b>7 VEDLEGG 1: MANDAT</b> .....	<b>61</b>
<b>8 VEDLEGG 3: INTERVJUGUIDE</b> .....	<b>62</b>

# 1 Innledning

Bakgrunnen for rapporten er ønsket om å følge strukturendringer på norsk sokkel fremover, herunder de som kan følge av sammenslåingen av Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet. Strukturendringer må i denne sammenheng forstås som systematiske endringer i rammebetingelsene og sammensetningen av de ulike aktørene i norsk petroleumsvirksomhet. Endringer i denne sammensetningen er viktig for å vurdere mangfoldet og konkurransen i virksomheten.

Sammenslåingen trådte i kraft 1. oktober 2007, og utgjør i seg selv en betydelig strukturendring i den norske petroleumsnæringen. Den førte til at de to største aktørene på norsk sokkel, de to største kundene til leverandørindustrien og de to viktigste utredningsmiljøene gikk sammen i ett selskap. De to selskapenes ulike vurderinger har bidratt til mangfold, som igjen har bidratt til økt verdiskaping i norsk petroleumsvirksomhet. Dynamikken mellom de to selskapene har også ført til at myndighetene har fått flere ulike premissleverandører å forholde seg til i sine vurderinger. På den annen side eksisterer det fortsatt et mangfold av aktører, og konsesjonsverket og stemmereglene i utvinningstillatelsene bidrar til at alternative synspunkter blir utredet og vurdert. Videre kan det sammenslåtte selskapets operatørskap gi muligheter til stordriftsfordeler og samordning, noe som kan bidra til god ressursforvaltning spesielt i modne områder på sokkelen.

Regjeringen behandlet sammenslåingen i St.prp. nr. 60 (2006-2007). Etter en helhetsvurdering av både positive og negative sider ved sammenslåingen, konkluderte Regjeringen med at sammenslåingen ikke ville føre til redusert verdiskaping på norsk sokkel. Sammenslåingen kan imidlertid på enkelte områder få konsekvenser som myndighetene må ta hensyn til i sin overordnede forvaltning av petroleumsressursene. I stortingsproposisjonen er særlig forholdet til leverandørindustrien og forskningsmiljøene nevnt.

Stortinget behandlet stortingsproposisjonen om sammenslåingen i Innst. S. nr. 243 (2006-2007), og sluttet seg 8. juni 2007 til regjeringens anbefaling om å godkjenne sammenslåingen. I proposisjonen ble det også varslet at regjeringen ville vurdere behovet for å styrke forvaltningen av petroleumssektoren. I statsbudsjettet for 2008 ble det bevilget midler til styrking av Olje- og energidepartementet (10 mill. kroner), Oljedirektoratet (20 mill. kroner) og Petoro (20 mill. kroner), samt Statens forurensingstilsyn (3,7 mill. kroner) og Petroleumstilsynet (12 mill. kroner).

I sin behandling understreket regjeringen at myndighetene i tiden fremover vil følge med på hvordan sammenslåingen påvirker petroleumsvirksomheten på norsk sokkel, leverandørindustrien og forskningsmiljøene. Dette er bakgrunnen for at Olje- og energidepartementet har satt i gang prosjektet om strukturendringer i petroleumsnæringen.

Rapporten inngår også som en del av arbeidet med å utvikle en nasjonal strategi for petroleumsnæringen. I mai 2007 tok daværende olje- og energiminister Odd Roger Enoksen initiativ til å utarbeide en nasjonal strategi for petroleumsnæringen. Initiativet har sitt utgangspunkt i Soria Moria-erklæringen, hvor regjeringen skriver at den vil utvikle nasjonale strategier for viktige norske næringer. Olje- og energiminister Enoksen ba petroleumsnæringen om innspill til strategien. Petroleumsnæringen, organisert i KonKraft, har satt i gang 6 prosjekter som skal utarbeide innspill til strategien. De seks prosjektene er:

- Energinasjonen Norge
- Produksjonsutviklingen på norsk sokkel
- Internasjonalisering
- Petroleumsnæringen og klimaspørsmål
- Olje- og gassvirksomhet i nord
- Ringvirkninger av petroleumsvirksomheten

I utviklingen av en nasjonal strategi ble det også ansett som viktig å se på strukturendringer på norsk sokkel, herunder endringer som følger av sammenslåingen mellom Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet. Denne rapporten om strukturelle endringer i petroleumsnæringen kommer derfor i tillegg til de overfor nevnte prosjektene og gjennomføres i sin helhet av Olje- og energidepartementet.

I mandatet (se vedlegg) for prosjektet presiseres det at formålet med prosjektet er å kartlegge strukturendringer generelt, men med hovedvekt på endringer som følger av sammenslåingen av Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet. Det fremkommer at prosjektet skal beskrive en referansesituasjon 1997-2007, gi en status for strukturendringer i næringen etter 1. oktober 2007, samt kartlegge mulige strukturendringer i næringen fremover.

Olje- og energidepartementets formål med prosjektet er å etablere en referansesituasjon som fremtidige endringer i sokkelaktivitetene, leverandørindustrien og forskningsmiljøene kan måles mot, samt innhente synspunkter og vurderinger fra aktørene i næringen om hvordan de ser for seg utviklingen i næringen fremover. Det er for tidlig å trekke noen klare konklusjoner om hvordan sammenslåingen mellom Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet vil påvirke næringen. StatoilHydro har i 2007 og 2008 arbeidet med å legge strategier for virksomheten og har etablert en ny organisasjonsstruktur.<sup>1</sup>

Rapporten er todelt. Først beskrives en referansesituasjon for petroleumsnæringen basert på kvalitative og kvantitative parametere. Hensikten med denne delen er å danne et grunnlag som en fremtidig situasjonsbeskrivelse kan vurderes opp mot.

Deretter refereres de synspunkter og vurderinger et bredt utvalg av aktører i næringen har om hvordan strukturene i petroleumsnæringen vil kunne utvikle seg i årene fremover. Synspunkter og vurderinger som blir gjengitt er fra aktørene i petroleumsnæringen selv, representert ved 48 selskaper og organisasjoner, og er ikke synspunktene eller vurderingene til Olje- og energidepartementet.

Aktørenes oppmerksomhet er i hovedsak rettet mot hvordan StatoilHydro vil påvirke næringen, men det er også en generell oppfatning at det er mange andre faktorer som er vel så viktige for hvordan næringen vil utvikle seg på sikt. Aktørenes synspunkter skal bidra til å identifisere utviklingstrekk som kan påvirke aktørbildet.

Prosjektet er ikke ment å utgjøre en strategi for om eller hvordan man skal imøtekomme strukturendringer i petroleumsnæringen. Rapporten drøfter ikke systematisk hvilke strukturendringer som vil være positive eller negative for næringen og foreslår ikke tiltak som vil påvirke disse. I kapittel 5 er det imidlertid gjengitt hva ulike aktører i intervjurundene har foreslått av tiltak for å motvirke ulike strukturendringer. Endelig berører rapporten heller ikke

---

<sup>1</sup> Omorganisering av landorganisasjonen ble gjennomført i 2007, og omorganisering av organisasjonen knyttet til offshoreinnretninger, forsyningsbaser og landanlegg er planlagt gjennomført i 2009.

hvilken betydning strukturelle endringer i næringen kan ha for helse, miljø og sikkerhet (HMS) i virksomheten.<sup>2</sup>

Synspunkter og vurderinger fra aktørene ble formidlet i løpet av 2008, før problemene i finansnæringen fikk et betydelig omfang. Tallmaterialet og prognosene er også utarbeidet i denne perioden. Vurderingene i rapporten ble følgelig gitt før man fikk kjennskap til omfanget av den økonomiske utviklingen og er ikke revidert i etterkant.

Olje- og energidepartementet vil i årene fremover ha en kontinuerlig oppmerksomhet rettet mot problemstillingene som beskrives i denne rapporten. Det vil være naturlig å gjennomføre prosjektet på nytt i nær fremtid. Ved en ny gjennomgang vil oppmerksomheten være rettet mot å undersøke hvorvidt de problemstillinger, hypoteser, håp og bekymringer som ble fremsatt i denne rapporten har inntruffet og hvordan man eventuelt skal imøtegå slike endringer.

Mandat for prosjektet er gjengitt i vedlegg 1.

---

<sup>2</sup> Petroleumstilsynet har i gang satt en egen undersøkelse med det formål å kartlegge og vurdere eventuelle HMS-utfordringer relatert til aktørbildet generelt. Resultater fra denne undersøkelsen er dels sammenfallende, men også utfyllende i forhold til resultatene fra foreliggende prosjekt. Det vises forøvrig til Sintef Rapport ”Kartlegging av aktørbildet på norsk sokkel – Tilbakemelding til selskapene”, av 13.03.2008

## 2 Metodiske utfordringer

Rapporten skal kunne benyttes som et grunnlag for at man om noen år skal kunne peke på systematiske endringer i norsk petroleumsvirksomhet. Gjennom de fire siste tiår har man vært vitne til flere strukturendringer i næringen.

I tillegg til sammenslåingen mellom Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet er det en lang rekke andre faktorer som i større eller mindre grad påvirker strukturen i petroleumsnæringen. Helt sentralt står naturlig nok utviklingen i oljeprisen. Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet ble slått sammen i en periode med høy oljepris og et svært høyt aktivitetsnivå i næringen. En slik situasjon medfører andre utfordringer enn det næringen kan stå overfor i en situasjon med lav oljepris og lav aktivitet.

Andre faktorer som vil påvirke petroleumsnæringen og strukturene i næringen er utviklingen i kostnadsnivået, funn- og arealtilgang, teknologiutvikling, hvilke miljøkrav sektoren står overfor og tilgang på kapital i kapitalmarkedene. Økt knapphet på kapital har fått høy aktualitet i løpet av høsten 2008.

De kvantitative måleparametrene som listes nedenfor bidrar til en beskrivelse av situasjonen før sammenslåingen og gir grunnlag for en fremtidig vurdering. Likevel vil ikke endringer i disse parametrene nødvendigvis indikere at det har funnet sted en strukturendring, ei heller si noe om årsaken til endringen. For eksempel vil ikke endring av leverandørindustriens omsetning fordelt på kundetyper nødvendigvis si noe om sammenslåingens effekt på leverandørindustrien. En kvalitativ vurdering vil derfor også være nødvendig når man vurderer om det har funnet sted strukturendringer og hva som er årsaken til dem.

Formålet er å skape en referansesituasjon som kan brukes til å vurdere fremtidige strukturendringer i petroleumsvirksomheten, med hovedvekt på de som skyldes sammenslåingen av Statoil og Hydros petroleumsvirksomheter. I en fremtidig vurdering av hva som har ført til strukturendringer i norsk petroleumsvirksomhet vil det være viktig å skille mellom hva sammenslåingen har forårsaket og hva andre faktorer har forårsaket. Dersom man skal benytte rapporten som grunnlag for utforming av tiltak vil det være nødvendig, men krevende, å skille for eksempel betydningen av endringer i oljepris fra sammenslåingen for utviklingen av situasjonen til norsk leverandørindustri.

En annen utfordring er at figurene i rapporten samlet gir et bilde av aktørene og verdiskaping i norsk petroleumsvirksomhet, men at de ikke måler utviklingen i utvinningstillatelsene. I denne sammenheng kan det nevnes at Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet i 2005 satte i gang et system for oppfølgingen av feltene i drift. Systemet fikk navnet PIAF (PrestasjonsIndikatorAnalyse for Felt) og har nå blitt gjennomført i tre år. Bakgrunnen for initiativet var myndighetenes ønske om mer systematisk oppfølging av hvordan operatørene og rettighetshaverne arbeider med å utvikle ressursene i og rundt felt i drift. PIAF gir en anledning til å vurdere utviklingen for hvert felt fra år til år med tanke på egne planer og tidligere års resultater. Resultater fra PIAF vil ikke bli presentert her, men data fra analysen kan ved en senere anledning brukes for å vurdere om og hvordan strukturendringer på norsk sokkel påvirker verdiskapingen i utvinningstillatelsene.

## 2.1 Figurer, tabeller og kvantitative parametere

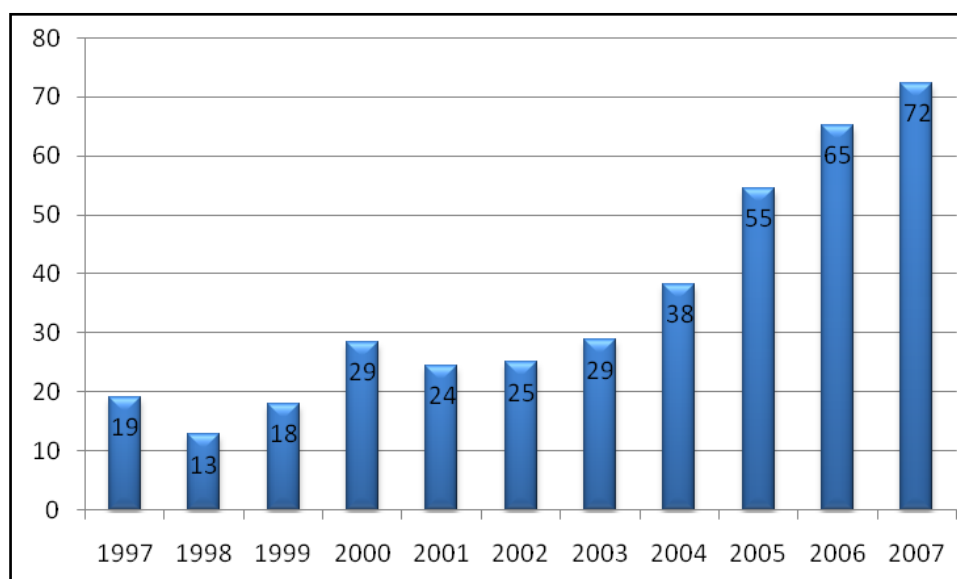
- Figur 3.1 Årlig gjennomsnittlig oljepris (Brent) i US-dollar fra 1997-2007 (Kilde: Platts)
- Figur 3.2 Utviklingen i norsk olje- og gassproduksjonen i perioden 1997-2007 (Kilde: Olje- og energidepartementet)
- Figur 3.3 Historisk produksjon av olje og gass, og produksjonsprognose de neste årene (Kilde: Oljedirektoratet)
- Figur 3.4 Utlysning av areal fra 1965-2008 (Kilde: Olje- og energidepartementet)
- Figur 3.5 Norsk kontinentalsokkel – utvikling mot flere og mindre felt (Kilde: Oljedirektoratet)
- Figur 3.6 Investeringer (inkl. letekostnader) på norsk sokkel i perioden 1997-2007 (Kilde: Statistisk sentralbyrå)
- Figur 3.7 Driftskostnader i mrd. kroner (2008-kroner) på norsk sokkel i perioden 2000-2007 (Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet)
- Figur 3.8 Enhetskostnader i norske kroner (2008-kroner) basert på Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter (Kilde: Oljedirektoratet)
- Tabell 4.1 Vesentlige reformer med betydninger for petroleumsvirksomheten 1994-2007 (Kilde: Olje- og energidepartementet)
- Tabell 4.2 Sentrale oppkjøp og fusjoner 1996-2007, mellom selskaper på norsk sokkel (Kilde: Olje- og energidepartementet)
- Figur 4.1 Utvinningstillatelser tildelt i ordinære konsesjonsrunder fordelt på type selskap (Kilde: Oljedirektoratet)
- Figur 4.2 Antall tildelinger i modne områder og selskapstyper (Kilde: Oljedirektoratet)
- Figur 4.3 Pre- og rekvalifiseringer (Kilde: Oljedirektoratet)
- Figur 4.4 Andel reserver fordelt på type selskap (1997, 2002, 2007) (Kilde: Oljedirektoratet)
- Figur 4.5 Andel produksjon fordelt på type selskap (1997, 2002, 2007) (Kilde: Oljedirektoratet)
- Figur 4.6 Andel operatørskap fordelt på type selskap (1997, 2002, 2007) (Kilde: Oljedirektoratet)
- Figur 4.7 Andel investeringer fordelt på type selskap (1997, 2002, 2007) (Kilde: Oljedirektoratet)
- Figur 4.8 Kjøp og bytte av andeler (Kilde: Oljedirektoratet)
- Figur 4.9 Andel av kjøp og bytte av eierandeler på den norske kontinentalsokkelen fordelt på ulike selskapstyper (Kilde: Oljedirektoratet)
- Figur 4.10 Selskaper og antall utvinningstillatelser status 31.12.2007 (Kilde: Oljedirektoratet)
- Figur 4.11 Oversikt over Statoil, Hydro og SDØE sine andeler av gjenværende reserver og påviste ressurser (Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet)
- Figur 4.12 Oversikt over Statoil og Hydros operatøransvar for gjenværende reserver og påviste ressurser (Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet)
- Figur 4.13 Oversikt over Statoil og Hydros andel av total petroleumsproduksjon og operatørskap, i forhold til total petroleumsproduksjon (Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet)
- Figur 4.14 Statoil, Hydro og SDØE sine deltakerandeler i de 20 største feltene og funnene på norsk sokkel (Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet)

- Figur 4.15 Statoil og Hydro sine forventede investeringer (ekskl. leting) sammenlignet med totalt investeringsnivå (Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet)
- Figur 4.16 Fordeling av operatørskap for funn som forventes utbygd, rangert i forhold til utvinnbare ressurser (Kilde: Oljedirektoratet)
- Figur 4.17 Norske olje- og gassklynger (Kilde: Intsok)
- Figur 4.18 Utvikling i norske offshorebedrifters inntekter fra norske og utenlandske markeder, fra 1995 til 2007 (Kilde: SNF; Heum m.fl. 2006/ Menon)
- Figur 4.19 Utvikling i seks utenlandske regioners andel av samlet norsk utenlandsomsetning fra 1995 til 2007 (Kilde: SNF; Heum m.fl. 2006 / Menon)
- Tabell 4.3 Anskaffelser Statoil og Hydro (mrd. kroner fakturert årlig) (Kilde: StatoilHydro)
- Tabell 4.4 Anskaffelser fordelt på norske/utenlandske leverandører basert på fakturaadresse (Kilde: StatoilHydro)
- Tabell 4.5 Anskaffelsenens andel av de totale investeringer/kostnader for StatoilHydro innenfor noen utvalgte grupper varer og tjenester (Kilde: Statoil 2008)
- Figur 4.25 Departementenes og Forskningsfondets andel av den totale forskningsfinansieringen i mill. kroner (Kilde: Norges forskningsråd)
- Figur 4.26 Bevilgninger til petroleumsforskning gjennom Norges forskningsråd (Kilde: Norges forskningsråd)
- Figur 4.27 Samlede FoU investeringer i perioden mellom 1997 og 2006 rapportert gjennom FoT-ordningen og oljepris (2006-kroner) (Kilde: Norges forskningsråd)
- Figur 4.28 Forholdet mellom FoU-midler investert internt i oljeselskapene og FoU-midler investert eksternt i andre forskningsmiljøer (Kilde: Norge forskningsråd)
- Figur 4.29 FoU-budsjett Statoil og Hydro 1997-2007 (Kilde: StatoilHydro)
- Figur 4.30 Antall prosjekter per konsortiedeltaker i PETROMAKS i 2007 (Kilde: Norges forskningsråd)
- Figur 4.31 Antall løpende prosjekter i DEMO 2000 oljeselskapene deltar i (Kilde: Norges forskningsråd)
- Tabell 5.1 Oversikt over aktørene som har vært på møtet i forbindelse med prosjektet (Kilde: Olje- og energidepartementet)

### 3 Generelle utviklingstrekk

Det finnes en rekke utviklingstrekk som påvirker strukturen i norsk petroleumsvirksomhet. Disse utviklingstrekkene vil i tillegg ha konsekvenser for hvilke effekter sammenslåingen av Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet kan medføre.

Oljeprisen og aktivitetsnivået har stor betydning for utviklingen av og strukturene i petroleumsnæringen. De siste ti årene har oljeprisen økt betydelig. Årlig gjennomsnitt for oljeprisen har steget fra 19 USD per fat olje i 1997 til 72 USD per fat olje i 2007, som vist i figur 3.1. I tillegg kan det nevnes at oljeprisen hadde en toppnotering på 143 USD per fat olje i juli 2008. Dette har naturlig nok ført til et høyt aktivitetsnivå i sektoren, og det har også blitt lønnsomt å utvikle tidligere ulønnsomme prosjekter. Samtidig har den høye aktiviteten ført til økte kostnader for varer og tjenester, samt forsinkelser i prosjektgjennomføring.

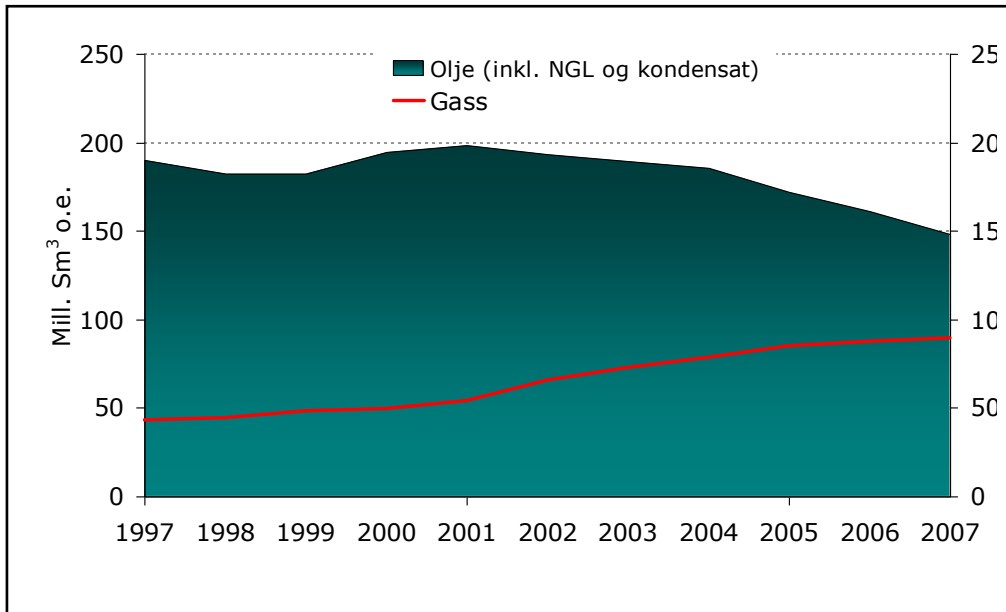


Figur 3.1 Årlig gjennomsnittlig oljepris (Brent) i US-dollar fra 1997 til 2007 (Kilde: Platts)

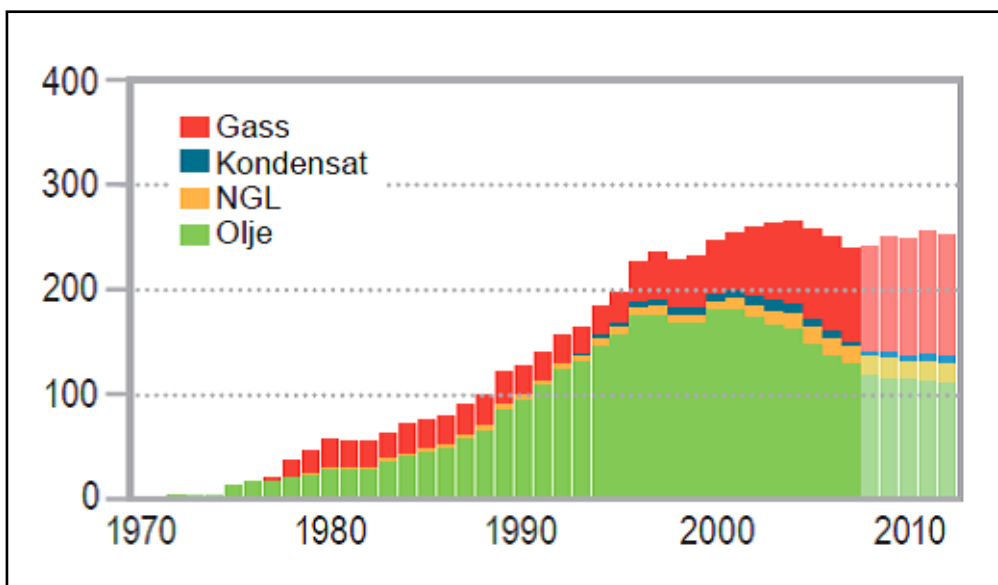
Oljeproduksjonen fra norsk sokkel har i første del av den siste tiårsperioden ligget på platå, med en topp i oljeproduksjonen i 2001. Oljeproduksjonen var i 2001 på 3,3 mill. fat per dag, mens den i 2007 sank til 2,2 mill. fat per dag. Prognosene tilsier at oljeproduksjon vil fortsette å synke i årene fremover.

På den andre siden har gassproduksjonen i løpet av de ti siste årene blitt fordoblet, og Norge er i dag verdens tredje største eksportør av gass. Som vist i figur 3.2 utgjør gassproduksjonen en stadig større andel av total produksjon av petroleum på norsk sokkel og vil fortsette å gjøre det fremover, jf. figur 3.3.





Figur 3.2 Utviklingen i norsk olje- og gassproduksjonen i perioden 1997-2007 (Kilde: Olje- og energidepartement)

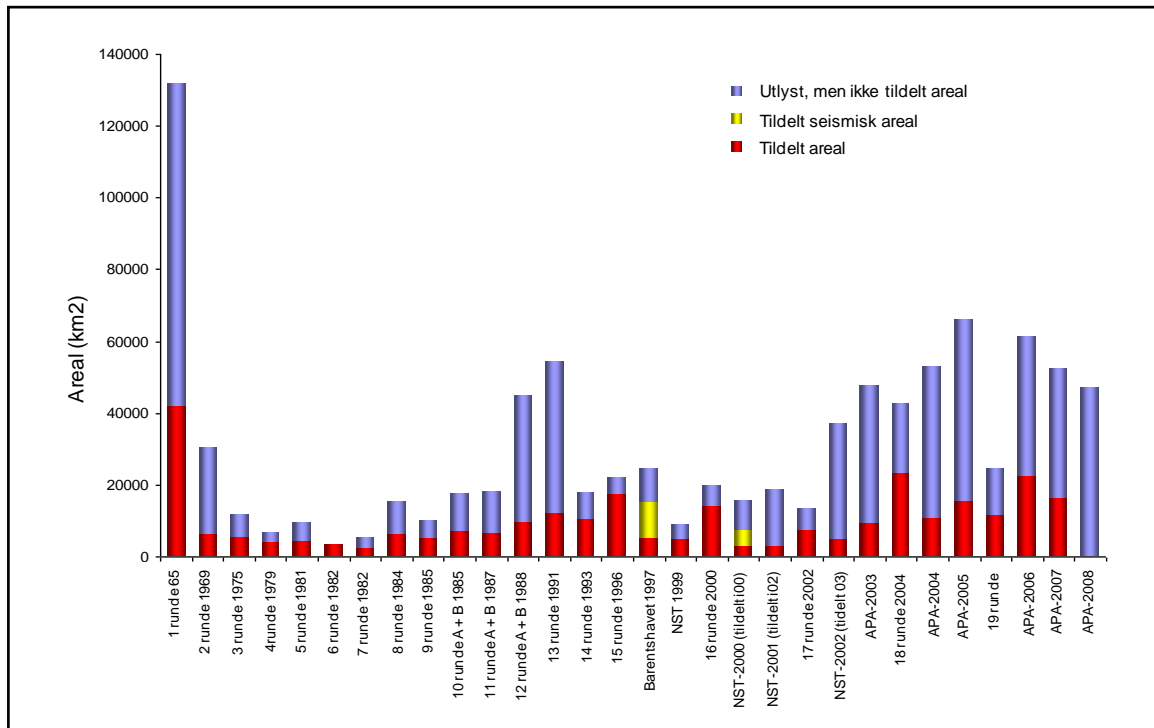


Figur 3.3 Historisk produksjon av olje og gass, og produksjonsprognose de neste årene (Kilde: Oljedirektoratet)

Produksjonsutviklingen påvirkes av oljepris, investeringer og tilgjengelighet på varer og tjenester. Funn og tilgang på prospektivt leteareal er også svært viktige faktorer som vil påvirke hvordan næringen utvikler seg.

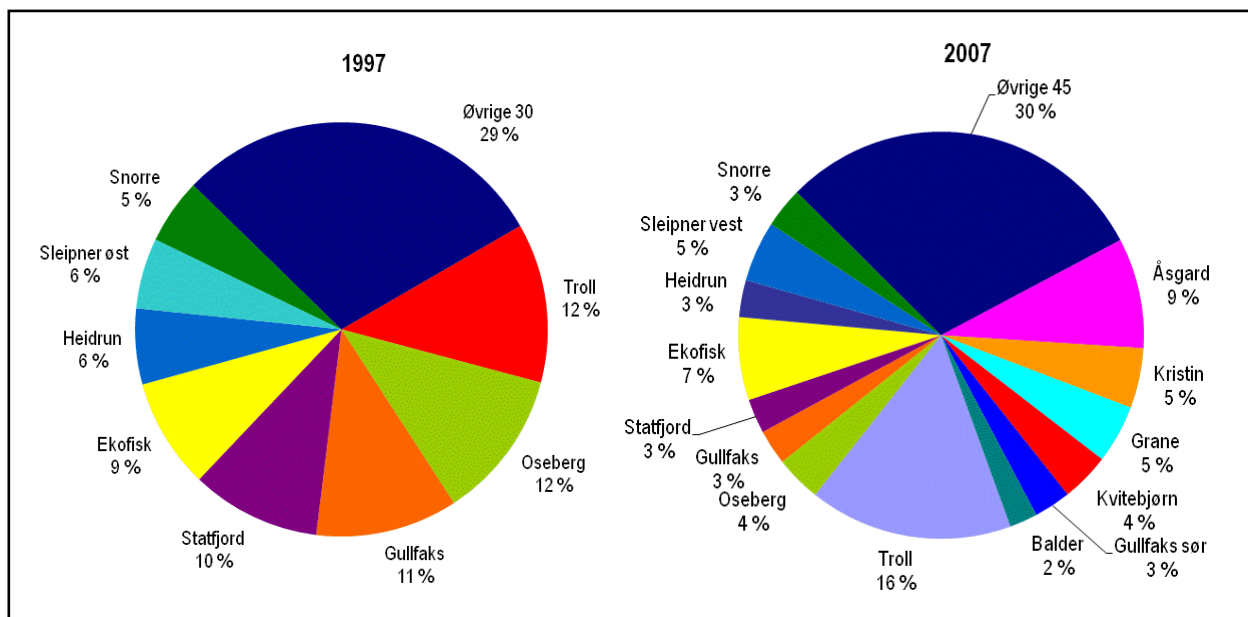
Utvinningstillatelser som gir rett til å lete etter petroleum tildeles av myndighetene hovedsakelig i forbindelse med konsesjonsrunder. Omfanget av tildelingene har variert, se figur 3.4. Den første tildelingen var den klart mest omfattende og fant sted i 1965. Deretter fulgte flere år der kun mindre areal ble tildelt. De fire første rundene omfattet bare Nordsjøen. Fra og med den femte runden, som ble gjennomført i perioden 1980-82, ble også deler av Norskehavet og Barentshavet åpnet for leteboring. Etter de ti første årene har hyppigheten av

konsesjonsrundene økt, samtidig som det har vært en betydelig økning i tildelt areal, antall blokker og antall utvinningstillatelser i hver runde. I tillegg er det tildelt mindre arealer utenom rundene, blant annet med den hensikt å få avklart ressurspotensialet i spesielle områder.



Figur 3.4 Utlysning av areal fra 1965 til 2008 (Kilde: Olje- og energidepartementet)

Produksjonen på norsk sokkel fordeler seg på flere felt i dag enn den gjorde for ti år siden. Figur 3.5 illustrerer hvordan produksjonen fordeler seg på ulike felt i henholdsvis 1997 og 2007. Prognosene tilsier at fremtidig produksjon vil være fordelt på enda flere felt.



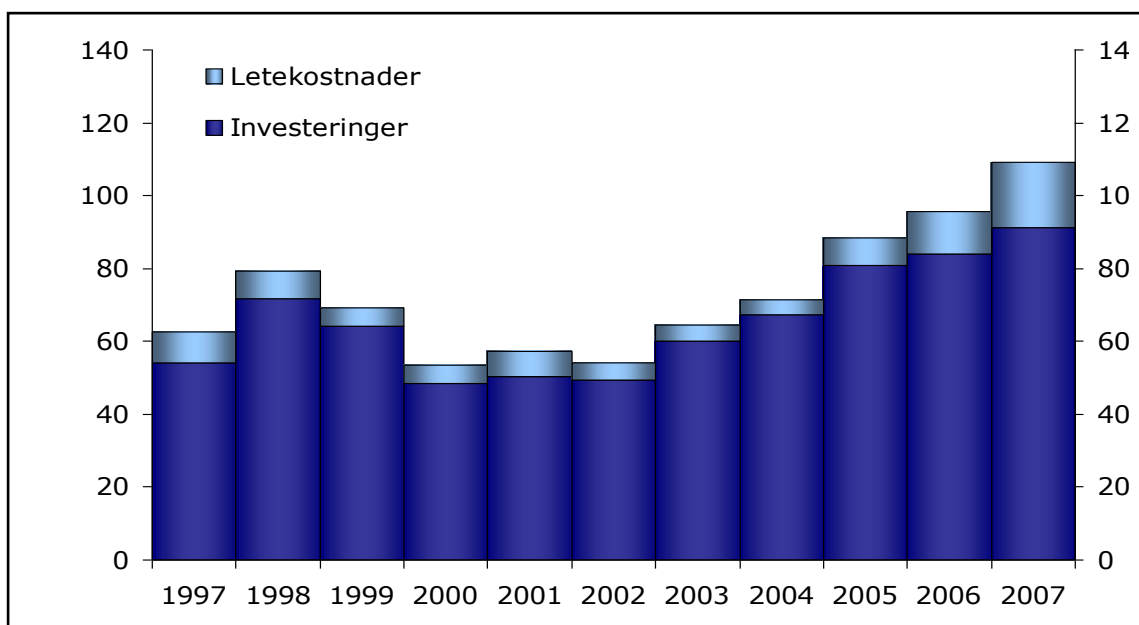
Figur 3.5 Norsk kontinentalsokkel – utvikling mot flere og mindre felt (Kilde: Oljedirektoratet)

Figur 3.6 viser investeringene på norsk sokkel i perioden 1997-2007. Investeringsnivået har økt betydelig i perioden 2003-2007 og reflekterer det høye aktivitets- og kostnadsnivået i næringen. Det har de siste årene vært et stramt marked med svært høy etterspørsel etter arbeidskraft og produkter.

I 2007 utgjorde de samlede investeringene i olje- og gassvirksomheten 109,3 mrd. kroner. Dette er 13,6 mrd. kroner, eller 14,2 prosent høyere, enn i 2006. Økningen kommer innenfor investeringsområdene feltutbygging, felt i drift og leting, mens landvirksomhet og rørtransport viser nedgang. Vedvarende høy oljepris har bidratt til økt aktivitetsnivå og økt kostnadsnivå på norsk sokkel i 2007.

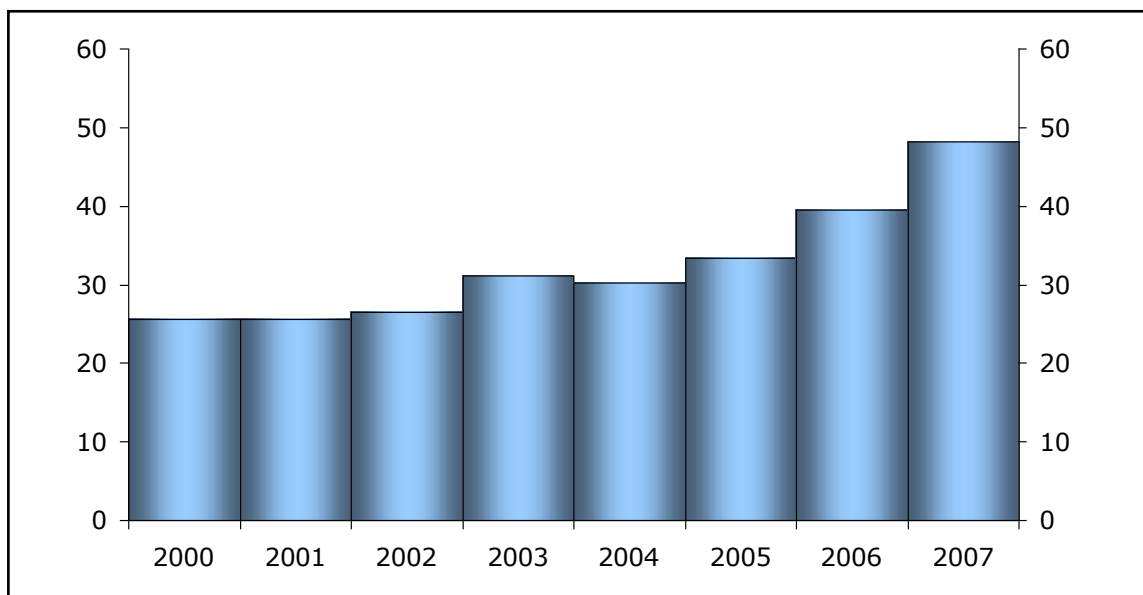
Investeringsutgiftene til letevirksomheten endte i 2007 på 17,9 mrd. kroner, en økning på 6,2 milliarder fra året før. Det ble påbegynt 32 letebrønner i 2007, seks flere enn i 2006. Av 32 brønner var 20 undersøkelsesbrønner og 12 avgrensingsbrønner. Det ble gjort tolv nye funn 2007; åtte i Nordsjøen, tre i Norskehavet og ett i Barentshavet.

Investeringene til feltutbygging i 2007 utgjorde 30,8 mrd. kroner. Dette er hele 9,4 mrd. kroner mer enn de endelige utbyggingsinvesteringene i 2006. I 2007 ble de største investeringene gjort på utbyggingsprosjektene Ormen Lange, Alvheim, Gjøa og Tyrihans. For felt i drift endte investeringene i 2007 på 46 mrd. kroner, en økning på 7 mrd. kroner sammenlignet med året før. Det var på feltene Ekofisk, Valhall, Troll og Snorre de største driftsinvesteringene ble utført i 2007. Investeringene i tilknytning til eksisterende infrastruktur er normalt den type oljeinvesteringer som raskest resulterer i produksjon og dermed inntekter. Vedvarende høy oljepris utløste flere slike prosjekter og fremskyndet allerede planlagte investeringer i driften. Produksjonsboring stod for over halvparten av investeringene til drift i 2007.

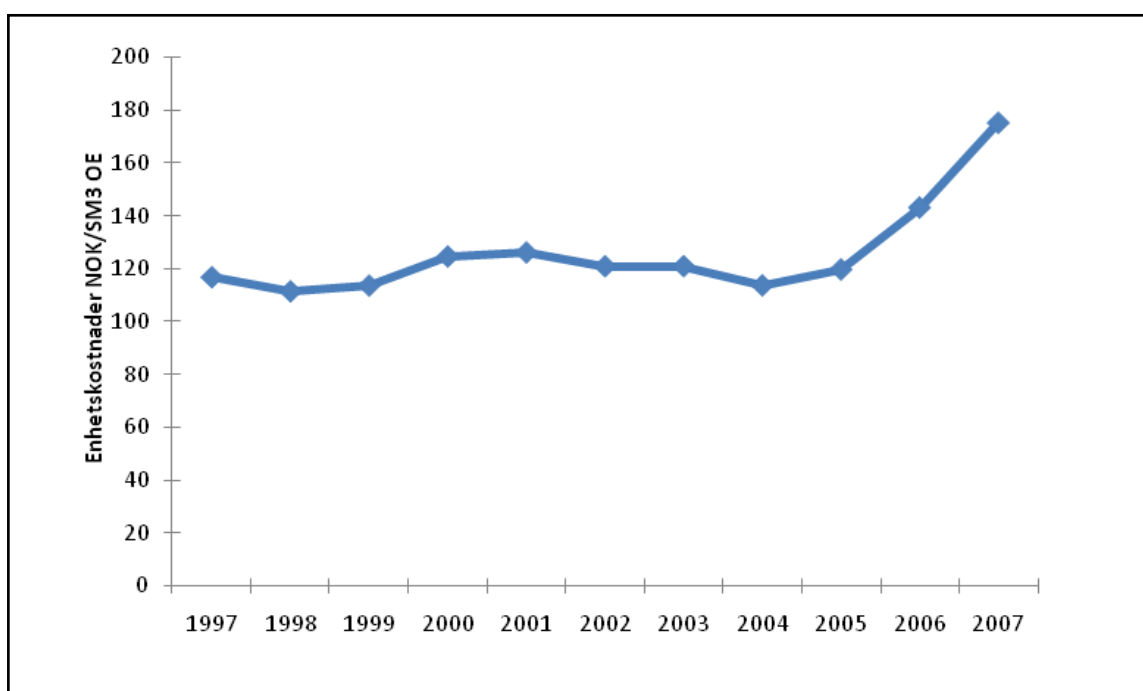


Figur 3.6 Investeringer (inkl. letekostnader) på norsk sokkel i perioden 1997-2007 (Kilde: Statistisk sentralbyrå)

Aktivitetsnivået og prisøkningene har også ført til en betydelig vekst i driftskostnadene for feltene på norsk sokkel jf. figur 3.7. Etterspørselen etter alt fra personell og tjenester til rigger og utstyr presser prisene opp. Driftskostnadene forventes også å øke med behovet for vedlikehold på installasjonene etter hvert som installasjonene blir eldre.



**Figur 3.7 Driftskostnader i mrd. kroner (2008-kroner) på norsk sokkel i perioden 2000 – 2007 (Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet)**



**Figur 3.8 Enhetskostnader i norske kroner (2008-kroner) basert på Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter (Kilde: Oljedirektoratet)**

Samtidig som de totale driftskostnadene øker viser det seg også at enhetskostnaden, definert som forholdet mellom driftskostnader og Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter, har økt fra 1997 til 2007. Figur 3.8 viser at enhetskostnadene i 2008-kroner basert på Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter var relativt stabile (om lag 120 kroner) fra 1997 til 2004, men etter 2004 har kostnadene økt betydelig, fra om lag 114 kroner per Sm<sup>3</sup> oljeekvivalent i 2004 til om lag 175 kroner per Sm<sup>3</sup> oljeekvivalent i 2007. Dette innebærer en reell kostnadsøkning med hensyn til enhetskostnader på over 50 prosent fra 2004 til 2007.

## 4 Referansesituasjonen (1997–2007)

I dette kapitlet beskrives viktige trekk ved utviklingen i petroleumsnæringen i perioden 1997-2007. Formålet med å beskrive en referansesituasjon er å gi en kvalitativ og kvantitativ beskrivelse av situasjonen i næringen i denne perioden som et utgangspunkt for en systematisk vurdering av de endringene som vil finne sted i årene fremover.

Prosjektet har valgt å beskrive en 10-årsperiode for å få frem viktige trekk ved dynamikken i næringen. Likevel er det situasjonen de siste 2-3 årene det er viktigst å sammenlikne utviklingen i forhold til.

De kvalitative og kvantitative parametrene inngår i beskrivelsene i dette kapitlet. Referansesituasjonen er inndelt i følgende underkapitler:

- Beskrivelse av status for rettighetshavere og operatører på norsk sokkel
- Beskrivelse av status for leverandørindustrien
- Beskrivelse av status for forskningssektoren

Innholdet i dette kapitlet er hovedsakelig basert på informasjon fra Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet, Norges forskningsråd (NFR), statistikk fra organisasjoner, forskningsentre, styringsgruppen for prosjektet og andre offentlige tilgjengelige kilder i tillegg til materiale fra StatoilHydro.

### **4.1 Beskrivelse av status for rettighetshavere og operatører på norsk sokkel**

Aktørstrukturen på norsk sokkel har gjennomgått omfattende endringer de siste 10-15 årene. Endringene er delvis et resultat av eksterne faktorer, endringer i myndighetsstrukturen, endringer i sektorspesifikke rammebetingelser og mer selskapsspesifikke endringer. Endringene i rammebetingelsene omfatter endring i stemmereglene for lisenshavere, konsesjonsendringer, skatteendringer mv. I tabell 4.1 er viktige faktorer de siste 10-15 årene nevnt. I beskrivelsen som følger er de generelle utviklingstrekkene kort skissert.

Deretter beskrives strukturen i aktørbildet for operatører og rettighetshavere på norsk sokkel. Sammenslåingen av Statoil og Hydro markerer en vesentlig endring i aktørstrukturen og blir beskrevet til slutt.

### 4.1.1 Utvikling av rammebetingelsene

Tabell 4.1 gir en kort oversikt over de mest vesentlige endringene de siste 15-20 årene med betydning for norsk petroleumsssektor.

År	Reform	Formål
<i>Eksterne politiske faktorer</i>		
1994	EØS-avtalen av 1994	Tilpasse Norge til EUs indre marked.
1995	Konsesjonsdirektivet innlemmet i EØS-avtalen med virkning fra 1. september 1995	Etablerer regler som blant annet skal sikre konkurransemessig like forhold i forbindelse med tildeling og bruk av tillatelser for undersøkelse etter og produksjon av petroleum.
2002	Gassdirektivet av 1998 innlemmet i EØS-avtalen med virkning fra 1. januar 2002	Skape større konkurranse i det europeiske gassmarkedet.
<i>Myndighetsstruktur</i>		
2001	Petoro	Forvalte Statens direkte økonomiske engasjement i eget selskap som følge av delprivatisering av Statoil.
2001	Gassco (Gassled)	Sikre effektiv og ikke-diskriminerende drift av transportsystemer for naturgass til og fra norsk kontinentalsokkel, og samlet selskapsorganisering av gasstransport.
2004	Petroleumstilsynet	Rendyrke tilsynsrollen mht helse, miljø og sikkerhet på petroleumsssektoren.
<i>Sektorspesifikke rammebetingelser</i>		
2003	Konsesjonstildelinger; ordinære runder, TFO og prekvalifisering	Hypigere tildeling av felt i umodne og modne områder for å øke utvinningstakten. Sikre en rask utforskning og sirkulasjon av tildelt areal.
2006	Endringer i skattemodellen	Bidra til mangfold og gi sterkere insentiver til økt letevirksomhet.
2005-2006	Refusjonsordning for leteknostnader	Gi sterkere insentiver til økt letevirksomhet.
2007	Endring i arealavgiften	Styrke incentivene til bedre ressursforvaltning i områder med manglende eller liten aktivitet.
2007	Nytt felles konsesjonsverk for alle utvinningstillatelser	Skape et enhetlig og transparent konsesjonsregelverk.
<i>Kommersielle aktører</i>		
1998-2007	Fusjoner (eks. Statoil og Hydro)	Trekke ut stordriftsfordeler, minske risiko, øke avkastninger og styrke ekspansjonsmulighetene.
2001	Børsnotering av Statoil	Gi selskapet tilsvarende rammevilkår som konkurrentene.

**Tabell 4.1 Vesentlige reformer og selskapsesifikke endringer med betydninger for petroleumsvirksomheten 1994-2007 (Kilde: Olje- og energidepartementet)**

#### Eksterne faktorer

##### *EUs konsesjonsdirektiv*

Norge signerte EØS-avtalen i 1992. Avtalen trådte i kraft 1. januar 1994. EUs konsesjonsdirektiv av 1994 ble innlemmet i EØS-avtalen med virkning fra 1. september 1995. Direktivet gjelder tildeling og bruk av utvinningstillatelser. Det innebærer blant annet at rettighetshavere som eies av staten med mer enn 50 pst. skal behandles på lik linje med ethvert annet selskap.

### *EUs gassdirektiv*

I 1998 vedtok EU gassdirektivet, som ble innført i norsk rett i 2002/2003. For oppstrømsvirksomheten innebærer gassdirektivet en plikt til å sikre gassprodusenter og kvalifiserte kunder adgang til rørledningene som transporterer produsert gass fra feltet til markedet. Samtidig med gjennomføringen av gassdirektivet i norsk rett ble GFU-ordningen (gassforhandlingsutvalget) avviklet. Eierskapet til alle ilandføringsrørledningene for gass på norsk kontinentalsokkel ble slått sammen i interessentskapet Gassled. Gassco ble etablert som operatør for Gassled med et særlig ansvar for å sikre nøytral og ikke-diskriminerende adgang til de norske oppstrømsrørledningene.

### **Endringer i myndighetsstruktur**

#### *Petroleumstilsynet*

Petroleumstilsynet ble etablert 1. januar 2004 som et selvstendig, statlig tilsynsorgan. Formålet var å få et klarere skille mellom tilsynsoppgaver og andre oppgaver som Oljedirektoratet drev med. Forut for etableringen av Petroleumstilsynet arbeidet Oljedirektoratet med tilsyn av sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten, samtidig som de arbeidet for at Norge maksimerte sitt utbytte av petroleumssressurser. I dette kunne det ligge en potensiell rollekonflikt, som er søkt løst ved opprettelsen av et eget Petroleumstilsynet. I dag har Petroleumstilsynet myndighetsansvaret for teknisk og operasjonell sikkerhet, herunder beredskap, og arbeidsmiljø. Petroleumstilsynet er underlagt Arbeids- og inkluderingsdepartementet.

#### *Gassco og Gassled*

Gassco er i dag et statlig selskap som har ansvar for transport av gass fra den norske kontinentalsokkelen. Selskapet er operatør for Gassled. Gassco har ikke eierandeler i Gassled, men ivaretar operatørskapet på en nøytral og effektiv måte overfor eier og bruker. Gassled er den formelle eier av infrastrukturen forbundet med gasstransporten fra norsk sokkel og er et interessentskap som eies av olje- og gasselskapene på norsk sokkel.

#### *Petoro*

Selskapets formål er på vegne av staten å ha ansvaret for og ivareta de forretningsmessige forhold knyttet til statens direkte engasjement i petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel og virksomhet knyttet til dette. En konsekvens av børsnoteringen av Statoil var at Statoil ikke lenger kunne forvalte Statens Direkte Økonomiske Engasjement (SDØE). Petoro AS ble derfor opprettet i 2001 som nytt statsaksjeselskap og med ansvar for å forvalte statens portefølje av utvinningstillatelser, rørledninger og landanlegg.

### **Sektorspesifikke rammebetingelser**

#### *Konsesjonstildelinger – ordinære runder, TFO og prekvalifiseringer*

Fra omkring 2000 gjennomførte myndighetene flere tiltak for å øke antall selskaper på norsk sokkel. Markedsføringen av norsk sokkel ble intensivert og ordningen med prekvalifisering av selskaper ble innført.<sup>3</sup> Utviklingen skjøt fart da myndighetene gjennom TFO-ordningen

---

<sup>3</sup> Oljeselskapene står fritt til å velge om de ønsker å prekvalifisere seg eller ikke. Ordningen er ikke beskrevet i lov eller forskrift, men omtalt i stortingsmeldinger. Prekvalifiseringsordningen skal gi nye selskaper et tilbud om evaluering av deres egnethet for deltakelse på norsk kontinentalsokkel *før* selskapene bruker ressurser på å vurdere konkrete forretningsmuligheter. Prekvalifiseringsprosessen kan også benyttes dersom myndighetene anser det nødvendig å foreta en re-kvalifisering av selskap som i dag er rettighetshavere på norsk sokkel. Departementet er ikke forpliktet til å tildele utvinningstillatelser/godkjenne overdragelser selv om et selskap er prekvalifisert. En endelig aksept av selskapet som rettighetshaver el. operatør vil foretas i tilknytning til en konkret søknad om tildeling av andel eller operatørskap i en utvinningstillatelse, eller ved samtykke til overdragelse.

(Tildeling i Forhåndsdefinerte Områder) fra 2003 gjennomførte årlige tildelinger av areal i modne områder på norsk sokkel. I de påfølgende TFO-rundene økte andelen av tildelinger til de nye selskapene på sokkelen. I TFO 2004 var andelen tildelte utvinningstillatelser til nye selskaper 38 av 79, i TFO 2005 52 av 74 og TFO 2006 79 av 122.

Siden starten har antall søkere, antall utvinningstillatelser og areal økt for hver runde. Søknads- og tildelingsbildet synes nå å ha stabilisert seg på et jevnt, høyt nivå. Blant de nye selskapene er det et økende antall selskap med kort fartstid på norsk sokkel, og også en hel del nystartede selskap. Disse selskapene er spesielt sterkt representert i letefasen. I 2005 og 06 innførte myndighetene en refusjonsordning for letekostnader for norsk sokkel, som åpnet opp for større grad av lånefinansiert leting. Dette bidro ytterligere til å gjøre norsk sokkel attraktiv, spesielt for nye selskaper som ikke er i skatteposisjon.

#### *Tettere oppfølging av tildelt areal*

Som en konsekvens av de omfattende tildelingene av utvinningstillatelser og areal de siste årene, foretok myndighetene fra 2001 endringer i konsesjonsvilkårene for nye tillatelser for å sikre en rask utforskning og sirkulasjon av tildelt areal. Tidsfristene for å gjennomføre arbeidsprogrammene for de nye tillatelsene er generelt blitt strammet inn, og tilbakeleveringsbetingelsene er innskjerpet. Med de nye konsesjonsvilkårene sikrer myndighetene at areal ikke blir liggende uvirksomt, og at nye aktører får mulighet til å vurdere areal som tilbakeleveres.

#### *Arealavgiften*

Arealavgiftssystemet ble endret fra 1.1.2007 for å styrke arealavgiftens ressursforvaltningsfunksjon. Endringene innebærer en generell skjerpelse av avgiften pr. km<sup>2</sup>, samt en raskere opptrapping. Det betales ikke avgift for arealer med produksjon eller aktiv letevirksomhet. Hensikten med endringen er igjen å hindre at areal innenfor utvinningstillatelsene blir liggende uvirksomt.

#### *Tredjeparts adgang til infrastruktur*

Olje- og energidepartementet utarbeidet i 2005 en "Forskrift om andres bruk av innretninger" som trådte i kraft 1. januar 2006. Formålet med forskriften er å stimulere til effektiv bruk av infrastrukturen på sokkelen og dermed gi rettighetshaverne bedre insentiver til å lete og bygge ut nye forekomster i nærheten av eksisterende infrastruktur.

#### *Stemmeregler i utvinningstillatelsene*

Prinsippene for utforming av den alminnelige stemmeregler i utvinningstillatelsen er ikke endret siden 1984<sup>4</sup>, men enkelte endringer har likevel kommet til. Prinsippene er som følger:

- Ingen skal ha beslutningsmyndighet alene
- Som hovedregel skal ingen ha vetorett
- Vedtak fattes ved en kombinasjon av antall rettighetshavere og størrelsen på deres andeler.<sup>5</sup>

<sup>4</sup> Prinsippene ble opprinnelig fastsatt i St.meld. nr. 73 (1983-84), der Statoils deltakerandel ble besluttet delt i en økonomisk andel til Statoil og en underliggende andel til staten (SDØE – statens direkte økonomiske engasjement).

<sup>5</sup> I grove trekk har den alminnelige stemmeregler etter dette og frem til i dag vært utformet slik:

2 rettighetshavere: Vedtak fattes ved enstemmighet  
3 rettighetshavere: 2 med 50 pst. av deltakerinteressene  
4 rettighetshavere: 3 med 50 pst. av deltakerinteressene  
5 rettighetshavere: 3 med 50 pst. av deltakerinteressene  
6 rettighetshavere: 4 med 50 pst. av deltakerinteressene



Stemmeregelen i utvinningstillatelser tildelt etter 1. september 1995 (i praksis fra og med 15. konsesjonsrunde) må utformes slik at StatoilHydro og Petoro ikke gis beslutningsmyndighet sammen. Videre skal Petoro ikke stemme ved valg av leverandører. I tillegg ble den såkalte generalforsamlingsklausulen etter 1. september 1995 erstattet med en vetorett for staten (Petoro). Denne innebærer at staten (Petoro) på visse vilkår (som er definert i konsesjonsdirektivet) kan nedlegge veto mot en beslutning som er fattet i interessentskapet.

Gjennom endring av stemmereglene for de interessentskap der det sammenslåtte selskapet er rettighetshaver, har departementet søkt å sikre at alle rettighetshavere fortsatt vil ha mulighet til å påvirke beslutningsprosessen, også etter sammenslåingen. Dette gjelder uavhengig av størrelsen på den enkelte rettighetshavers deltakerandel. Vedtak i interessentskapet betinger at en kombinasjon av antall rettighetshavere og størrelsen på deres deltakerandel må stemme for en beslutning for å fatte vedtak. I mange interessentskap har antall deltakere gått ned fra fire til tre som følge av sammenslåingen. Samtidig ser vi at det sammenslåtte selskapet har fått en deltakerandel som er betydelig høyere enn 50 pst. i mange interessentskap. I mange av disse tilfellene har departementet valgt en løsning som gir det sammenslåtte selskapet en vetorett – det vil si at en beslutning ikke kan fattes uten det sammenslåtte selskapets medvirkning. På den annen side er stemmeregelen utformet slik at det sammenslåtte selskapet ikke kan fatte noen beslutning uten at minst en av de øvrige rettighetshavere også stemmer for beslutningen. På denne måten ivaretas hensynet til balanse i de beslutninger som fattes, også der det sammenslåtte selskapet er blitt en dominerende rettighetshaver for så vidt gjelder størrelsen på deltakerandelen.

#### *Konsesjonsverk for utvinningstillatelser*

Konsesjonsverket for alle utvinningstillatelser på norsk kontinentalsokkel ble endret fra 1. januar 2007. Ett av vilkårene for tildeling av en utvinningstillatelse, er at rettighetshaverne inngår en avtale seg imellom - *Avtale for petroleumsvirksomhet*. Dette er en standardavtale med to vedlegg - *Samarbeidsavtale* og *Regnskapsavtale*. I *Avtale for petroleumsvirksomhet* inntas alle individualiserte vilkår for tillatelsen, slik som rettighetshavergruppens sammensetning, hvem som er operatør for interessentskapet, stemmereglene mv. *Samarbeidsavtalen* og *Regnskapsavtalen* er den samme for alle utvinningstillatelser. At konsesjonsverket er identisk for alle utvinningstillatelser fremmer transparens og forenkler beslutninger både mellom selskapene og mellom myndigheter og selskaper.

### **4.1.2 Operatører/rettighetshavere på norsk sokkel**

Som nevnt har aktørstrukturen på norsk sokkel gjennomgått betydelige endringer de siste 10-15 årene. I tillegg til at dette delvis er et resultat av eksterne og petroleumspolitiske endringer, er det også et resultat av industrielle utviklingstrekk, som de mange sammenslåingene og fusjonene man så i petroleumsvirksomheten internasjonalt rundt årtusenskiftet.

I tiden frem mot 2000 var norsk kontinentalsokkel dominert av Statoil, Norsk Hydro og de store internasjonale selskapene. I 1999 var det 12 operatører på sokkelen. I årene rundt 2000 var den internasjonale oljeindustrien preget av en bølge av fusjoner og oppkjøp. I 1998 fusjonerte BP og Amoco, og i 2000 slo Total/Fina og Elf seg sammen. I 1999 ble Saga Petroleum kjøpt opp av Norsk Hydro. Fusjonene ga seg også uttrykk i færre store internasjonale selskap på norsk sokkel. Sammenslåingen mellom Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet hadde vært drøftet som en mulighet flere ganger, men skjedde først i 2007. Sentrale oppkjøp og fusjoner i perioden 1996-2007 er vist i tabell 4.2.

Sammenslått selskap	År
BP/Amoco	1998
Exxon/Mobil	1999
Total/Fina	1998
BP Amoco/Arco	1999
Norsk Hydro/Saga	1999
TotalFina/Elf	2000
Chevron/Texaco	2000
Shell/ Enterprise	2002
Talisman/Pertra	2005
Talisman/Paladin	2005
Endeavour Corp/OER Oil	2005
Noreco/Altinex	2007
DNO/Pertra (Det norske)	2007
Statoil/Hydro	2007

**Tabell 4.2 Sentrale oppkjøp og fusjoner 1996-2007, mellom selskaper på norsk sokkel (Kilde: Olje- og energidepartementet)**

Etter årtusenskiftet har antallet aktører på norsk sokkel økt betydelig, ikke minst på grunn av den overfor nevnte innføringen av tildelinger av forhåndsdefinerte områder. Den kraftige økningen i oljeprisen etter 2000 var også en viktig grunn til den økte interessen. I sum har nesten 50 nye selskaper blitt prekvalifisert som operatører eller rettighetshavere siden år 2000. Bare i 2007 ble 13 selskaper prekvalifisert, enten som operatør eller som rettighetshaver. I juni 2008 var det ytterligere 13 selskaper under vurdering for prekvalifisering som enten rettighetshaver eller operatør.

I den videre teksten vil definisjonen av store norske selskap, store internasjonale selskap og små og mellomstore selskap og nye selskap være definert på følgende vis:

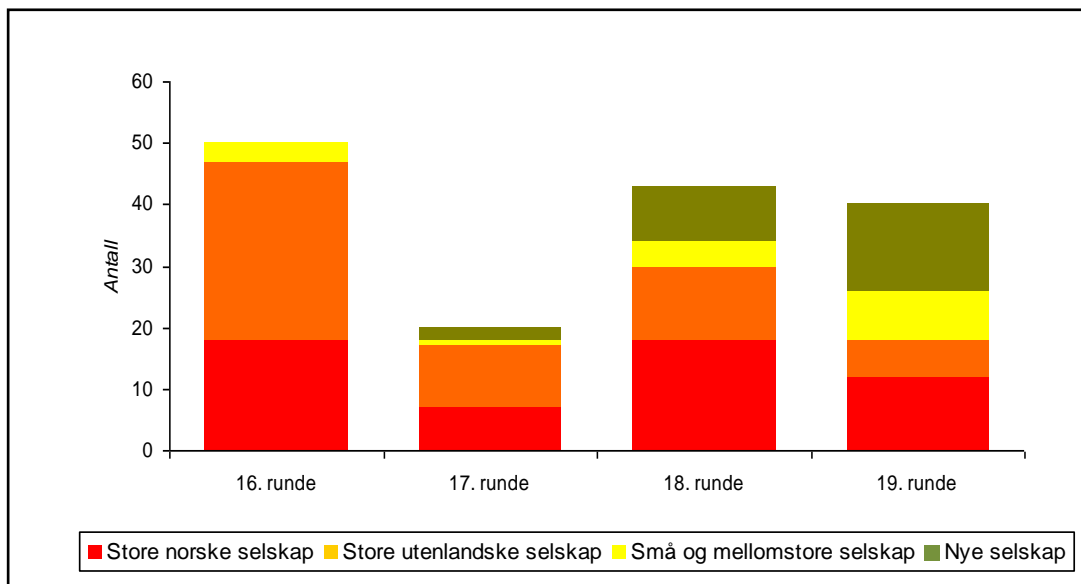
- *Store norske selskap:* Norske selskaper med en markedspris på over 15 mrd. amerikanske dollar (USD)
  - Statoil, Hydro og SDØE\*\*\*
- *Store internasjonale selskap:* Selskaper med en markedspris på over 45 mrd. amerikanske dollar (USD). Alle relevante selskap var etablert på sokkelen før prekvalifiseringsordningen startet i 2000.
  - BP, Eni, ExxonMobil, Chevron-Texaco, ConocoPhillips, Shell, Total
- *Små og mellomstore selskap:* Internasjonale selskap med en markedspris under 45 mrd. USD og norske selskap med en markedspris under 15 mrd. USD. Små og mellomstore selskap som er blitt prekvalifisert etter 1999 er tatt med i gruppen ”nye selskap” (se nedenfor).
  - AEDC, Amerada Hess, DNO\*\*, Idemitsu, OMV Norge, Pelican\*, Petro-Canada\*\*, RWE Dea, Svenska Petroleum Exploration, Ugland Construction Company

- *Nye norske og internasjonale selskap*: Selskap som er prekvalifisert etter 2000 (ingen selskap er "store internasjonale" eller "store norske" etter definisjonen lagt til grunn ovenfor).
  - Aker Exploration, Aker Maritime\*, Altinex\*, Anardarko, Bayerngas, BG Norge, Bridge Energy, Centrica, Concedo, Dana, DNO\*\*, Det Norske Oljeselskap, Discover, DONG, E.ON Ruhrgas, Edison, Endeavour, Ener\*, Enterprise\*, Excel, Farel Petroleum, Gaz de France, Genesis, Hunt Oil, Kerr-McGee\*, Lasmø\*, Lundin, Marathon, Marubeni, Maersk, Nexen, Noble, Noreco, OER\*, OMV, Oranje Nassau, Paladin, PA Resources, Petra\*, Petro Canada\*\*, Petrofac, PGNiG, Premier, Revus, Rocksource, Sagex, Serica Energy, Skagen 44, Sumitomo, Talisman, VNG, Wintershall

\* Selskaper som er blitt kjøpt opp, har lagt ned virksomheten eller har fusjonert med andre selskap

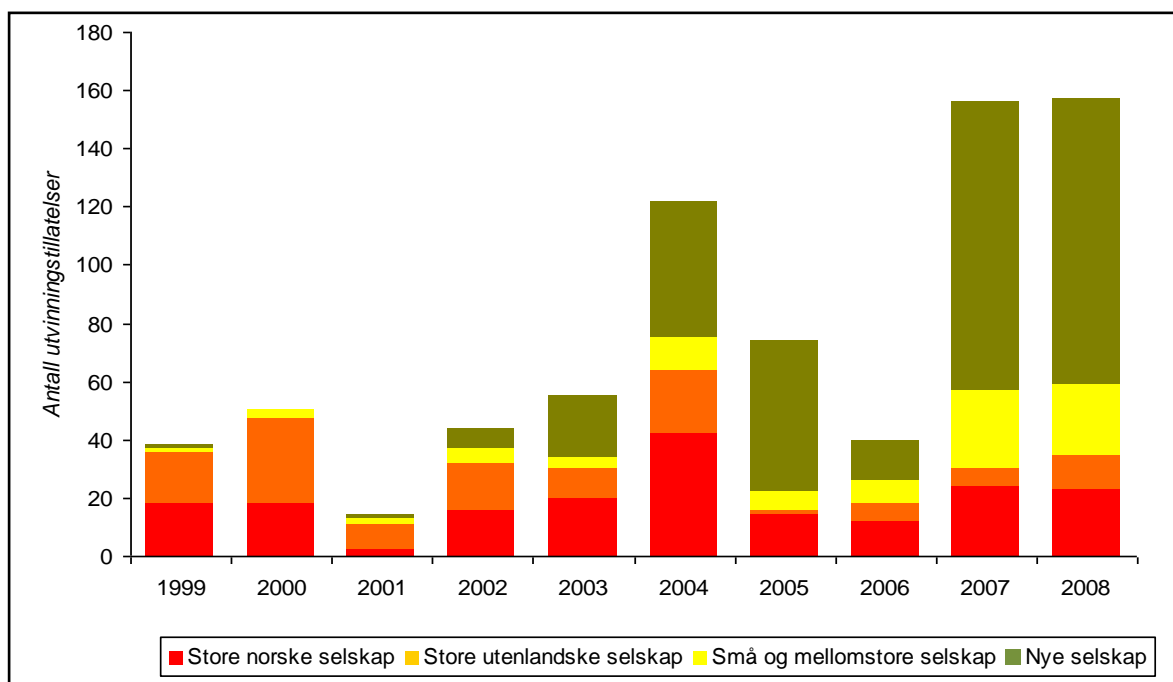
\*\* Selskap som er blitt rekvalifisert etter 2000

\*\*\* SDØE er ikke et selskap, men har en estimert verdi



**Figur 4.1** Utvinningstillatelser tildelt i ordinære konsesjonsrunder fordelt på type selskap (Kilde: Oljedirektoratet)

Figur 4.1 viser utvinningstillatelser tildelt i ordinære konsesjonsrunder fordelt på type selskap. Det fremgår klart av figuren at gruppen "nye selskaper" i de siste ordinære konsesjonsrundene har blitt tildelt et betydelig antall utvinningstillatelser. Dette gjelder særlig i runde 18 (i 2004) og runde 19 (i 2006). Et annet fremtredende trekk som illustreres av figuren er at antallet tildelinger til store internasjonale selskap i de ordinære rundene er redusert, samt at vi ser en fremvekst av tildelinger til små og mellomstore selskap som også før 1999 var på norsk sokkel.

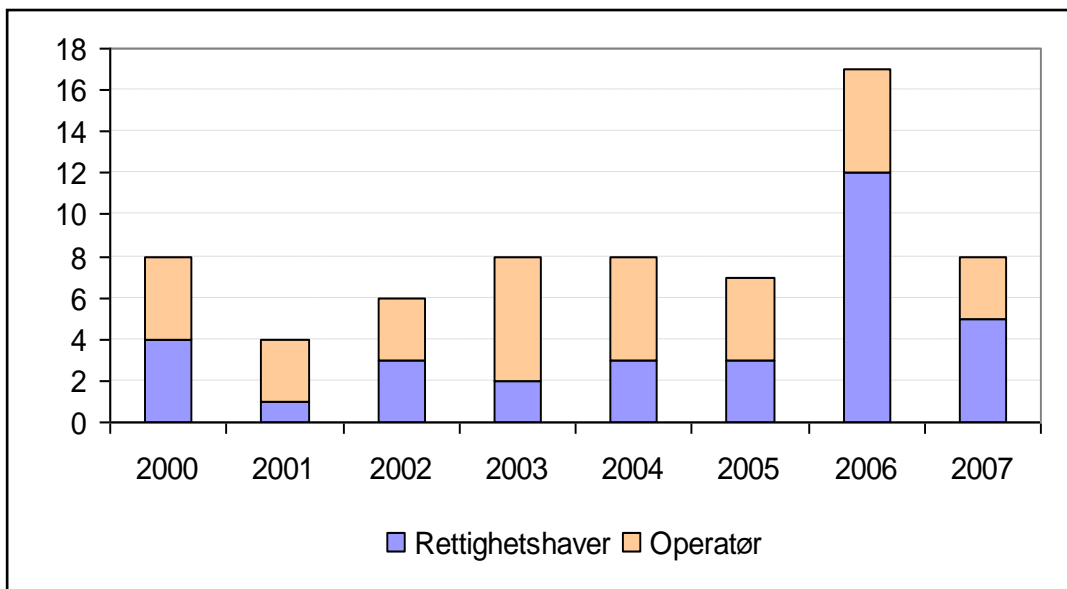


Figur 4.2 Antall tildelinger i modne områder og selskapstyper (Kilde: Oljedirektoratet)

Figur 4.2 viser antall tildelinger fordelt på selskapstyper gjennom TFO-runder i modne områder. Som figuren viser er det særlig i disse tildelingsrundene at nye selskap har fått betydelig innpass på norsk sokkel. Også såkalte små og mellomstore selskap har fått økt antall tildelinger i disse rundene, mens antall tildelinger til store norske selskap har variert og antall tildelinger til store internasjonale selskap har blitt redusert. Figuren illustrerer tydelig at den store interessen for leting og utvinning i såkalte modne områder kommer fra nye selskap og fra små og mellomstore selskap.

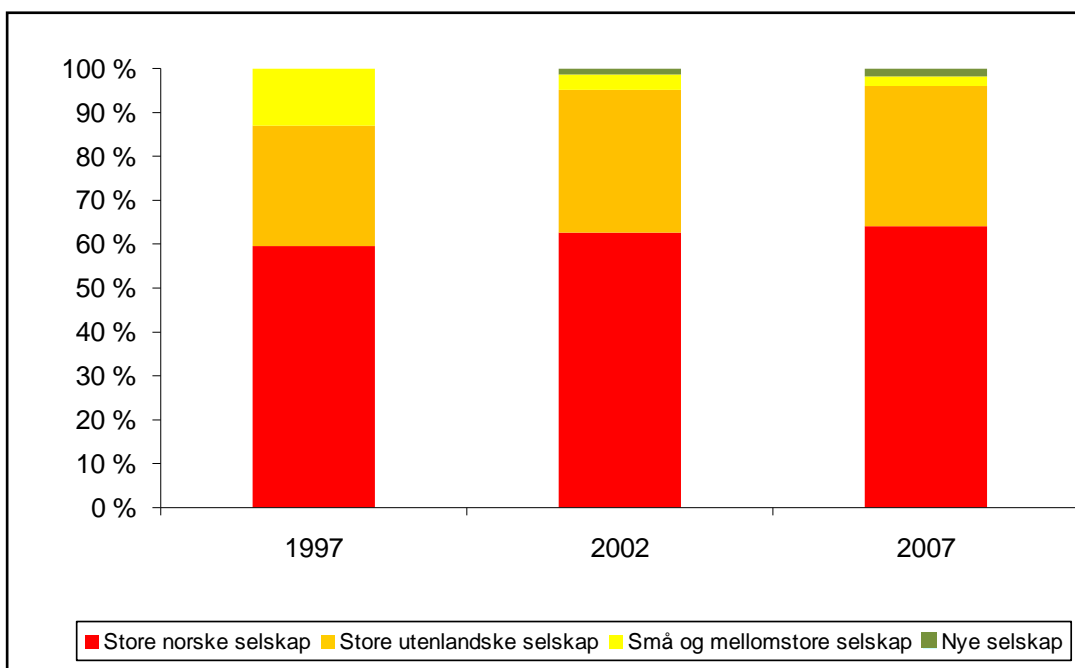
Fra ordningen med prekvalifisering ble innført i år 2000 og frem til utgangen av 2007, har myndighetene gjennomført 71 pre-/rekvalifiseringer av selskaper som ønsker å være rettighetshavere og/eller operatør på norsk sokkel<sup>6</sup>. Figur 4.3 viser antallet pre-/rekvalifiseringer fra 2000 til 2007.

<sup>6</sup> Et selskap kan søke om prekvalifisering som henholdsvis rettighetshaver eller operatør i flere omganger. Enkelte selskaper vil også "forsvinne" fra norsk sokkel, enten gjennom oppkjøp/fusjoner eller ved at de trekker seg ut fra norsk sokkel.



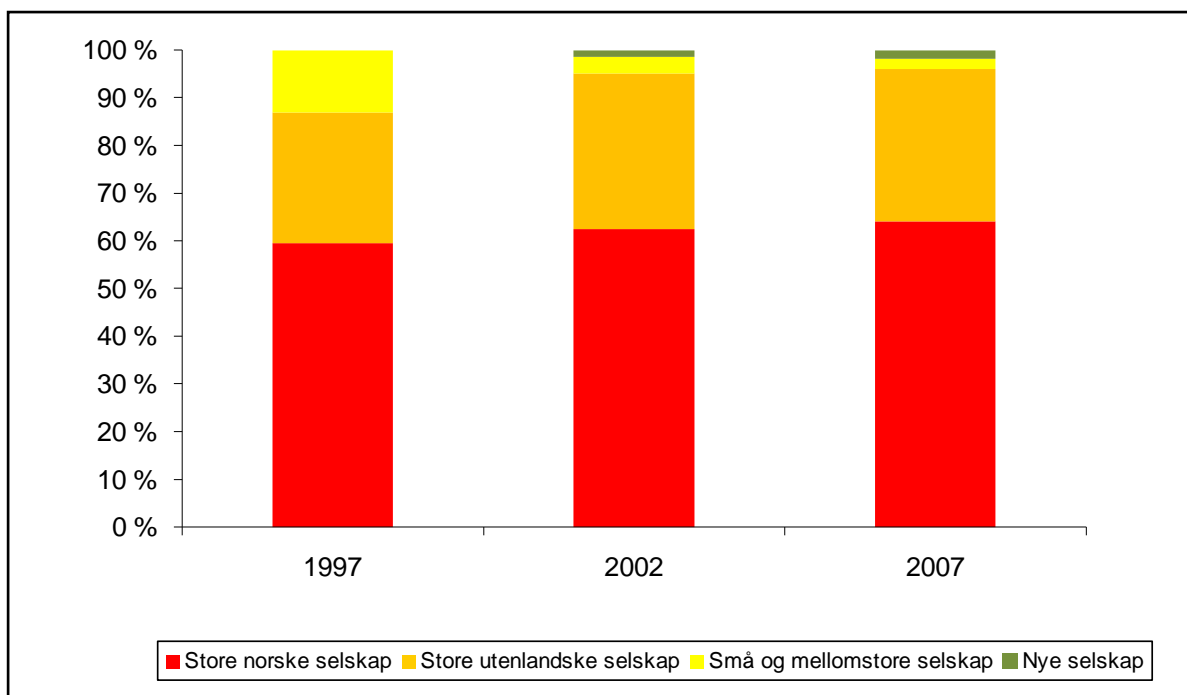
Figur 4.3 Pre- og rekvalifiseringer (Kilde: Oljedirektoratet)

De fire neste figurene illustrerer reserver, produksjon, operatørskap og investeringer fordelt på de samme selskapskategoriene.



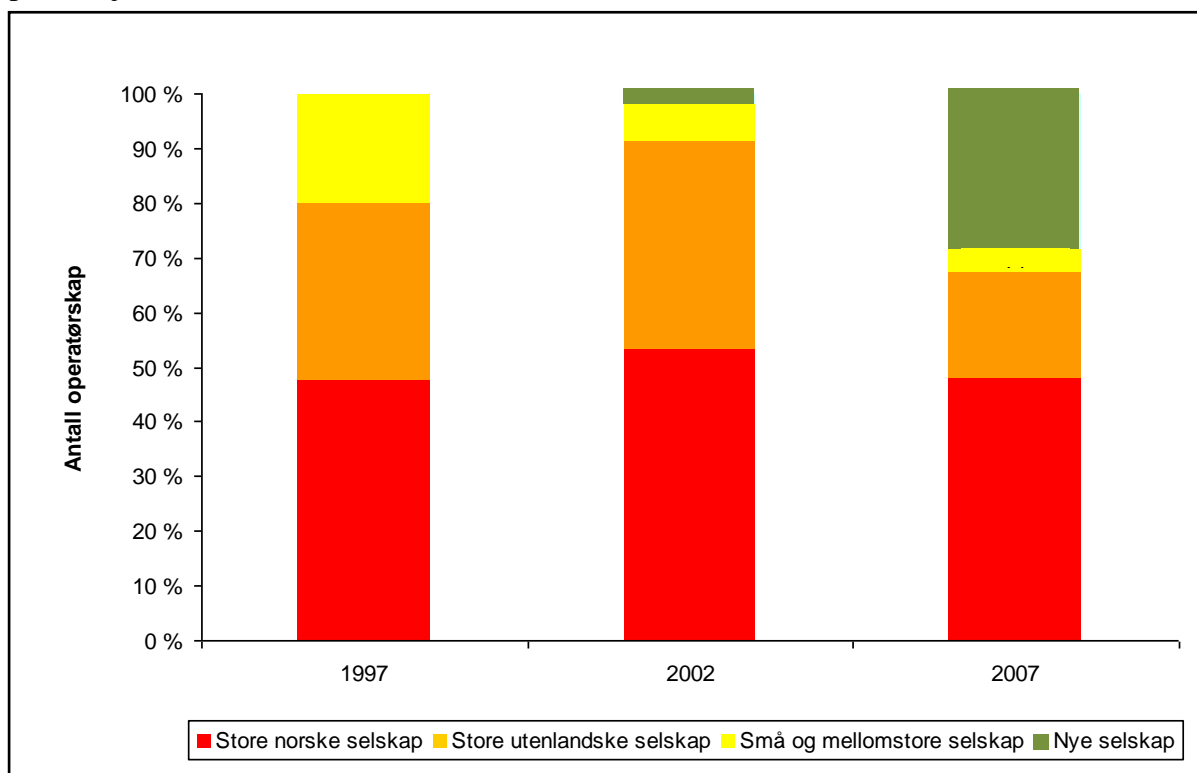
Figur 4.4 Andel reserver fordelt på type selskap (1997, 2002, 2007) (Kilde: Oljedirektoratet)

Figur 4.4 viser utviklingen i andel reserver fordelt på type selskap. Reservene til store norske selskap har økt noe frem til 2002, og tilsvarende ser man en betydelig reduksjon i små og mellomstore selskapers andel av reservene. Andelen til store utenlandske selskap har vært forholdsvis stabil. Vi ser også at nye selskap har kommet til.



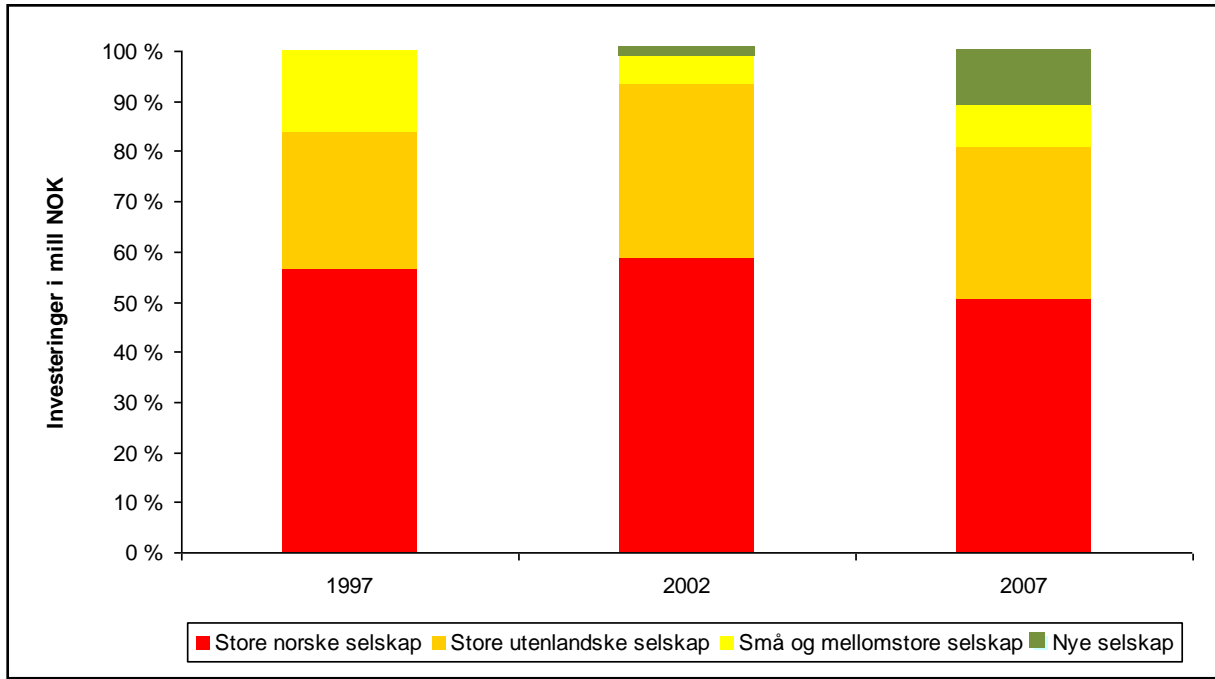
Figur 4.5 Andel produksjon fordelt på type selskap (1997, 2002, 2007) (Kilde: Oljedirektoratet)

Figur 4.5 viser utviklingen i andel av produksjonen fordelt på type selskap. Den viser at store norske selskapers andel av produksjon er relativt stabil, og at store internasjonale selskapers andel av produksjonen har økt. Selv om det har kommet til et stort antall nye aktører på sokkelen innenfor kategorien ”små og mellomstore selskaper”, så vises dette ikke igjen i økt produksjonsandel.



Figur 4.6 Andel operatørskap fordelt på type selskap (1997, 2002, 2007) (Kilde: Oljedirektoratet)

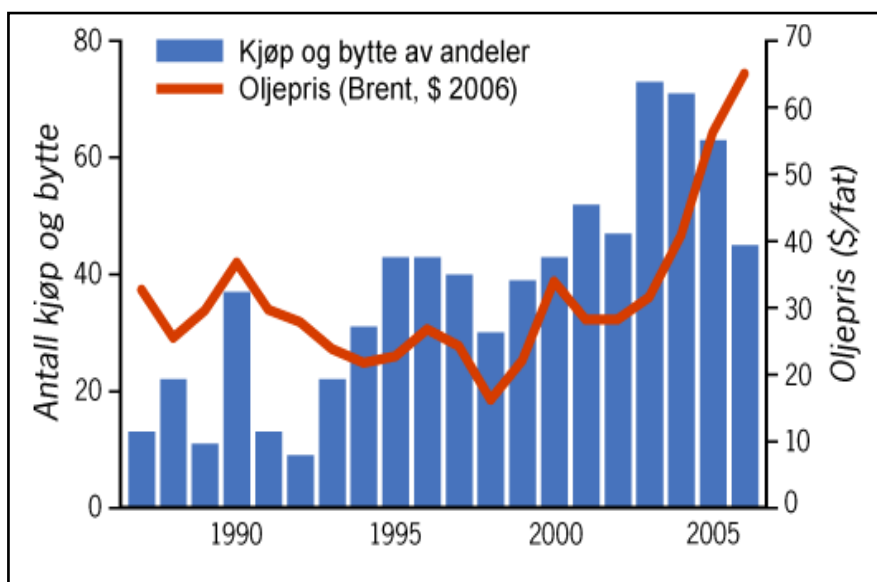
Figur 4.6 viser andel operatørskap fordelt på type selskap. Som figuren viser har antall operatørskap økt betydelig. Mange nye tildelinger, spesielt i TPA-rundene er en viktig årsak til dette. I tillegg ser man at andelen operatørskap for store norske selskap er relativt jevn. Det mest markante utviklingstrekket er at andelen – og antallet – operatørskap til store internasjonale selskap har minsket, mens både andelen og antallet har økt betydelig for nye (små og mellomstore) selskap.



Figur 4.7 Andel investeringer fordelt på type selskap (1997, 2002, 2007) (Kilde: Oljedirektoratet)

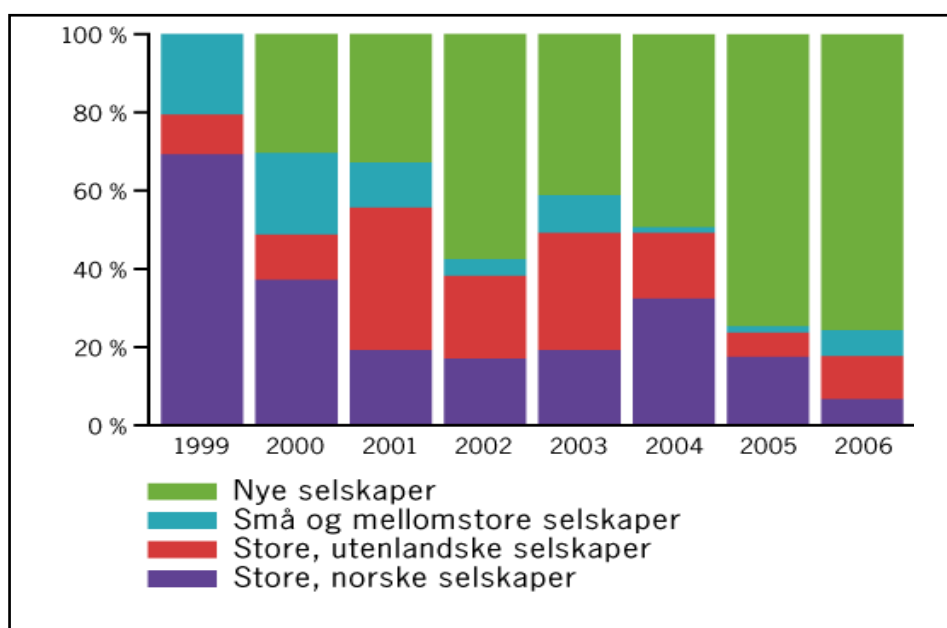
Figur 4.7 viser andel investeringer fordelt på type selskap. Investeringene for store norske selskap ser ut til å gå noe ned, mens andelen investeringer fra internasjonale store selskap økte noe frem til 2002 og har siden blitt noe redusert. Andelen investeringer fra små og mellomstore selskaper gikk noe ned i perioden 1997 til 2002, men har sammen med investeringer fra nye selskaper økt igjen til 2007.

Samlet viser figurene at andelene investeringer, operatørskap, reserver og produksjon for store norske selskap har vært relativt jevn de siste ti årene. Mens vi har sett en økning i nye små og mellomstore selskapers andel for investeringer og operatørskap, gjenspeiles denne økningen foreløpig ikke i andel reserver og produksjon. Det omvendte gjelder for store internasjonale selskaper. Dette kan ha sammenheng med at det er krevende finansielt og tidsmessig å komme i produksjon, samt at de store internasjonale selskapene investerer i større felt og derved har større andel av reservene.



Figur 4.8 Kjøp og bytte av andeler (Kilde: Oljedirektoratet)

Generelt er det regnet som positivt at selskaper bytter og selger andeler, ettersom dette bidrar til at aktører ikke sitter med uvirksomt areal. Større tilgang på nytt areal og flere selskaper som rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel kan ha ført til større sirkulasjon i andelsmarkedet. Stort sett viser tallene at det er sammenheng mellom kjøp og bytte av andeler og oljeprisen. Likevel viser figur 4.8 at kjøp og bytte av andeler er noe redusert de siste tre årene.



Figur 4.9 Andel av kjøp og bytte av eierandeler på den norske kontinentalsokkelen fordelt på ulike selskapstyper (Kilde: Oljedirektoratet)

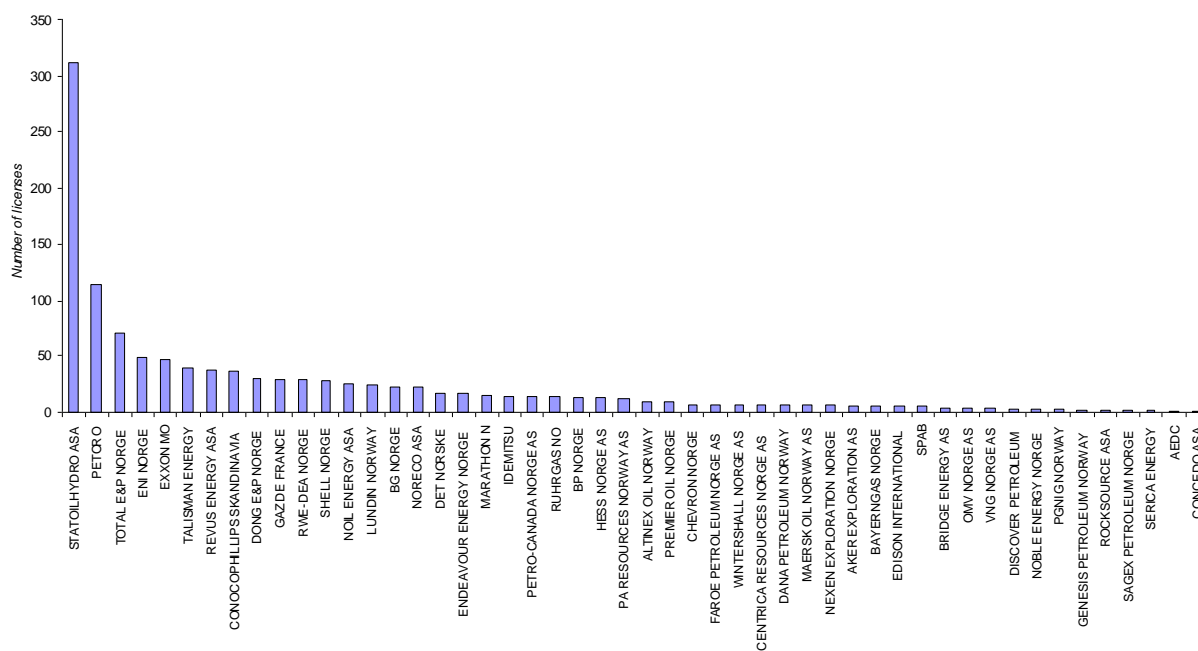
Etter 1999 har de nye selskapene stått for en stadig økende andel av kjøp eller bytte i andelsmarkedet, som vist i figur 4.9. Gitt at bytte og salg skjer mellom aktører i samme kategori vil dette ikke i seg selv påvirke aktørbildet. På den annen side kan det påvirke aktørbildet i enkelte områder, for eksempel ved at enkelte områder domineres av en kategori selskaper.



### 4.1.3 Sammenslåingen mellom Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet

Sammenslåingen av Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet i 2007 markerte en ny fase for strukturutviklingen på norsk sokkel. Da de to største aktørene på norsk sokkel gikk sammen i ett selskap ble også de to viktigste utredningsmiljøene slått sammen. I interessentskapene i store olje- og gassfelt har Statoil og Hydro samarbeidet og utfordret hverandre. Historisk har ulike vurderinger i de to selskapene knyttet til blant annet utvinningsstrategier og utbyggings- og transportløsninger vært viktige for verdiskapingen på sokkelen.

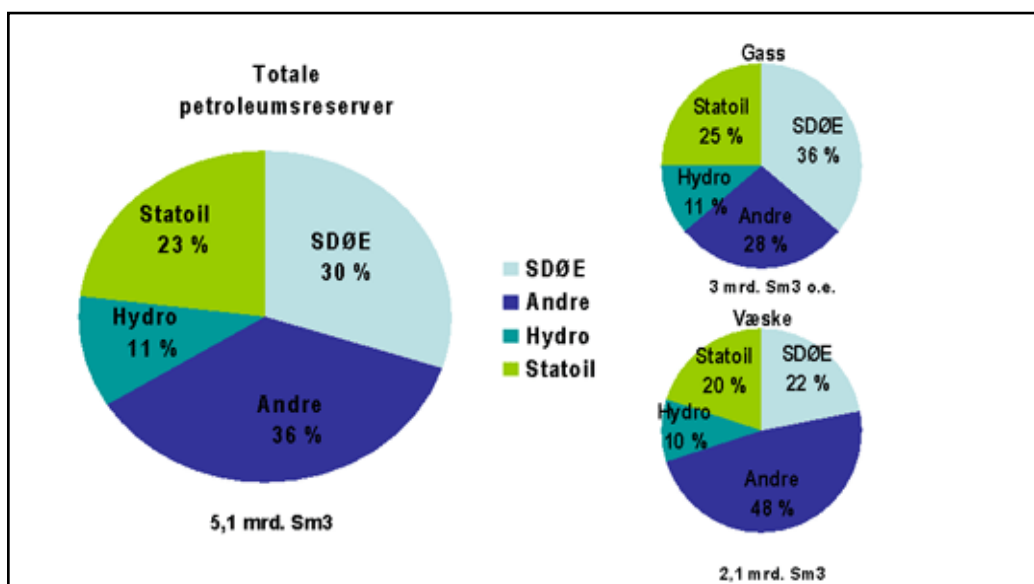
I St.prp. 60 (2006-2007) blir en rekke sentrale konsekvenser av sammenslåingen mellom Statoil og Hydro omtalt. Under følger flere kvantitative parametere som er gjengitt i denne proposisjonen.



Figur 4.10 Selskaper og antall utvinningstillatelser status 31.12.2007 (Kilde: Oljedirektoratet)

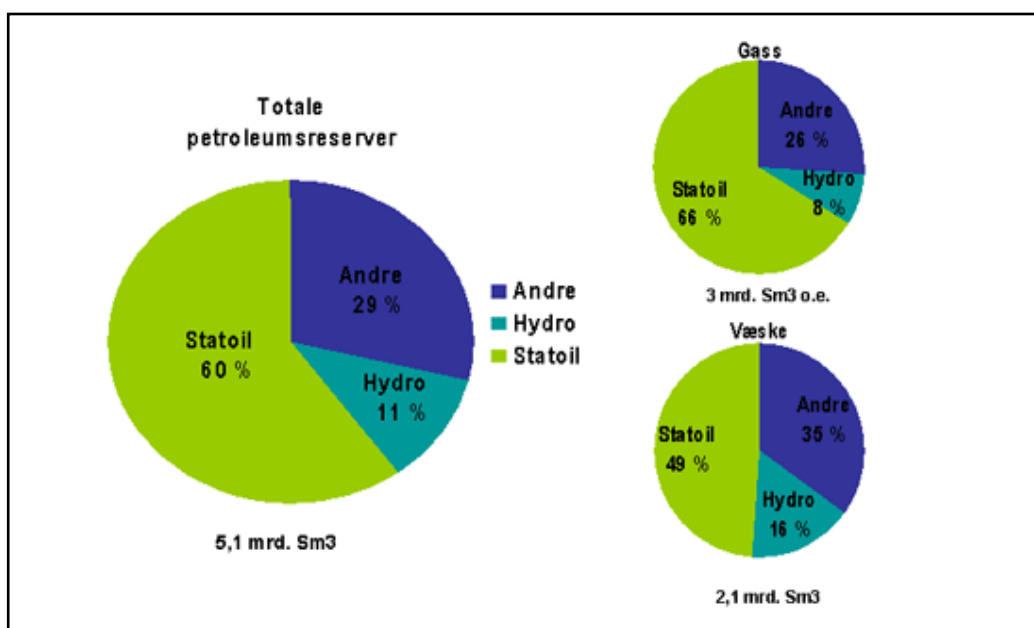
Figur 4.10 viser hvor mange utvinningstillatelser hver enkelt rettighetshaver på norsk sokkel har deltakerandeler i. StatoilHydro er i en særstilling sammenliknet med de andre aktørene med deltakelse i 313 utvinningstillatelser, sammenliknet med andre store operatører som Total med deltakelse i 71 utvinningstillatelser, ENI Norge 49 og ExxonMobil med 47.

Det sammenslåtte selskapet vil disponere over 1/3 av de gjenværende påviste petroleumssressursene, som vist i figur 4.11. Videre viser figur 4.11 at det sammenslåtte selskapet i 2007 disponerte over en andel på om lag 30 prosent av de påviste oljeressursene og 40 prosent av de påviste gassressursene. Frem mot 2020 antas andelen av oljeressurser som selskapet disponerer over synke til om lag 20 prosent, mens andelen av gassressursene som selskapet disponerer over kun synker til litt i underkant av 40 prosent jf St.prp. nr. 60 (2006-2007). Dette vil i sum medføre at det sammenslåtte selskapet over tid vil disponere over en lavere andel av ressursene enn i dag. Resultatene fra letevirksomheten er ikke inkludert i disse prognosene, men vil på sikt påvirke fordelingen.



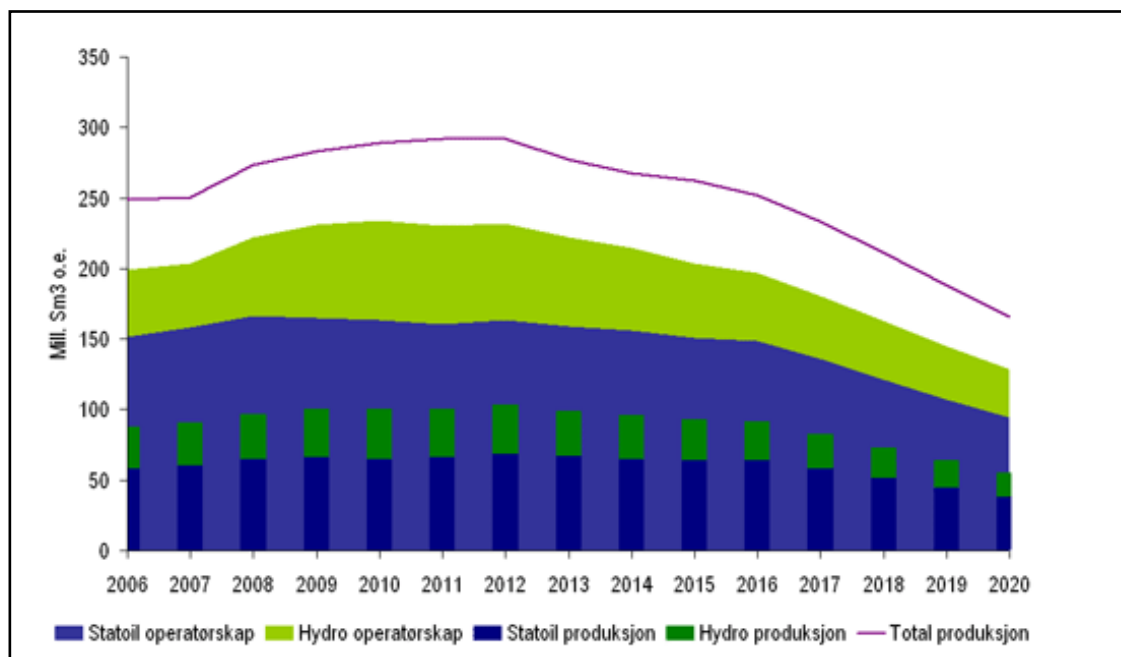
Figur 4.11 Oversikt over Statoil, Hydro og SDØE sine andeler av gjenværende reserver og påviste ressurser (Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet)

Det sammenslåtte selskapet vil være operatør for om lag 80 prosent av produksjonen og om lag 70 prosent av gjenværende reserver og påviste ressurser, som vist i figur 4.11 og figur 4.12.



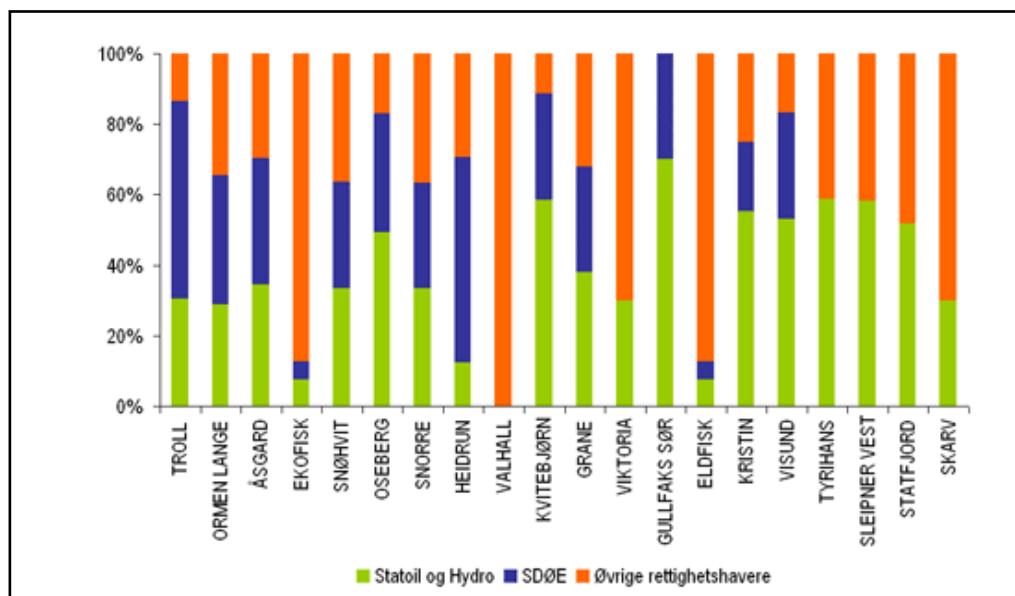
Figur 4.12 Oversikt over Statoil og Hydros operatøransvar for gjenværende reserver og påviste ressurser (Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet)

Operatøransvar er viktig fordi det er operatøren som er hovedansvarlig for utbygging, drift og videreutvikling av feltet. Derfor er det også operatøren som opparbeider seg størst kunnskap om feltet og som øker sin egen kompetansebase. Rollen gir altså stor innflytelse på aktiviteter knyttet til utredning, utbygging og drift, og derved også innflytelse på leverandør- og forskningsaktiviteter. Figur 4.13 gir en indikasjon på at operatørskapet til StatoilHydro antas å følge den estimerte produksjonsprofilen innenfor petroleumssektoren i Norge.



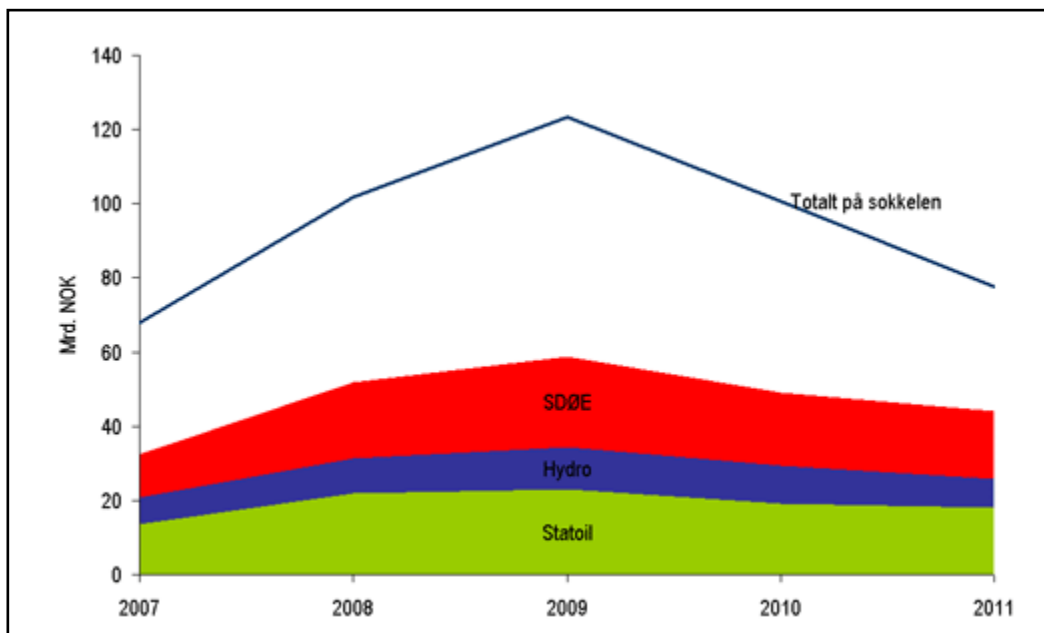
Figur 4.13 Oversikt over Statoil og Hydros andel av total petroleumsproduksjon og operatørskap, i forhold til total petroleumsproduksjon (Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet)

Det sammenslåtte selskapet vil ha en betydelig deltakerandel i de fleste store feltene, som vist i figur 4.14. Som redegjort for i St.prp. 60 (2006-2007) varierer likevel det sammenslåtte selskapets posisjon i forhold til ulike områder av norsk sokkel. For eksempel har det sammenslåtte selskapet mange deltakerandeler og operatørskap i nordlige del av Nordsjøen, mens flere andre aktører er mer tilstedeværende i Norskehavet.



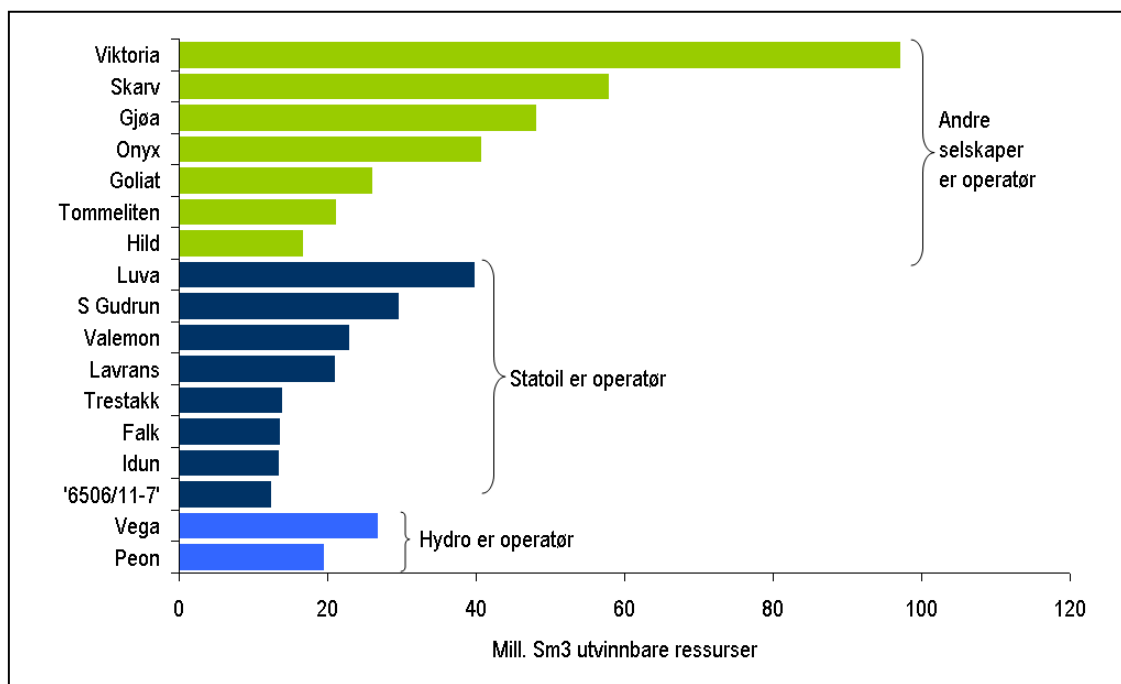
Figur 4.14 Statoil, Hydro og SDØE sine deltakerandeler i de 20 største feltene og funnene på norsk sokkel (Kilde: Olje- og energidepartementet/ Oljedirektoratet)

Det er flere forhold som taler for mulig økt mangfold i årene som kommer. I perioden 2007-2011 vil det sammenslåtte selskapet stå for i underkant av 30 prosent av de totale investeringene på sokkelen, jf. figur 4.15.



Figur 4.15 Statoil og Hydro sine forventede investeringer (ekskl. leting) sammenlignet med totalt investeringsnivå (Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet)

Det avtegner seg et mer nyansert aktørbilde når det kommer til utbygging av nye felt. De største funnene som i dag ikke er bygd ut (Viktoria, Onyx mfl) eller som er under utbygging (Skarv mfl), opereres av andre selskaper enn Statoil og Hydro, som vist i figur 4.16.



Figur 4.16 Fordeling av operatørskap for funn som forventes utbygd, rangert i forhold til utvinnbare ressurser (Kilde: Oljedirektoratet)

## **4.2 Norsk leverandørindustri**

### **4.2.1 Utvikling av norsk leverandørindustri**

Oppbyggingen av en konkurransedyktig norsk leverandørindustri er blant annet et resultat av en bred enighet om at olje- og gassressursene på norsk sokkel skulle lede til industriell utvikling i Norge. Den industrielle kompetansen som eksisterte i Norge innenfor prosessindustrien og skipsverftene, samt kompetansen opparbeidet innen vannkraft, skapte et godt utgangspunkt for byggingen av en ny industri.

Norske myndigheter ga sin støtte til at kompetanse kunne overføres fra internasjonale oljeselskaper med oppstrømsaktiviteter i Norge til norske olje- og gasselskaper. Andre elementer i den norske petroleumspolitikken var at operatørene måtte inkludere norsk leverandørindustri i anbudskonkurranser gitt at de kunne konkurrere på kvalitet og pris. At norske selskaper fikk anledning til å konkurrere om oppdrag på norsk sokkel førte til at norske industri- og forskningsmiljøer kunne utvikle egen teknologi tilpasset de utfordringer prosjekter på sokkelen representerte. Denne utviklingen bidro til at norsk leverandørindustri ble konkurransedyktig basert på egen kompetanse og teknologi.

I oppbyggingen av leverandørindustrien har myndighetene vært opptatt av at verdiskapingen skulle skje i Norge, fremfor at eierskapet skulle være norsk. Det viktigste formålet har vært å bygge opp industri- og forskningsmiljøer for å styrke verdiskapingen. Med norsk leverandørindustri mener man i denne sammenheng en bedrift der verdiskapingen i hovedsak kan sies å finne sted i Norge. Det finnes mange eksempler på bedrifter som møter dette kriteriet, men der eierskapet i større eller mindre grad ivaretas utenfor Norge.

I tillegg til samarbeidet med de internasjonale selskapene, har samspillet med de norske oljeselskapene vært viktig. De norske oljeselskapene hadde ulike strategier, erfaringer og teknologier som ledet til at ulike kontraktsstrategier, utbyggingsløsninger og leverandører ble valgt i forbindelse med prosjektgjennomføring på norsk sokkel.

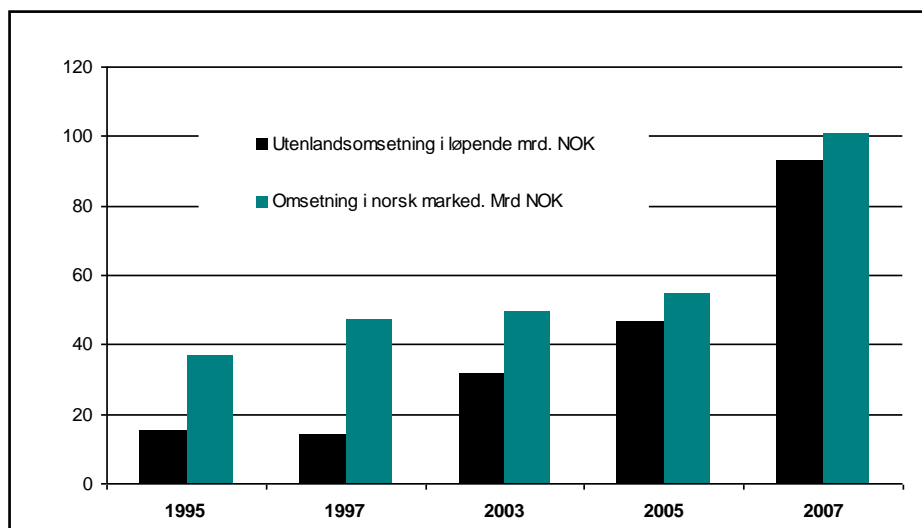
Som et resultat av sterk kostnadsvekst og fall i oljeprisene gjennomgikk norsk leverandørindustri store endringer på 1990-tallet. Disse var blant annet knyttet til økt fokus på kostnader og endringer i rammebetingelsene. Myndighetene tok i 1993 initiativet til en prosess for å videreutvikle kontinentalsokkelens konkurranseposisjon, den såkalte Norsok-prosessen. Dette ga opphav til at stiftelsen INTSOK ble etablert i 1997 med en ambisjon om å bidra til at norsk leverandørindustri skulle oppnå markedsandeler internasjonalt. INTSOK er et eksempel på samarbeid mellom norske myndigheter og industri, ettersom de er finansiert over Olje- og energidepartementets budsjett og gjennom medlemskontingent fra medlemsselskapene.

Et mål i olje- og gasspolitikken har vært å videreutvikle en internasjonalt konkurransedyktig leverandørindustri som kan sikre en langsiktig verdiskaping i Norge. Et viktig fundament for internasjonaliseringen har vært eksistensen av et norsk hjemmemarked med et jevnt aktivitetsnivå og krevende kunder. Mange av norske leverandørbedrifter har i dag økende grad internasjonalisert sin virksomhet. Flere disse har erfart at det er et fortrinn i den internasjonale konkurransen at de er kjent med internasjonale og norske oljeselskaper gjennom aktiviteter på norsk sokkel. På flere områder er norske leverandører i dag blant de ledende i verden. Spesielt gjelder dette innen seismikk, boreutstyr, undervannsanlegg og flytende produksjonsløsninger. Analyseselskapet Menon Business Economics anslo i en undersøkelse fra oktober 2008 at norsk petroleumsmarkedet leverandørindustri har doblet sin

utenlandsomsetning fra 47 til 95 mrd. kroner fra 2005 til 2007. Dette er svært høye tall for en liten nasjon som Norge som forteller at vi har bygget opp betydelig kompetanse, teknologi og konkurransekraft i løpet av landets 40 år lange petroleumvirksomhet.

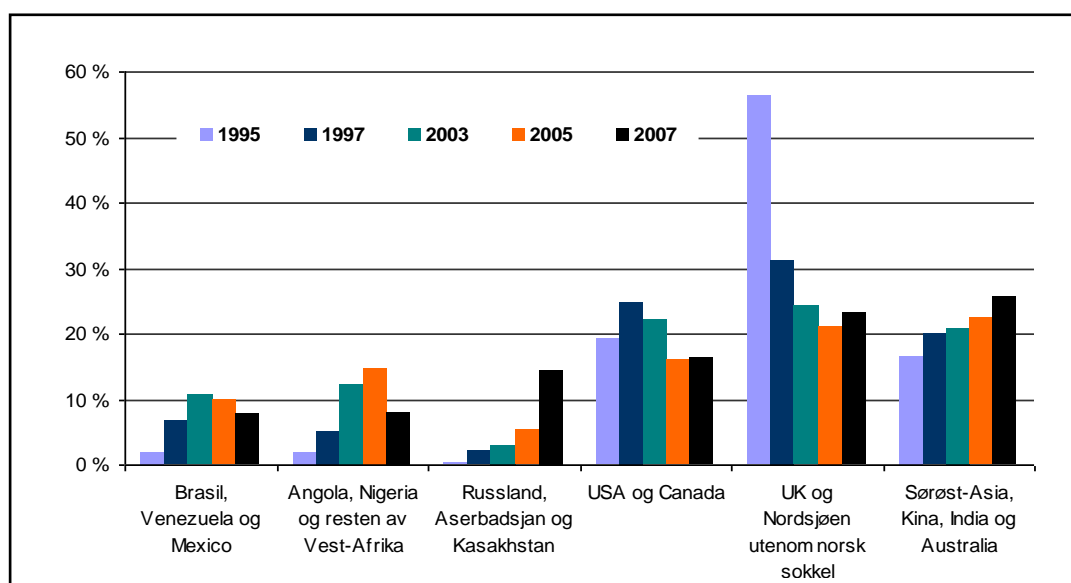
#### 4.2.2 Omsetningen i leverandørindustrien

Menon (2008) anslo den totale omsetningen i leverandørindustrien relatert til petroleumsutvinning i 2007 til ca 195 mrd. kroner. Dette tilsvarer en vekst på nesten 100 pst. fra 2005.



Figur 4.18 Utvikling i norske offshorebedrifters inntekter fra norske og utenlandske markeder, fra 1995 til 2007 (Kilde: SNF; Heum m.fl. 2006 / Menon)

Utenlandsomsetningen utgjør ifølge Menon ca halvparten av leverandørindustriens totale omsetning på 195 mrd. kroner. Det er imidlertid viktig å huske at en stor del av denne veksten skyldes kostnadsvekst i næringen (anslag helt opp til 50 pst.).



Figur 4.19 Utvikling i seks utenlandske regioners andel av samlet norsk utenlandsomsetning fra 1995 til 2007 (Kilde: SNF; Heum m.fl. 2006 / Menon)

De globale investeringene i petroleumssektoren er enorme. Menon anslår totalmarkedet offshore til ca 1100-1500 mrd. kroner i 2007. Norsk sokkel sto for nesten 10 pst. av det globale offshoremarkedet i 2007 og investeringene har vokst kraftig de siste årene. Dette gjør norsk sokkel til det nest største offshoremarkedet i verden, etter den amerikanske delen av Mexicogulfen.

### 4.2.3 Sysselsetting, lokalisering og ringvirkninger

I en studie fra 2007 anslår Institutt for Samfunns- og Næringslivsforskning (SNF) at det eksisterer 972 foretak med 1416 ulike enheter som leverer spesialtilpassede tjenester og produkter til petroleumssektoren (se SNF 2007). Etter SNFs beregninger var sysselsettingen i norsk petroleumsrelatert leverandørindustri sommeren 2007 på ca 100 000 personer. Tallet for hvor mange årsverk som leverte til olje- og gassvirksomheten er på ca 85 000. Dette er nesten 20 000 flere årsverk enn i 1998. Tall fra SSB fra oktober 2008 forteller at det ved utgangen av 2007 arbeidet ca 38 400 personer i oljeselskapene<sup>7</sup> slik at det totale antallet ansatte i næringen i henhold til disse definisjonene kan anslås til 135 -140 000 personer.

Leverandørbedriftene er lokalisert i alle landets fylker, og næringen preges av regional spesialisering og klyngedannelser. Rogaland og Stavanger-regionen har stått for 40-50 pst. av sysselsettingen i næringen. Det har de siste årene foregått en økning i aktivitetene i andre regioner, noe som har bidratt til at Rogaland og Stavanger-regionen har redusert sin relative andel av den totale sysselsettingen.

Aktivitetene har økt kraftig i Akershus og Buskerud. Denne fremgangen kan først og fremst tilskrives fremveksten av undervannsteknologisegmentet og den betydning bedrifter i Bærum, Asker, Drammen og Kongsberg har hatt for denne utviklingen. Tilsvarende har utstyrsleverandører på Sørlandet opplevd stor vekst i omsetning og sysselsetting de seneste årene. Leverandørbedriftene som inngår i NODE-nettverket på Sørlandet økte for eksempel sine ordreserver fra 2,5 mrd. kroner i 2005 til 60 mrd. kroner i 2007 og er verdensledende med markedsandeler på over 90 prosent av leveranser innen enkelte områder som offshoreboring, laste/losse- og forankringssystemer. Hordaland og Bergensregionen synes å beholde sin posisjon, og man kan se en økning i aktivitetsnivået for fylker som Møre og Romsdal og Sør-Trøndelag. Også Nordland har opplevd en relativ forbedring av sin posisjon, men jo lenger nord i landet vi beveger oss, jo færre spesialiserte leverandørbedrifter er det.

Analyser av utbyggingsprosjekt i Nordsjøen og Norskehavet viser at ca 60 pst. av alle leveranser til feltutbygginger er norske.<sup>8</sup> For enkelte utbyggingsoppgaver knyttet til boreoperasjoner og installasjoner under vann er den norske andelen betydelig høyere – gjerne over 80 pst., mens for rørledninger lavere; under 60 pst. Et gjennomsnitt på 60 pst. synes likevel å være et gjennomgående mønster.

Ringvirkningsanalyser (Norut 2008) viser at relevant lokal og regional kompetanse og entreprenør- og innovasjonsevne er blant de viktigste faktorene for å skape lokale og regionale ringvirkninger. Petroleumsvirksomheten gir best lokale og regionale

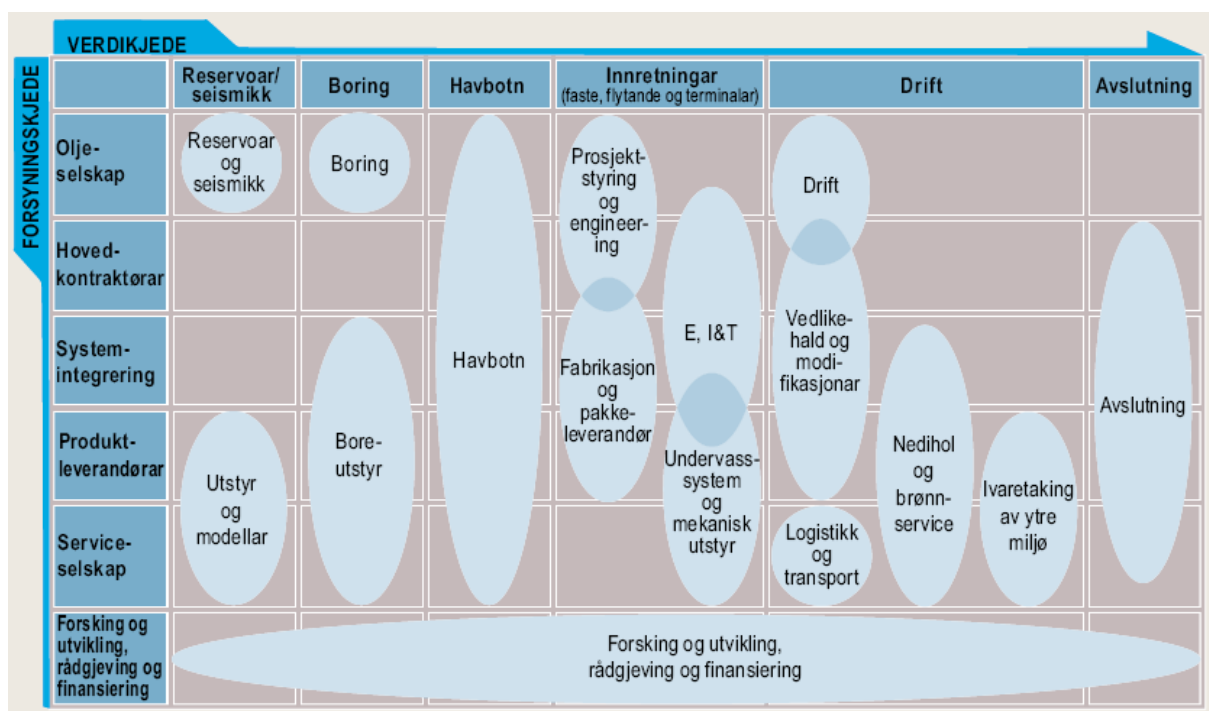
---

<sup>7</sup> Notat statistisk Sentralbyrå 1.oktober 2008, "Sysselsatte i petroleumsnæringene": Petroleumsnæringen er her definert som oljeselskapene samt enkelte bedrifter innen rørtransport og andre tjenester (iht. SSB's standard for næringsgruppering SN2001).

<sup>8</sup> Basert på anslag fra Olje- og energidepartementet.

sysselsettingseffekter når leverandørindustrien flytter eller allerede er etablert der virksomheten er. Det tar tid å bygge opp nødvendig kompetanse for å unngå en kortvarig ”boom and bust-effekt” for distriktene. Likevel viser følgeforskningen (se Norut 2008) fra Snøhvit at selv om de regionale leveransene til utbyggingen var relativt beskjedne, har aktiviteten hatt betydelige positive effekter for Hammerfest kommune. Den negative utviklingen i kommunen har snudd og man har de siste 4 årene hatt en sterk sysselsettingsvekst, økning i boligpriser, en generell aktivitetsøkning i bedrifter og langt flere unge som ser for seg en fremtid i Finnmark.

#### 4.2.4 Strukturen i leverandørindustrien



Figur 4.17 Norske olje- og gassklynger (Kilde: Intsok)

Den norske leverandørindustrien består av en heterogen mengde bedrifter som driver virksomhet innenfor de fleste ledd av verdikjeden – fra letevirkosmhet og utbygging til produksjon og avslutning. Det er stor bredde i den erfaring og kompetanse som industrien innehar, noe som reflekterer at leverandørindustrien i stor grad er blitt en moden industri. Konkurranseskraften til norsk leverandørindustri henger sammen med flere forhold, blant annet aktivitetsnivå på norsk sokkel, teknologiutvikling, kostnadsstruktur, internasjonale etterspørselsimpulser samt etablerte samarbeidsformer innenfor industrien.

Den flate lønnsstrukturen i Norge og erfaringene med teknologisk krevende utbygginger, innebærer at norsk leverandørindustri i økende grad er konkurransedyktig i segmenter der verdiskapningen fra humankapitalen er høy. De store norske leverandørbedriftene har i økende grad fokus på styring av leveransekjeden for blant annet å sikre konkurranseskraft basert på kostnadseffektiv fabrikasjon i utlandet.

Det eksisterer også et større antall små og mellomstore leverandørbedrifter som kan tilby mer spesialiserte nisjeprodukter og -tjenester. Mange av disse bedriftene har hatt mindre direkte



kontakt med operatørene og forholder seg i større grad til de store hovedkontraktørene og/eller systemleverandørene.

#### **4.2.5 Arbeidsformer og kontraksstrategier i petroleumsindustrien**

Utviklingen i samarbeidsformer har vært viktig for utviklingen av norsk petroleumsindustri. Både industrien og myndighetene har et fokus på betydningen som hensiktsmessige samarbeidsformer kan ha for å bidra til økt verdiskaping og sektorens samlede konkurransekraft. Over tid har det funnet sted en betydelig utvikling i samarbeidsformene mellom operatører, leverandører og underleverandører på norsk sokkel.

##### **Totalkontrakter**

I 1980-årene var arbeidsdelingen grovt sett slik at oljeselskapene utarbeidet de grunnleggende tekniske beskrivelsene av anleggene. På oppdrag fra oljeselskapene utarbeidet deretter ingeniørselskapene detaljerte beskrivelser for bygging av anleggene. Disse beskrivelsene var grunnlaget for oljeselskapenes anbudsforespørsel og derpå følgende bygging. Selve prosjektgjennomføringen ble gjort under en detaljert styring og oppfølging fra oljeselskapene.

På 1990-tallet ble det mer vanlig at oljeselskapene i større grad anskaffet komplette produkter og at oljeselskapene formulerte sine behov til leverandørene ut fra krav til funksjon og ytelse. Dermed tok leverandørene i større grad det samlede ansvaret for prosjektering og gjennomføring av større deler av en utbygging. Dette førte til en kraftig omstilling og behov for læring i hele verdikjeden fra kunde til leverandør ved at leverandøren i de nye utbyggingsprosjektene i økende grad påtok seg oppgaver som tidligere ble utført av oljeselskapene (prosjektstyring, detaljert design og grensesnittkontroll i gjennomføringen).

Leverandørindustrien er i dag kjennetegnet blant annet ved at det finnes noen få store leverandørbedrifter som kan påta seg å konkurrere om større og omfattende totalkontrakter for utbyggingsprosjekter. Kontraktene omfatter både ingeniørtjenester, innkjøp og konstruksjon (EPC - Engineering, Procurement, Construction). Kontraktøren tilbyr et utbyggingskonsept og påtar seg ansvaret for å ferdigstille dette. Høy kompleksitet i mange utbygginger med tilhørende behov for skreddersøm og teknologiutvikling har bidratt til at totalkontrakter har vært egnet for mange utbyggingsprosjekter på norsk sokkel. Ifølge bransjeorganisasjoner er det en konkurransefordel at større norske leverandørbedrifter har kapasitet til å levere prosjektering, innkjøp og fabrikasjon, inklusiv sammenstilling, som én pakke. I denne sammenheng hevdes det derfor at totalkontrakter bidrar til at norsk industri er konkurransedyktig når det gjelder store prosjekter på norsk sokkel.

Industrien har i økende grad fokusert på at samarbeid mellom de forskjellige leddene; operatør, leverandør og underleverandør, skulle bidra til effektivitetsgevinster. En konsekvens av dette har vært en utvikling mot integrerte prosjektgrupper der operatør og hovedleverandør sammen utvikler prosjektet. I prosjekter der denne arbeidsformen velges, er relasjonsbygging og kontraktutforming spesielt viktig for å realisere gevinster.

##### **Rammeavtaler**

Det har på norsk sokkel utviklet seg et betydelig marked for varer og tjenester i driftsfasen. Investeringer i modifikasjoner av eksisterende anlegg og leveranser av varer og tjenester i forbindelse med vanlig drift og vedlikehold er betydelige markeder for norsk leverandørindustri. Nærhet til markedet er generelt en fordel for bedrifter i dette segmentet, mens etterspørselen i sterk grad er knyttet til standardiserte produkter.

I markedet for varer og tjenester til felt i driftsfasen er det ofte tilfellet at kunder og leverandører etablerer langvarige kommersielle forhold gjennom inngåelsen av rammekontrakter. Rammekontraktene strekker seg i mange tilfeller over flere år, og inneholder ofte incentivmekanismer som opsjoner på forlengelse. Rammekontrakter bidrar til å gi kontraktspartene forutsigbarhet og kan bidra til kostnadsbesparelser og andre fordeler som for eksempel økt regularitet.

### Felles kvalifikasjonsordning for leverandører til offshoreindustrien

Achilles Felles Kvalifikasjonsordning (FKO) er en database for leverandører som henvender seg til oljeindustrien, offshore og industri på norsk og dansk sokkel. Formålet med ordningen er å skaffe til veie detaljert informasjon om nåværende og mulige framtidige leverandører til oljeindustrien i Norge og Danmark.

Databasen er utviklet for å dekke de fleste anskaffelsesbehov hos de deltagende selskapene og selskapene har som målsetting å opprette de fleste tilbyderlister med basis i denne kvalifikasjonsordningen. Achilles FKO har vært i drift siden 1991 og benyttes av de fleste olje- og gasselskapene, samt hovedkontraktører som har aktiviteter i Norge og Danmark. Målsettingen med Achilles FKO er at oljeindustrien skal ha en enhetlig måte å skaffe seg kvalitetssikret informasjon om sine leverandører. Ved å dele informasjon reduseres kostnader og tidsforbruk for innkjøpsorganisasjoner og leverandører. Leverandørene når ut til hele oljebransjen med detaljert informasjon om sin virksomhet ved å være registrert ett sted. Kvalifikasjonsordningen bygger på etableringen av EUs indre marked og EØS-avtalen. Lov og forskrifter som regulerer anskaffelsesaktivitetene i olje- og gasselskaper med utvinningstillatelse på norsk og dansk kontinentalsokkel krever at tilbydere av varer og tjenester velges ut på basis av objektive kriterier og basert på offentlig utlysning av konkurranse i EØS området. En felles kvalifikasjonsordning for leverandører sikrer at oljeselskapene harmoniserer sine interne anskaffelsesprosedyrer med internasjonale regler for offentlig anskaffelse.

#### 4.2.6 Anskaffelser i StatoilHydro

Statoils og Hydros totale anskaffelser i 2007 var på 108,3 mrd. kroner.

Innkjøp i NOK	2006	2007
Statoil	66,1 mrd.	81,9 mrd.
Hydro	23,9 mrd.	26,4 mrd.
Sum	90,0 mrd.	108,3 mrd.

Tabell 4.3 Anskaffelser Statoil og Hydro (mrd. kroner fakturert årlig) (Kilde: StatoilHydro)

Statoil og Hydro; leverandører (i NOK)	2006	2007
Norske	76,2 mrd. (85 %)	93,5 mrd. (86 %)
Utenlandske	13,9 mrd. (15 %)	14,8 mrd. (14 %)
Sum	90,0 mrd.	108,3 mrd.

Tabell 4.4 Anskaffelser fordelt på norske/utenlandske leverandører basert på fakturaadresse (Kilde: StatoilHydro)

Norske leverandører har tradisjonelt fått store andeler av StatoilHydros anskaffelser. Innenfor utbygningsprosjekter var den norske andelen i 2007 hele 90 pst..

Boring og Brønn	95 %
Utbyggingsprosjekter	90 %
Drift og vedlikehold	60-75 %

**Tabell 4.5 Anskaffelsenens andel av de totale investeringer/kostnader for StatoilHydro innenfor noen utvalgte grupper varer og tjenester (Kilde: Statoil 2008)**

Statoil og Hydro har i utstrakt grad brukt EPC-kontrakter før sammenslåingen. For selskapenes utbyggingsprosjekter offshore har Statoil og Hydro i utstrakt grad brukt totalkontrakter før sammenslåingen. Situasjonen har vært mer differensiert for landanlegg. Statoil valgte på Snøhvit en kontraktsmodell med Linde som hoveddesigner, og prosessanlegget ble lagt ut som en ren fabrikkasjonskontrakt bygget av Dragados i Spania. På Ormen Lange valgte Hydro som operatør en EPC-kontrakt med Aker som hovedleverandør.

I 2007 stod Statoils og Hydros 20 største leverandører (av disse 19 med norsk fakturaadresse) for 36 pst. av de totale anskaffelsene. I StatoilHydros prosjektportefølje på 28 prosjekter som enten er under utbygging eller godkjent for utbygging, skal 118 mrd. kroner av totalt 137 mrd. kroner investeres på norsk sokkel.

Rammeavtaler og rammekontrakter er avtaler som inngås med en enkelt leverandør. Fakturerte beløp under rammeavtaler/-kontrakter for de to selskapene sett under ett var i 2006 39 av 90 mrd. kroner (43 pst.) og i 2007 56 av 108 mrd. kroner (52 pst.).

### **Samarbeid med leverandørnettverk**

StatoilHydro deltar i en rekke ulike næringsparker, forskningsparker, industriinkubatorer og leverandørnettverk over hele landet. Selskapet samarbeider med leverandørnettverkene PetroArtic, LOG Nord og LoVePetro. Videre er selskapet aktivt med i utviklingen av industriinkubatorer i henholdsvis Hammerfest og Harstad. Inkubatoren i Hammerfest ble etablert i 2008 og har styreleder fra StatoilHydro.

### **Leverandørutviklingsprogrammer**

Statoil har drevet aktivt med leverandørutviklingsprogrammer siden 1991, og disse er besluttet videreført i StatoilHydro. Programmet har som mål at bedrifter legger frem ideer som de ønsker utviklet for selskapet, som tar stilling til om de skal støtte videreutviklingen. Utviklingskostnadene deles mellom StatoilHydro, Innovasjon Norge og utvikleren selv.

Samlet sett er ca 200 bedrifter støttet gjennom utviklingsprogrammer siden 1990. Statoil har investert i alt 400 mill. kroner, mens ytterligere 700 mill. kroner har kommet fra Innovasjon Norge og utvikleren selv. I gjennomsnitt har 2 av 3 prosjekter, og 3 av 4 kroner investert, gitt en kommersielt utnyttbar løsning.

### 4.3 FoU i petroleumssektoren

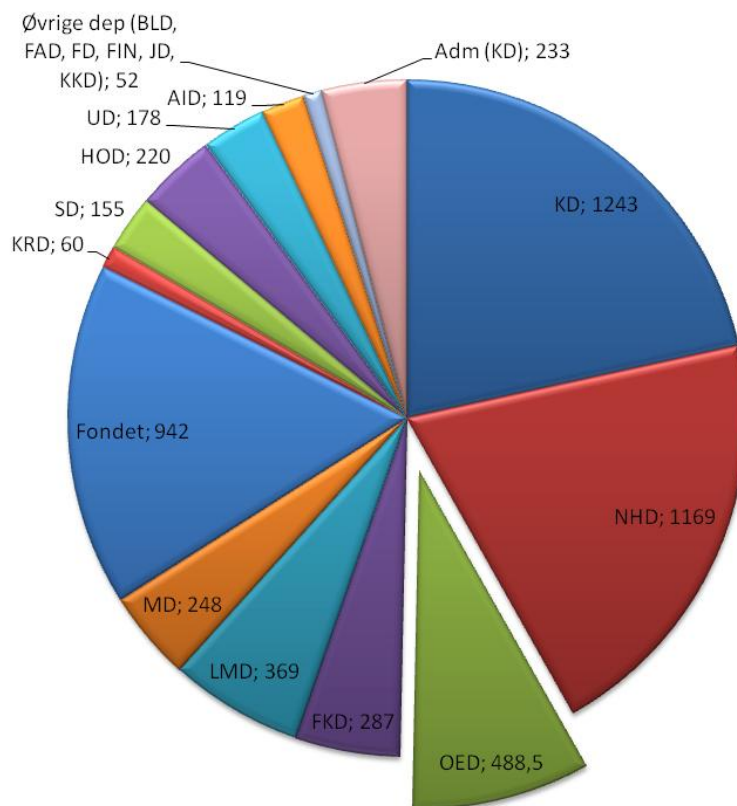
Midler til FoU innen petroleumssektoren kommer i hovedsak fra følgende kilder: FoU-bevilgninger gjennom Norges forskningsråd (NFR), prosjekter som finansieres gjennom lisensbudsjettene, oljeselskapenes og leverandørselskapenes egne FoU-budsjetter, og privat kapital gjennom blant annet ulike venturefond.

I det følgende er særlig informasjon om offentlige bevilgninger og forskningsmidler gjennom lisensene trukket frem. Tilgjengelig datamateriale for offentlig og privat petroleumsforskning i referanseperioden er imidlertid ikke fullstendig, og man bør derfor være tilsvarende varsom med å trekke klare konklusjoner.

#### 4.3.1 Offentlig finansiert petroleumsforskning forvaltet av Norges forskningsråd

Det offentlige norske forskningssystemet er organisert ved at departementene er ansvarlig for å finansiere FoU innen sin sektor. Kunnskapsdepartementet er koordinerende instans for den overordnede norske forskningspolitikken og er ansvarlig for etatsstyringen av NFR, som er myndighetenes rådgivende og strategiske organ i forskningsspørsmål.

Store deler av de offentlige norske forskningsmidlene kanaliseres gjennom NFR. NFRs budsjett i 2007 og 2008 var på henholdsvis ca. 5,5 og 5,8 mrd. kroner. Figur 4.25 viser en fordeling over alle departementenes bevilgninger til NFR og NFRs andel av avkastningen til Grunnfondet for forskning og nyskaping (Forskningsfondet) i 2008 (mill. kroner).



Figur 4.25: Departementenes og Forskningsfondets andel av den totale forskningsfinansieringen i mill. kroner (Kilde: Norges forskningsråd)

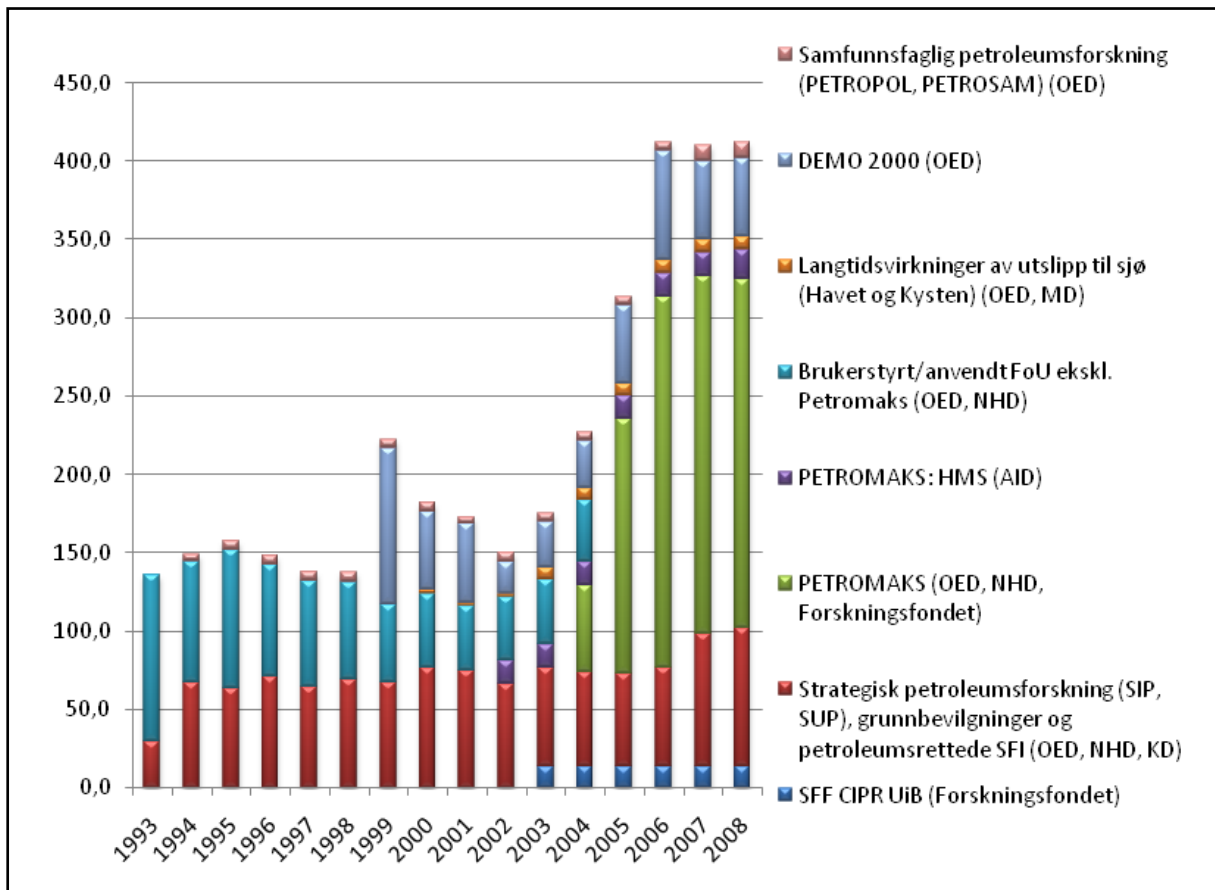
I overkant av 400 mill. kroner av NFRs 2007 (og 2008)-budsjett gikk til petroleumsforskning, jf. figur 4.26. Hoveddelen av disse midlene kommer fra Olje- og energidepartementet. I tillegg kommer midler fra andre departementer og Forskningsfondet. Forskningsfondet ble opprettet i 1999 og hadde en størrelse på 60 mrd. i 2007 (opp til 66 mrd. i 2008). NFR mottar deler av avkastningen til forskningsformål; i 2007 og 2008 var denne andelen på ca. 940 mill. kroner. Av Forskningsfondet er avkastningen av en milliard kroner øremerket petroleumsforskning.

NFR rår over en rekke virkemidler som kanaliserer midler inn mot petroleumssektoren:

- Programmer for både teknologisk og samfunnsvitenskapelig forskning. I 2008 gjelder dette PETROMAKS, DEMO 2000 og PETROSAM samt Havet og Kysten.
- Sentre for fremragende forskning (SFF) og Sentre for forskningsbasert innovasjon (SFI)
- Strategiske institutt- og universitetsprogrammer (SIP/SUP)
- Skattefradragsordningen SkatteFUNN

Den nasjonale teknologistrategien for petroleumssektoren OG 21 gir retning for prioriteringene til den petroleumsforskning som forvaltes av NFR.

Figur 4.26 gir en oversikt over bevilgninger til petroleumsforskning gjennom Norges forskningsråds ulike virkemidler fra 1993 til 2008. Figuren viser at bevilgningsnivået lå stabilt på om lag 150 mill. kroner inn til etableringen av DEMO 2000 i 1999. Etter dette gikk nivået noe tilbake, men i årene 2002-2006 har det vært en kraftig vekst i offentlige midler til petroleumsforskning opp til dagens nivå på om lag 400 mill. kroner. Opprettelsen av PETROMAKS utgjør en stor del av denne veksten i tillegg til at DEMO 2000 fikk høyere bevilgninger igjen etter at disse ble kraftig kuttet etter programmets første år. Opprettelsen av SFF og SFI-ordningene har også gitt en heving av midler til petroleumsforskning de siste årene.



Figur 4.26: Bevilgninger til petroleumforskning gjennom Norges forskningsråd (Kilde: Norges forskningsråd)

I tillegg til bevilgningene som er tatt med i figur 4.26 kommer skattefradragssystemet SkatteFUNN. En betydelig andel av SkatteFUNN-prosjektporteføljen er petroleumrelatert forskning, med 389 aktive prosjekter i 2007 og et forventet kostnadsvolum på 1 mrd. kroner samme år, hvor 155 mill. av disse er fradragberettiget.

Opprettelsen av OG 21 og nye programmer med komplementære oppgaver har bidratt til å konsentrere og styrke FoU-innsatsen i petroleumsnæringen. I evalueringen av DEMO 2000 i 2005, utført av NIFU STEP (se Hansen m.fl. 2005), heter det blant annet at ”Brorparten av resultatene i DEMO 2000 prosjektene ville ikke ha blitt oppnådd uten støtten og finansieringen fra programmet, i hvert fall ikke på et så tidlig stadium som de faktisk har og sannsynligvis i mindre skala.”

Nedenfor følger en presentasjon av de ulike kanalene for petroleumrelatert forskning.

### Olje- og gass i det 21. århundre (OG 21)

OG 21 ble etablert i 2001 og er en nasjonal teknologistrategi for olje- og gassvirksomheten i Norge. Hovedmålsettingen for OG 21 er økt verdiskaping på norsk kontinentalsokkel og økt eksport av norsk olje- og gassteknologi. Strategien er organisert gjennom et departementsoppnevnt styre og et sekretariat. OG 21 har samlet oljeselskaper, leverandørindustri, universiteter, forskningsinstitutter, og myndigheter om en felles nasjonal teknologistrategi for olje og gass. OG 21-samarbeidet er med på å sikre en mest mulig effektiv og målrettet forskningsinnsats i den norske petroleumssektoren.

OG 21 har identifisert følgende teknologifokusområder:

- miljøteknologi for fremtiden
- leting og reservoarkarakterisering
- stimulert (økt) utvinning
- kostnadseffektiv boring og intervensjon
- integrerte operasjoner og sanntidsreservoarstyring
- undervannsprosessering og transport
- dypvanns- og undervannsproduksjonsteknologi
- gasteknologi

Dagens offentlige midler til petroleumsforskning blir hovedsakelig kanalisert gjennom programmene PETROMAKS og DEMO 2000 i Norges forskningsråd. Disse programmene er myndighetenes viktigste virkemiddel for å følge opp OG 21.

### **PETROMAKS og DEMO 2000**

PETROMAKS er et av de største programmene i Norges forskningsråd. Programmet skal gjennom styrket kunnskapsutvikling, næringsutvikling og internasjonal konkurransekraft bidra til at petroleumsressursene skaper økt verdi for samfunnet. Programmet omfatter både strategisk grunnleggende forskning og kompetanseutvikling, og anvendt forskning og teknologiutvikling. PETROMAKS skal i tillegg, sammen med DEMO 2000, bidra til å oppfylle OG21-strategien.

DEMO 2000 er en teknologisatsing som retter seg mot tre hovedmål; ny feltutbygging på norsk sokkel gjennom ny og kostnadseffektiv teknologi og nye gjennomføringsmodeller, økt sikkerhet for gjennomføring innenfor budsjett og plan og nye norske industriprodukter for salg i et globalt marked. Målet er å kvalifisere ny, kostnadseffektiv teknologi for bruk gjennom demonstrasjoner (pilotprosjekter), for å skape nye utbyggingsprosjekter, nye produkter og nye arbeidsplasser. Leverandørindustriens vanskelige situasjon ved slutten av forrige tiår var en viktig årsak til etableringen av DEMO 2000 som ble opprettet i 1999.

I PETROMAKS deltar 157 selskaper som konsortiedeltakere. Disse bidrar dermed finansielt i prosjektene. DEMO 2000 har oljeselskaper som "kundegruppe" og 11 andre oljeskaper bidrar til finansiering og pilotering.

Samlet sett bidrar næringslivet med om lag 52 prosent av de totale investeringene i prosjektporteføljen totalt for PETROMAKS, dvs. at offentlige midler står for 48 prosent av bidragene. I DEMO-støttede prosjekter utløser en offentlig krone mellom tre og fire kroner fra næringslivet. I PETROMAKS varierer andelen offentlig støtte avhengig av type prosjekt, fra 100 prosent til ca. 30 prosent.

### **PETROSAM**

PETROSAM er Forskningsrådets program for samfunnsvitenskapelig petroleumsforskning. Programmet skal gi innsikt i og kompetanse om samfunnsmessige forhold som grunnlag for strategi- og politikktutforming hos norske myndigheter og næringsliv i petroleumssektoren. I 2008 har programmet et budsjett på 14 mill. kroner, finansiert av Olje- og energidepartementet med 10 mill. kroner per år og et fast tilskudd fra StatoilHydro på 4 mill. kroner per år.

### **Langtidsvirkninger av utslipp til sjø (PROOFNy)**

Satsingen er et delprogram i programmet Havet og Kysten. Målet med programmet er å øke kunnskapene om langtidsvirkningene av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten. Foruten PROOFNy består Havet og Kysten av ytterligere 6 andre delprogram. I tillegg til offentlige midler er delprogrammet støttet av Oljeindustriens Landsforening (OLF) med en fast bevilgning hvert år. Ny kontrakt med OLF løper fram til 2012.

### **Sentre for Fremragende Forskning (SFF)**

SFF-ordningen skal stimulere norske forskningsmiljøer til å etablere sentre viet langsiktig, grunnleggende forskning på høyt internasjonalt nivå, og har som mål å heve kvaliteten på norsk forskning. Sentrene mottar en årlig basisbevilgning på 10 mill. kroner i året over en tiårsperiode. Ett av sentrene er direkte petroleumsrelevant, Centre for Integrated Petroleum Research (CIPR) ved Universitetet i Bergen, men flere andre SFFer har relevans for petroleumssektoren.

### **Sentre for Forskningsdrevet Innovasjon (SFI)**

SFI-ordningen skal styrke innovasjon gjennom satsing på langsiktig forskning basert på nært samarbeid mellom forskningsintensive bedrifter og fremstående forskningsmiljøer. SFI skal utvikle kompetanse på høyt internasjonalt nivå på områder som er viktig for innovasjon og verdiskaping. Det forutsettes samfinansiering mellom bedrifter, vertsinstitusjon og Forskningsrådet. Bedrifter må delta aktivt i senterets styring, finansiering og forskning. Sentrene blir etablert for en periode på maksimalt fem pluss tre år.

To SFIer er direkte relevante for petroleumsnæringen: Center for e-Field and Integrated Operations for Upstream Petroleum Activities ved NTNU og Multiphase Flow Assurance Innovation Centre ved Institutt for Energiteknikk (IFE). I begge tilfeller er StatoilHydro en viktig økonomisk bidragsyter.

### **Strategiske programmer**

Strategiske institutt- og universitetsprogrammer (SIP/SUP) er prosjekter som skal føre til kompetanseheving i universitets- og instituttsektoren. Per 2007 støttet NFR 12 SIP/SUP-prosjekter innen petroleumssektoren. Eksempler på prosjekter inkluderer Christian Michelsen Research (CMR) sitt prosjekt *Multimodal Flow Assurance Metering Station* og NTNUs *Materials and Structural Integrity*. CMR-prosjektet støttes med 10 mill. kroner over 3 år og skulle bidra til forbedret strømningsikkerhet i subsea rørledninger, mens NTNU-prosjektet skal utvikle metoder for vurderinger av styrke og påkjenning på marine strukturer og materialer. Prosjektet støttes med 7 mill. kroner over 3 år.

### **SkatteFUNN**

SkatteFUNN-ordningen ble opprettet i 2002 som en ordning der foretak kunne få skattefradrag for kostnader til FoU. Ordningen er administrativt underlagt Nærings- og handelsdepartementet og driftes av Forskningsrådet i samarbeid med Innovasjon Norge og Skatteetaten. Finansdepartementet har det overordnede ansvar for ordningen gjennom fastsetting av retningslinjer og forskrifter.



### 4.3.2 Forskning finansiert over lisensene og Forsknings- og teknologirapporteringsavtalene (FoT)

En viktig kilde til informasjon om størrelse og retning på investeringer til FoU blant oljeselskapene på den norske sokkelen, er de såkalte forsknings- og teknologirapporteringsavtalene (FoT-ordningen). FoT-ordningen baserer seg i stor grad på tall for de midler oljeselskapene mottar gjennom operatørskap på den norske sokkelen.

FoT-ordningen har sitt opphav i Teknologiavtalene, som ble iverksatt i 1979. Teknologisamarbeid under teknologiavtalene var en del av kriteriene for tildeling av lisenser til oljeselskaper. Samarbeidet var basert på tre typer ordninger: Tilbudsavtalene, goodwillavtalene (frivillighetsbasert) og 50 pst. - avtalene (FoU knyttet til lisensene).

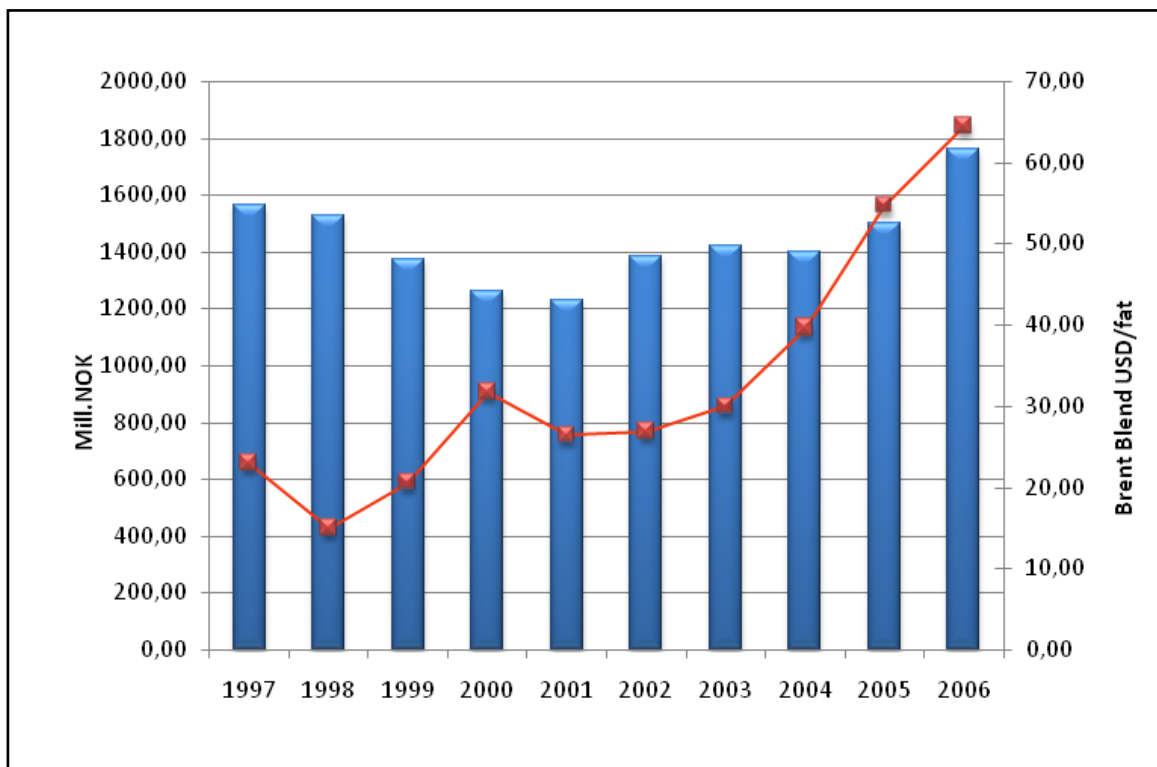
Gjennom teknologiavtalene meldte oljeselskapene inn til departementet hva de brukte av midler til norske forskningsinstitusjoner og leverandører. Med EØS-avtalen ble det ikke lenger anledning til å koble lisenstildeling mot bruk av norsk FoU, og den såkalte FoT-ordningen erstattet teknologiavtalene som en nøytral ordning for informasjonsinnhenting.

Hensikten med FoT-ordningen er å gi Olje- og energidepartementet og NFR en årlig oversikt over hva som skjer av FoU i oljeselskapene. Oljeselskapene presenterer gjennom denne ordningen sine faglige og økonomiske prioriteringer. Ordningen er frivillig, men de fleste store oljeselskapene sender rapporter og deltar i informasjonsmøter.

Operatørselskapene kan belaste utgifter til forskning- og utvikling over lisensregnskapet, og kreve sine utgifter til forskning og utvikling dekket av felleskontoen etter følgende satser:

- Letekostnader:  
2,5 prosent av de første 0-300 mill. kroner av lisensensutgiftene i tillatelsen
- Utbyggingskostnader:  
2,5 prosent av 0-1000 mill. kroner  
1 prosent av 1000-2500 mill. kroner
- Driftskostnader:  
2,7 prosent av de første 0-1000 mill. kroner  
1 pst av 1000-2000 mill. kroner  
0,5 pst av 2000-3500 mill. kroner

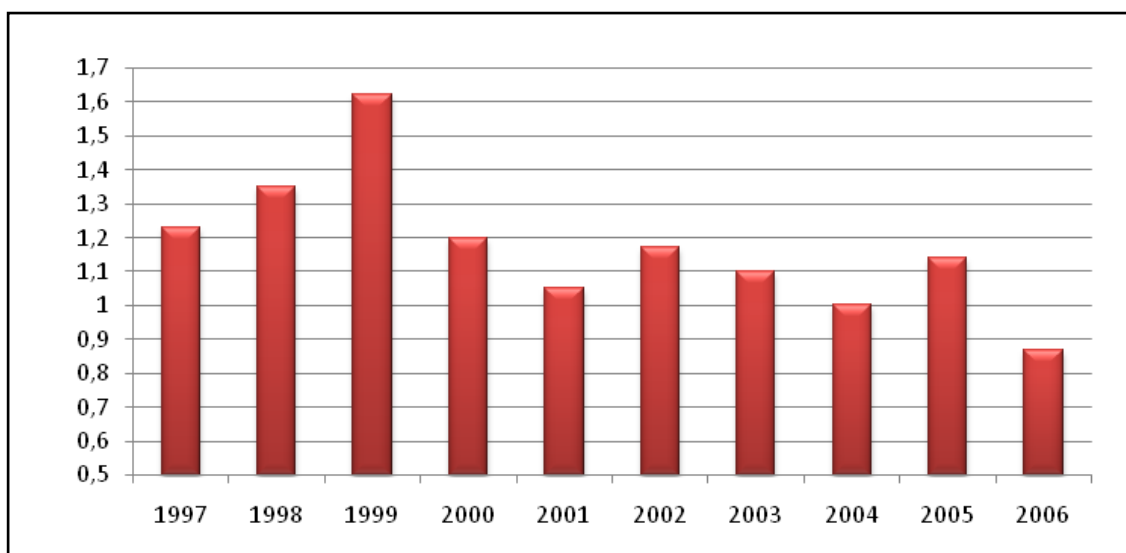
Forskningsrådet har samlet data gjennom FoT-ordningen fra 1997 og frem til i dag. Rapporteringen gir et bilde av hvordan aktivitetene og investeringskostnadene på norsk sokkel henger sammen med bruk av forskningsmidler i lisensene. Rapporteringen gir også innblikk i om FoU-aktivitetene foregår internt i oljeselskapene eller eksternt i institutter, hos leverandører etc. Tallene må tolkes med varsomhet ettersom det er en viss fare for dobbelrapportering.



**Figur 4.27 Samlede FoU investeringer i perioden mellom 1997 og 2006 rapportert gjennom FoT-ordningen og oljepris (2006-kroner) (Kilde: Norges forskningsråd)**

Figur 4.27 viser FoU-investeringene som rapporteres gjennom lisensene og oljeprisen i perioden 1997-2006 (i 2006-kroner). Man kan registrere en viss nedgang i samlet oppdragsmengde omkring 1998 og 2000. Dette kan skyldes redusert aktivitetsomfang i bransjen pga lav oljepris og/eller Hydros overtakelse av Saga i 2000. Det ser i alle tilfeller ut til at Sagas FoU-portefølje i volum ble videreført gjennom de overtagende selskapers aktivitet (dette er som forventet da operatørens disponible FoU-midler via regnskapsavtalene er en funksjon av operatørlisensenes årlige budsjetter). Investeringene har gått gradvis oppover siden 2001, da de var på sitt laveste i referanseperioden. Fra 2005 til 2006 har FoU-investeringene økt betydelig. Utviklingen gjenspeiler også aktivitetsnivået på norsk sokkel, som vist i kapittel 3 figur 3.6. Sett opp mot oljeprisutviklingen kan en se at forskningsinnsatsen sammenlignet med oljepris var betydelig høyere på slutten av nittitallet sammenlignet med nå.

Forholdet mellom interne og eksterne FoU-kostnader kan gi en indikasjon på i hvilken grad strukturendringer har berørt instituttsektoren og leverandørindustrien, jf. figur 4.28. En fallende kurve indikerer at en større andel av totale midler investeres eksternt, men den sier ikke noe om størrelsen på om det reelle beløpet øker eller synker. Figuren viser at det er et sammenfall mellom oljeprisfallet i 1997-1999 og økende grad av investeringer internt. Etter 2000 øker andelen eksternt innkjøpt FoU, mens det de siste årene har det vært en relativ lik fordeling. I 2006 var det imidlertid en høyere grad av kjøp av FoU-tjenester enn noen gang tidligere i referanseperioden.



**Figur 4.28 Forholdet mellom FoU-midler investert internt i oljeselskapene og FoU-midler investert eksternt i andre forskningsmiljøer (Kilde: Norge forskningsråd)**

Instituttsektorens ønske om mangfold har sammenheng med både oppdragsmengde og variasjon fra ulike oppdragsgivere. Hvilken strategi det fusjonerte selskapet velger vil derfor kunne være meget viktig for instituttsektoren.

### 4.3.3 Immaterielle rettigheter (IPR) i petroleumsnæringen

I samarbeidsprosjekter mellom bedrifter og forskningsinstitusjoner har det lenge vært en del brytninger rundt immaterielle rettigheter (IPR). Norge har, i likhet med andre europeiske land, endret lovgivningen slik at universitetene og høyskolene får større rettigheter til de immaterielle verdiene enn tidligere. Samtidig har de også større forpliktelser til å bidra til at forskningsresultatene blir utnyttet til samfunnets beste. Universitetene har bygget opp en større bevissthet rundt og kompetanse på IPR de siste årene. De har også etablert egne enheter for å ivareta sine rettigheter gjennom såkalte Technology Transfer Offices (TTOer). Dette har blant annet resultert i en større bevissthet om eiendomsretten til forskningsresultatene i prosjekter der både forskningsinstitusjoner og næringslivsaktører deltar.

Norges forskningsråd (NFR) har fram til 2008 ikke hatt en egen IPR-policy.<sup>9</sup> I 2007 ble det imidlertid satt ned en egen prosjektgruppe som skulle se på spørsmålet og utarbeide forslag til IPR-policy. Dette arbeidet ble lagt frem fram for Hovedstyret i Norges forskningsråd i april 2008. Målsettingen har vært å lage det NFR selv mener er et mer balansert utgangspunkt for forhandlingene mellom partene i samarbeidsprosjekter finansiert av NFR. Dette vil trolig innebære en styrking av FoU-institusjonenes posisjon.

Tilbakemelding fra institutter kan tyde på at noen av forhandlingene mellom dem og oljeselskaper har vært krevende når det kommer til spørsmål knyttet til IPR. Instituttene etterstreber ikke nødvendigvis eierskap eller patentrettigheter, men det er avgjørende for dem at resultater og kunnskap kan bringes videre i nye prosjekter i organisasjonen. Tilbakemeldinger viser også at instituttene er meget fornøyd med at NFR har utarbeidet klarere retningslinjer for IPR. Det samme gjelder universitetene, som nå holder på å

<sup>9</sup> Bortsett fra det som er skrevet i de generelle kontraktsvilkårene som alle støttede prosjekter må forholde seg til.

fremforhandle overordnede intensjonsavtaler med større industriaktører. Universitetene har også laget en felles rettighetspolitikk for felles opptreden i slike spørsmål.

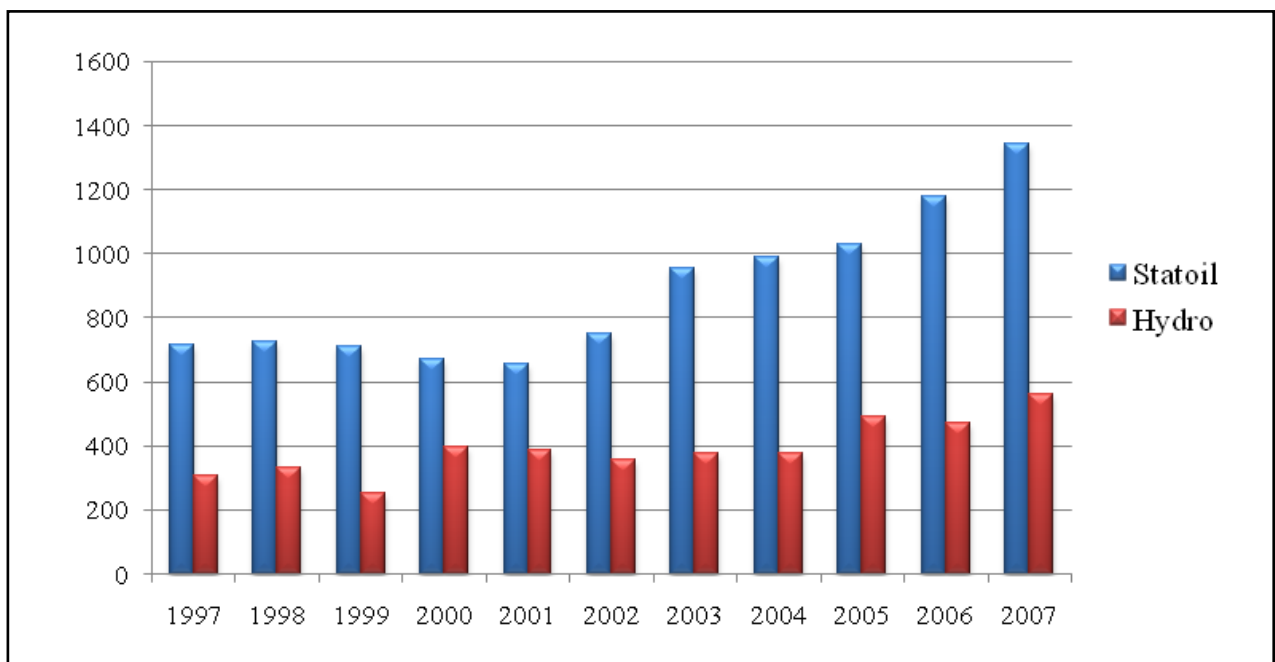
Når det gjelder forholdet mellom leverandørbedriftene og oljeselskaper, mener leverandørene at eierskap til teknologi bør ligge hos dem i størst mulig grad siden det i bunn og grunn er teknologi som er grunnlaget for disse selskaperes verdi. Det overordnede prinsippet sett fra leverandørens synspunkt er derfor at teknologirettighetene bør ligge hos dem som utvikler teknologien.

Teknologi utarbeides også i stor grad i samarbeid med oljeselskapene, som presiserer at teknologirettigheter for dem kan utgjøre viktige konkurransefortrinn. Betydningen av teknologirettigheter styrkes etter hvert som den norske petroleumsnæringen i større grad konkurrerer internasjonalt.

#### 4.3.4 Statoil og Hydros FoU-satsing

##### FoU- satsing i referanseperioden

Både Statoil og Hydro hadde klare intensjoner om å utføre teknologiutvikling i tett samarbeid med eksterne samarbeidspartnere; forskningsinstitusjoner, akademia og leverandørindustri. Dette, sammen med operatørens vilje til å stille egne anlegg til disposisjon for pilotering og utprøving, hevdes å ha vært avgjørende for utviklingen av teknologi for norsk sokkel.



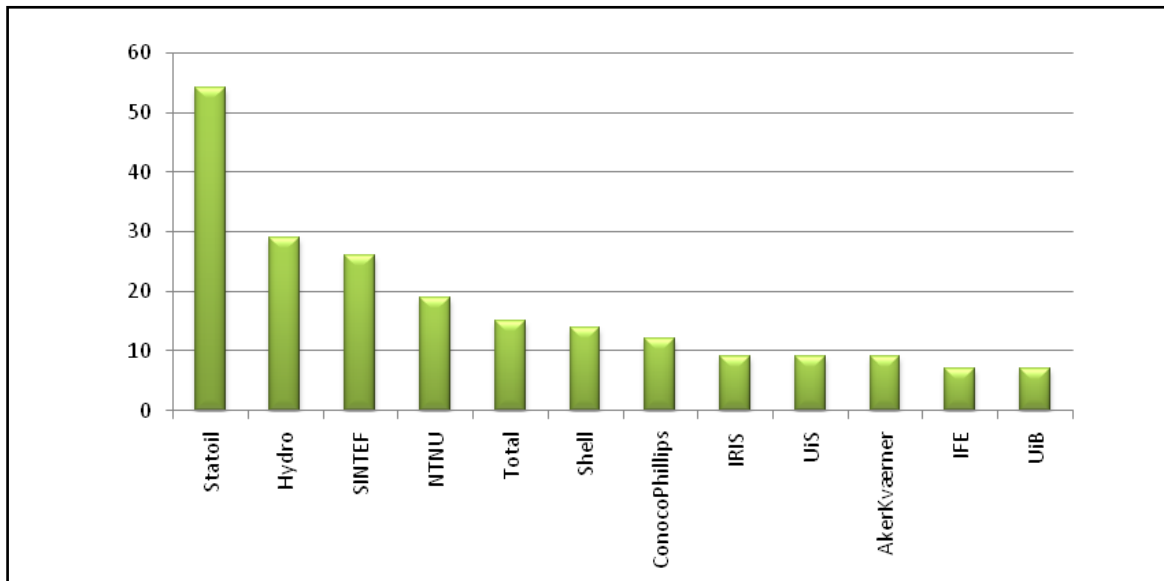
Figur 4.29 FoU-budsjett Statoil og Hydro 1997-2007 (Kilde: StatoilHydro)

Figur 4.29 viser utvikling av FoU-budsjettet i millioner kroner for referanseperioden hos Statoil og Hydro. Før fusjonen hadde Statoil og Hydro O&E i 2007 en FoU-investering på henholdsvis omlag 1,3 mrd. og 0,6 mrd. kroner. Figuren viser at FoU-budsjettene for begge selskapene grovt sett har fulgt investeringsnivået på sokkelen, men i større grad for Statoil enn Hydro. Om lag 50 prosent av FoU-midlene i begge selskaper i 2006 og 2007 ble brukt til FoU-oppgaver hos eksterne samarbeidspartnere.

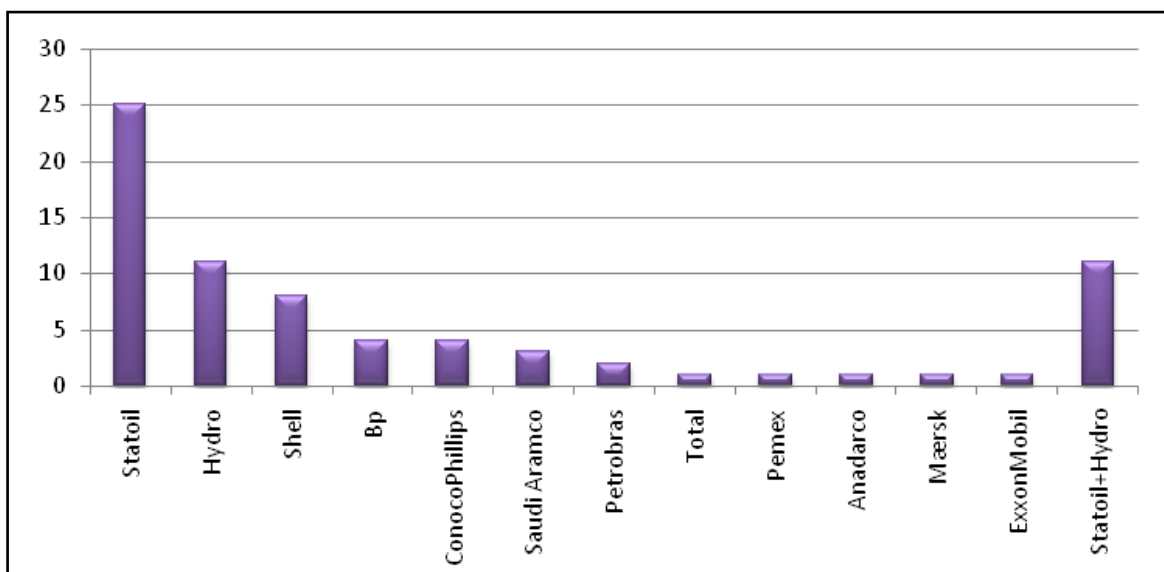
### Deltakelse i PETROMAKS og DEMO 2000

Statoil og Hydro har hver for seg bidratt vesentlig i de offentlige forskningsprogrammene PETROMAKS og DEMO 2000 og er uten tvil de største eksterne samarbeidspartnere i prosjektene. Figur 4.30 viser at Statoil var den bedriften som deltok i klart flest prosjekter i PETROMAKS i 2007. Hydro deltok også i en stor andel prosjekter. Figur 4.31 viser at Statoil og Hydro stod for en mye høyere deltakerandel i prosjekter enn andre også i DEMO 2000.

En så høy deltakerandel indikerer at disse selskapene ved slutten av referanseperioden hadde dominerende roller innen den petroleumsforskningen som involverer det offentlige virkemiddelapparatet. Dette illustreres ytterligere av at de to selskapene deltok i om lag 53 prosent av prosjektporteføljen for PETROMAKS for 2007. I om lag 10 prosent av disse prosjektene deltok begge selskapene sammen. For DEMO 2000 bidro Statoil og Hydro i så mange som 80 prosent av prosjektene, hvorav i 19 prosent av disse sammen.



Figur 4.30 Antall prosjekter per konsortiedeltaker i PETROMAKS i 2007 (Kilde: Norges forskningsråd)



Figur 4.31 Antall løpende prosjekter i DEMO 2000 oljeselskapene deltar i (Kilde: Norges forskningsråd)

## 5 Synspunkter og vurderinger fra aktørene i næringen

Olje- og energidepartementet har i prosjektarbeidet avholdt møter med 48 ulike aktører i petroleumsnæringen. Aktørene representerer et bredt spekter av selskaper og organisasjoner fordelt på operatører/rettighetshavere, leverandører, forskningsinstitusjoner og organisasjoner (se tabell 5.1). Så langt som mulig har det vært søkt at hver hovedkategori skulle omfatte representanter av ulik størrelse og innen ulike segmenter, for eksempel undervannssystemer, modifikasjoner og vedlikehold, rederier og konsulenter; universiteter, forskningsinstitutter, arbeidsgiver- og arbeidstakerorganisasjonene og bedriftssammenslutninger.

<b>Rettighetshavere</b>	<b>Leverandører</b>	<b>FoU</b>	<b>Organisasjoner</b>
Total	Aker Kværner	IRIS	IndustriEnergi
ExxonMobil	FMC Technologies	Sintef	Norsk Industri
ConocoPhillips	Aibel	IFE	NODE
Talisman	Odfjell	Universitetet i Oslo	LOG
Det norske oljeselskap	Aceryg	Universitetet i Bergen	SAFE
Shell <sup>10</sup>	Seadrill	NTNU	OLF
Dong	NLI Group	Universitetet i Stavanger	Fellesforbundet
ENI	IKM Testing	Norges Geotekniske Institutt (NGU)	
RWE	Siemens	Christian Michelsen Research (CMR)	
Revus	Grenland Group	NORSAR	
Gaz de France	DnV		
StatoilHydro	Halliburton		
Petoro	AGR Group		
Gassco	NODE		
	LOG		
	IKM Gruppen AS		
	PGS (Petroleum Geo-Services)		

**Tabell 5.1** Oversikt over aktørene som har vært på møtet i forbindelse med prosjektet (Kilde: Olje- og energidepartementet)

I forkant av møtene ble det utarbeidet en intervjuguide som fungerte som dagsorden og sikret en strukturert gjennomgang av aktørenes vurderinger og synspunkter. Intervjuguiden er gjengitt i vedlegg 3. Intervjuguiden sikret at alle aktørene ble stilt de samme spørsmålene. Naturlig nok har ikke alle aktørene besvart alle spørsmålene, men forholdt seg til de spørsmålene de har forutsetning for å besvare. Det var satt av 1,5 time til hvert møte.

Den følgende gjennomgangen av vurderingene og synspunktene til aktørene i næringen følger den tematiske malen fra intervjuguiden:

1. Mangfold og konkurranse
2. Endringer i utvinningstillatelsene
3. Endringer i leverandørindustrien
4. Endringer i FoU-sektoren

<sup>10</sup> Shell hadde ikke anledning til et eget møte, men sendte departementet sine kommentarer til intervjuguiden.

Hensikten med inndelingen er å få hele næringens syn på temaene presentert, og det er derfor ikke spesifikt angitt hvem som har gitt uttrykk for synspunktene. Spørsmål knyttet til situasjonen i utvinningstillatelsene er hovedsakelig besvart av rettighetshaverne. Videre besvarte aktører fra universiteter og forskningsinstitusjoner i møtene delen om mangfold og konkurranse ut i fra hvilke konsekvenser det har for FoU-sektoren. Mesteparten av deres synspunkter omtales derfor under delen om FoU.

Alle synspunkter som gjengis i dette kapitlet er uttrykt av intervjuobjektene og representerer ikke synspunktene til Olje- og energidepartementet. De eksterne synspunktene gir en pekepinn på hvilke utviklingstrekk næringen mener man bør ha oppmerksomhet rettet mot fremover.

## **5.1 Mangfold og konkurranse**

Et grunnleggende synspunkt for så å si alle aktørene som har vært intervjuet, er at mangfold og konkurranse vil være helt avgjørende for å sikre størst mulig verdiskaping fra petroleumsnæringen. Det ble understreket at et mangfold av aktører vil føre til et bredere tilfang av ideer gjennom ulike vurderinger av leteareal, prospekter, utbyggingsløsninger, driftsløsninger, risikovilje eller teknologiske løsninger.

Statoil og Hydro utgjorde de to viktigste aktørene på norsk sokkel. Begge selskapene hadde størrelse, posisjon og organisasjonskapasitet til å sette inn betydelige ressurser dersom det var nødvendig. Aktørene pekte på at selskapene i mange sammenhenger var som ”hund og katt”; hvis Statoil inntok et standpunkt så tok Hydro det motsatte. Disse diskusjonene førte i mange sammenhenger til at ulike sider ved leting, utbygging og drift ble godt belyst og at både andre rettighetshavere og myndighetene kunne nyte godt av diskusjonen. De fleste mener disse diskusjonene har bidratt til fremdrift og økt verdiskaping i næringen.

Ingen har tro på at Statoil eller Hydro fullt ut kan erstattes av andre aktører, verken av de store internasjonale selskapene eller mindre aktører som bygger seg opp. Det vil imidlertid være mulig å bygge opp andre aktører som sammen på forskjellige måter kan utgjøre et alternativ til StatoilHydro. Det har fremkommet flere synspunkter på om og hvordan reduksjonen i mangfold som følge av sammenslåingen kan kompenseres for. De følgende synspunktene har ofte vært fremhevet av aktørene:

- Det er viktig at de store internasjonale oljeselskapene får anledning til å styrke sin posisjon på norsk sokkel. Disse selskapene er viktige fordi de har et høyt kompetansenivå og stor kapasitet. De kan påta seg store operatøroppgaver, utfordre andre operatører teknologisk og kommersielt. De store selskapene er avhengige av nye funn og nytt areal.
- Internasjonale mellomstore selskap kan utfordre StatoilHydro i utvinningstillatelsene.
- Et mangfold av mindre oljeselskaper er viktig i modne områder.
- Det er viktig å sikre at de nye stemmereglene i utvinningstillatelsene ikke forrykker balansen mellom StatoilHydro og de andre aktørene.
- Operatøren må legge frem beslutninger i utvinningstillatelsene på et tidlig tidspunkt.
- Konesjonspolitikken må benyttes for å sikre et mangfold av aktører.
- Oljedirektoratet er et kompetent og uavhengig fagmiljø som i tiden fremover vil være viktig for å utrede og vurdere alternativer til det operatørene foreslår.
- Petoro kan med sin brede feltportefølje utgjøre et alternativ til StatoilHydro, men det er ulike syn på om Petoro skal styrkes ved økte bevilgninger.

En del aktører trekker også frem ulemper ved mangfoldet i norsk petroleumsvirksomhet. Den betydelige økningen i antall nye aktører på norsk sokkel, spesielt i letefasen, har ført til stor konkurranse om spesialister. Mange aktører hevder at dette trekker svært kvalifisert personell bort fra de store og til de mindre prosjektene, og derved kan hindre at kompetansen og ressursene brukes der de gir størst avkastning.

### **5.1.1 Ulike faser av virksomheten**

#### **Letefasen**

Det er i dag et mangfold av aktører i letefasen. Skatteinsentivene som myndighetene har innført for leting fremheves som det viktigste tiltaket for å trekke til seg alle de nye aktørene i letefasen. I tillegg har selvfølgelig den høye oljeprisen, TFO-tildelingene og pre-kvalifisering av nye aktører bidratt til å stimulere til at nye aktører har etablert seg på norsk sokkel.

De fleste aktørene vurderer utviklingen vi har hatt på norsk sokkel siden 2000 som svært positiv, men det er også stor enighet om at det i dag er for mange aktører som har etablert seg. Under intervjuene uttrykte mange en forventning om en konsolidering av antall aktører, enten ved at selskaper slår seg sammen, kjøpes av større selskaper, går konkurs eller trekker seg ut av norsk sokkel. Man håper at en slik utvikling i så fall vil kunne bidra til flere slagkraftige enheter som kan påta seg operatøroppgaver.

#### **Utbygging og drift**

De fleste aktørene mener det er behov for et større mangfold i utbyggings- og driftsfasen. Det ble under intervjuene påpekt at det nettopp er i disse fasene, og på de store feltene, at StatoilHydro har størst dominans.

Flere mente at det derfor var viktig at de store internasjonale oljeselskapene deltar i utbyggings- og driftsfasen. Andre igjen etterlyste og forventet en ny klasse av aktører, bestående av mellomstore internasjonale selskaper og norske selskaper som vil vokse seg til mellomstore, vil bidra i utbyggings- og driftsfasen.

Kun få av de intervjuede aktørene forventer at de mange små selskapene i letefasen vil utvikle seg videre til utbyggings- og driftsfasen. Hovedårsaken til dette er at utbygging vil kreve betydelig større investeringer enn disse selskapene kan finansiere. Aktørene forventet derfor at små selskaper som gjør et funn vil selge det til aktører som har kompetanse og finansiell styrke til å bygge ut.

Det forventes også at leverandørindustrien vil få en enda større rolle å spille i utbyggings- og driftsfasen enn i dag. Små og mellomstore oljeselskaper, og selskaper som ønsker å ta i bruk alternative driftsformer, vil i økende grad overlate mer av utbyggings- og driftsoppgavene til leverandører. Aktørene mente det vil vokse frem flere leverandører som tilbyr drift av oljefelt som en tjeneste. Arbeidstakerorganisasjonene uttrykker varierende bekymring for en slik utvikling.



## **Haleproduksjon**

Det er en generell oppfatning blant et flertall av aktørene at StatoilHydro ikke vil klare å ha like stor oppmerksomhet rettet mot felt i haleproduksjonsfasen som et mindre oljeselskap vil kunne ha. Det ble vektlagt at mindre selskaper vil kunne rette større oppmerksomhet og sette inn mer dedikerte ressurser på slike felt, og dermed bidra til større verdiskaping fra feltene i haleproduksjonsfasen. Aktørene uttrykte forventning om at det ville komme til flere nye selskaper som spesialiserer seg på denne fasen i et felts livsløp. Som i utbyggings- og driftsfasen, forventes det at det vil vokse frem flere leverandører som kan tilby drift av feltet.

### **5.1.2 "De nye aktørene" siden 2000**

I tiden før 2000 var det hovedsakelig de to-tre norske oljeselskapene og de store internasjonale oljeselskapene som var til stede på norsk sokkel. Siden 2000 har det kommet til svært mange nye selskaper av ulik størrelse, hvorav de fleste er aktive i letefasen.

Aktørene i næringen er generelt positive til denne utviklingen, men stiller likevel spørsmål om for mange selskaper på norsk sokkel sprer personellressurser ut på for mange aktører. Videre settes det spørsmålsteget ved om selskapene er tilstrekkelig finansielt solide og hvorvidt de er drevet av så kortsiktige finansielle hensyn at de ikke bidrar til langsiktig utvikling på norsk sokkel. Flere trekker også frem at mange nye aktører har "finn og selg"-strategier, og at de i mindre grad vil utvikle seg til selskaper som bygger ut og driver feltene.

### **5.1.3 Vurderinger rundt sammenslåingen mellom Statoil og Hydro**

De aller fleste mente at StatoilHydro vil være en dominerende aktør på norsk sokkel i uoverskuelig fremtid, og selskapet vil være representert "overalt" i norsk petroleumsvirksomhet. Mange av aktørene i næringen mente det ville være naturlig om StatoilHydro bruke sin posisjon til å nå sine mål. Et flertall mente at StatoilHydro vil være bevisst sin posisjon og opptre ansvarlig i forhold til andre aktører. De mener selskapet vil ha en egeninteresse av å opprettholde et mangfold av aktører i leverandørindustrien og FoU-sektoren.

Det ble presisert at det for mange av aktørene på norsk sokkel vil være helt avgjørende at StatoilHydro driver sine felt på en best mulig måte. Det vil også tilføre partnerne størst inntekter, som derfor delvis vil ha felles interesser med StatoilHydro.

Aktørene vurderte det slik at StatoilHydro har, og i mange år fremover vil ha, sin viktigste aktivitet på norsk sokkel. De mente derfor at hvordan de driver denne virksomheten vil være avgjørende for om de lykkes som selskap. En problemstilling som har kommet opp i noen av intervjuene er hvorvidt man kan måle om StatoilHydro opererer feltene på en god måte. Feltene operert av StatoilHydro kan måles mot hverandre, men det er få felt på norsk sokkel med andre operatører som kan utgjøre et alternativ. Det ble pekt på at konsekvensen av dette kan være at vi ikke får målt hvor godt StatoilHydro egentlig driver sin virksomhet på sokkelen.

Sammenslåingen mellom Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet ble blant annet begrunnet i økt satsing internasjonalt. Under intervjuene ble det formidlet at en slik satsing vil bety mye for den norske petroleumsnæringen. Satsingen vil være ressurskrevende og flere aktører mener satsingen vil få konsekvenser for StatoilHydro sin virksomhet på norsk sokkel. Det kan føre til at selskapets antatt beste personalressurser anvendes internasjonalt, og at krevende

prosjekter på norsk sokkel ikke får tilgang på disse ressursene. Det ble påpekt at en slik utvikling kan få konsekvenser for verdiskapingen på norsk sokkel. Samtidig ser flere dette som en mulighet, fordi de forventer at StatoilHydro vil bytte/selge deltakerandeler eller gi fra seg operatørskap på norsk sokkel for å kunne satse internasjonalt. Flere internasjonale oljeselskaper har i intervjuene hevdet at StatoilHydro kan komme til å undervurdere hvor store ressurser operatørskap internasjonalt vil kreve.

Flere har påpekt at StatoilHydros mange operatørskap kan representere et hinder for mangfold. Et punkt det har vært særskilt interesse for å kommentere, har vært om StatoilHydro vil selge deltakerandeler eller overdra operatørskap til andre aktører. Forventningene til dette er svært forskjellige. Noen forventer at den internasjonale satsingen vil føre til at selskapet reduserer sin portefølje på norsk sokkel ved salg/bytte av deltakerandeler eller overdragelse av operatørskap som ikke er strategisk viktige. Andre er av den oppfatning at StatoilHydro i stor grad vil beholde sine deltakerandeler og operatørskap på norsk sokkel uendret.

Flere aktører mener sammenslåingen, kombinert med signaler om økt kontroll, har ført til større politisk usikkerhet i virksomheten. Andre selskaper viser til at de i andre petroleumsprovins er vant til å forholde seg til en stor aktør, statsoljeselskapet, og at de også i disse landene kan drive sin virksomhet på en god måte.

#### **5.1.4 Myndighetenes virkemidler**

##### **Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet**

I lys av StatoilHydros sterke posisjon på norsk sokkel, ble det fra flere aktører fremhevet at myndighetene bør tilføres nødvendige ressurser for å sikre at de sentrale myndigheter har den nødvendige kompetanse til å følge opp sine oppgaver på en tilfredsstillende måte også i fremtiden. Særlig ble viktigheten av Oljedirektoratets rolle i feltoppfølging understreket.

Mange av aktørene fra universitetene og forskningsmiljøene påpekte at myndighetene spesielt bør fokusere på langsiktig utvikling innen FoU. Dette begrunnes ved at det er knyttet usikkerhet til StatoilHydros opptreden fremover og at de mange små aktørene ikke kan bidra til tilstrekkelig langsiktighet i forskning og utvikling. Noen trakk også frem at myndighetene bør vurdere å legge større grad av føring på den delen av FoU som går over budsjettet i utvinningstillatelsene.

##### **Gassco**

I møtene ga flere aktører uttrykk for at Gassco bør ha en mer selvstendig rolle som utvikler av ny infrastruktur ("arkitektfunksjonen"), og at organisasjonen derfor bør styrkes. Bakgrunn for dette synspunktet var en bekymring for at StatoilHydro vil utnytte sin posisjon på sokkelen og legge alle premissene for utvikling av gassinfrastrukturen. Mange aktører mente et styrket Gassco kan stå mer uavhengig i denne situasjonen. Det ble også pekt på at Gassco må ha et nært samarbeid med Oljedirektoratet når de gjør sine undergrunnsvurderinger.

## **SDØE**

Enkelte mente at myndighetene bør vurdere om SDØE-andelen i fremtidige tildelinger bør reduseres, for å sikre at flere andre aktører enn StatoilHydro får tildelt nytt areal. På den annen side er det noen få aktører som mener at staten i større grad enn i dag bør tildele SDØE andeler i ordinære konsesjonsrunder og i TFO.

## **Petoro**

Petoros rolle er kommentert av svært mange aktører. Kommentarene kan grovt sett fordeles på tre alternativer:

- a) Behold Petoro som i dag; rendyrke rollen som porteføljeforvalter for SDØE.
- b) Styrk Petoro budsjettmessig og med personell; behold rollen som porteføljeforvalter. Petoro bør opptre som en ”årvåken vaktbikkje” for SDØE og med kapasitet til å gjennomføre flere egne utredninger.
- c) Petoro bør utvikles til et oljeselskap som med SDØE-porteføljen kan opptre som en stor motpart til StatoilHydro. Petoro må styrkes vesentlig budsjettmessig og med personell.

Langt de fleste av aktørene mener at Petoro bør styrkes. Flere av aktørene foreslår at Petoro bør gis muligheter for porteføljeoptimalisering for å skape mer dynamikk i markedet. Mange mener Petoro bør få anledning til å benytte mindre SDØE-andeler i bytteavtaler som kan bidra til økt verdiskaping. Noen mener man også bør vurdere å gi Petoro operatørskap, mens andre hevder Petoro ikke kan bidra med det samme som et oljeselskap i operatørrollen. Det ble pekt på at Petoro med sin brede feltportefølje har mulighet til å peke på generelle utfordringer og at de derfor bør ta initiativ til å utrede problemstillinger som går på tvers av sokkelen. Dette kan utgjøre en liten motvekt i forhold til StatoilHydro sin dominerende posisjon.

## **5.2 Samarbeid i utvinningstillatelsene**

Aktørene ble på møtene bedt om å gi sine vurderinger og synspunkter på hvordan samarbeidet mellom rettighetshaverne i utvinningstillatelsene vil utvikle seg etter sammenslåingen mellom Statoil og Hydro. Mange av rettighetshaverne pekte på at det er for tidlig å si noe om hvordan StatoilHydro faktisk kommer til å opptre.

Noen aktører fremhevet at samarbeidet i utvinningstillatelsene er regulert av konsesjonsverket og stemmereglene i tillatelsen. Konsesjonsverket legger rammen for hvordan virksomheten i utvinningstillatelsen skal organiseres. Det ble fremhevet at stemmeregelen er strukturert slik at minoritetseierne kan påvirke beslutningene i betydelig grad i forhold til en rettighetshaver med en stor deltakerandel. Flere aktører påpekte at stemmereglene ikke måtte forrykke denne balansen og styrke StatoilHydros posisjon ytterligere.

Andre rettighetshavere forventer at de nye prinsippene for virksomhetsstyring etterleves og at det utvikles en beste praksis for eierinvolvering og styring. Et punkt som har vært diskutert i flere av møtene er betydningen av at operatøren involverer de øvrige rettighetshaverne i tillatelsen på et tidlig tidspunkt i et beslutningsløp, slik at disse kan bidra til og påvirke beslutninger. Dette gjelder for eksempel ved utbygging av et nytt felt eller ved investeringer i felt i drift. Flere aktører ga i møtene uttrykk for at de ønsker å bli involvert tidlig. Det synes å være ulike oppfatninger om hvor tidlig de bør inkluderes. Flere påpeker at det er operatørens oppgave å utrede alternativer og deretter presentere disse for de andre rettighetshaverne for beslutning.

Det ble også lagt vekt på viktigheten av at StatoilHydro ikke flytter saker ut av lisensarenaen. Arbeidet i utvinningstillatelsene er en viktig arena, hvor rettighetshaverne kan løfte frem ulike oppfatninger om hvilke løsninger som vil være best for feltet ut fra selskapets synspunkt. Det ble poengtert at flere rettighetshavere som kan utfordre operatørens forslag til løsninger når det gjelder letestrategi, utbygging eller drift vil bidra til bedre beslutninger i tillatelsen. Nettopp på denne arenaen var Statoil og Hydro to sentrale aktører i diskusjonene, men også de andre rettighetshaverne er aktive i arbeidet. I mange av intervjuene vektlegges betydningen av Statoil og Hydros arbeid i utvinningstillatelsene, og hvordan dette fikk frem de gode løsningene for feltet.

Ut fra diskusjoner knyttet til sammenslåingen kunne det forventes at rettighetshaverne i tillatelser hvor både Statoil og Hydro hadde deltakerandeler ville styrke sitt arbeid i tillatelsen som en motvekt til StatoilHydro. Møteserien viste at ingen forventet en slik opptreden av de øvrige rettighetshaverne. Det er kun økt verdi på deltakerandelene eller større deltakerandel som kan gi insentiver til økt aktivitet fra andre rettighetshavere. Flere gir dessuten uttrykk for at de har tillit til at StatoilHydro som en ansvarlig og kompetent operatør, vil ha egeninteresse i å bygge ut og drive feltene på en god måte.

### **5.3 Leverandørindustrien**

Under møtene ble det pekt på at utviklingen i oljepris er viktig for leverandørindustrien på grunn av dens betydning for investeringsevne i og lønnsomhet av olje- og gassprosjekter. Andre internasjonale utviklingstrekk er også viktige, herunder generell økonomisk vekst, investeringsklimaet i andre petroleumsprovinser og utviklingen i internasjonale finansmarkeder.

Betydningen av utviklingen i finansmarkedene for bedriftenes tilgang på kapital ble påpekt i møteserien. Videre ble det fra leverandørsiden vist til at det er et tettere forhold mellom industrien og kapitalmarkedene enn tidligere, og at kapitalmarkedet har bidratt til lavere finansieringskostnader og lettere tilgang til oppstartskapital. Tilstedeværelsen av et finansmiljø i Norge, med stor petroleumskompetanse og med kunnskap om leverandørindustrien, anses av aktørene å være positivt for norsk leverandørindustri.

Leverandørindustrien er i dag en internasjonal industri. Dette innebærer at leverandørindustrien er bedre diversifisert og mindre avhengig av hjemmemarkedet. Norsk sokkel er samtidig fortsatt det viktigste enkeltmarkedet for norsk leverandørindustri.

Det var stor enighet blant aktørene om at enkeltfaktoren i Norge med størst betydning for industrien er et forutsigbart og høyt aktivitetsnivå på norsk sokkel. Det er oljeselskapene som etterspør varer og tjenester fra leverandørindustrien og det er derfor viktig at disse har rammevilkår som tillater investeringer i leting, utbygging og FoU.

Aktørene forventet også ytterligere konsolideringer i leverandørindustrien. Større kunder, internasjonale vekstambisjoner og eventuell utvikling i prosjektmulighetene på norsk sokkel vil være viktige drivere for en slik utvikling. Dette er en videreføring av den utviklingen man så i leverandørindustrien på 2000-tallet.

Under flere av møtene ble det formidlet at leverandørenes rolle kan endre seg over tid. Andre og nye operatører på sokkelen har forretningsmodeller som gjør at de vil være mer avhengig av leverandørindustrien enn de fleste av dagens operatører. Disse selskapene har en liten

organisasjon, hovedsakelig rettet mot reservoarkompetansen, og kjøper inn alle andre tjenester. Dette gir leverandørindustrien nye muligheter for å ”overta” oppgaver som større oljeselskaper vanligvis utfører selv. Det forventes at denne delen av leverandørindustrien vil vokse i årene fremover, for å betjene de nye operatørene.

Fra møtene med FoU-aktørene ble det av noen aktører pekt på at leverandørindustrien i fremtiden vil kunne bidra til utbyggingsrelaterte FoU-områder, som blant annet materialteknologi, sensorteknologi og integrerte operasjoner (IO).

### **5.3.1 Vurderinger rundt sammenslåingen mellom Statoil og Hydro**

Det var også stor enighet om viktigheten av å ha et mangfold av leverandørbedrifter med forskjellige typer kompetanse og erfaringer å tilby. Leverandørselskapene har i møteserien uttrykt ulike forventninger til StatoilHydro.

Det er påpekt at for mange små og mellomstore bedrifter er effekten av sammenslåingen i første omgang indirekte, fordi deres leveranser går til de større leverandørene heller enn direkte til oljeselskapene.

Likevel ble det gitt uttrykk for at det er større usikkerhet knyttet til konsekvenser av sammenslåingen jo mindre selskapet er, og jo mindre erfaring leverandørene har fra tidligere med å arbeide med Statoil og Hydro. Flere små og mellomstore leverandørbedrifter som hovedsakelig har leveranser inn mot det norske markedet vil på kort sikt være mer avhengig av utviklingen på norsk sokkel enn leverandører som har markedsandeler internasjonalt. Selskap med langsiktige kontraktsforhold og rammekontrakter med Statoil og Hydro er mindre bekymret for hva sammenslåingen vil innebære for deres virksomheter. Noen av bedriftene mente at en mulig konsekvens av sammenslåingen vil være at det nye selskapet kan få større innflytelse på betingelsene for underleverandører til de større leverandørselskapene, og dermed kunne utøve innflytelse lengre ned i leverandørkjeden.

Sammenslåingen har også ført til at andre operatører og rettighetshavere er bekymret for om de vil bli nedprioritert som kunder hos leverandørindustrien på bekostning av StatoilHydro. Flere er opptatt av at StatoilHydro vil kunne benytte sin posisjon til å etablere så sterke relasjoner til sine leverandører at det vil kunne innebære en vridning i konkurransesituasjonen. Dette mener mange vil føre til at de beste ressursene i leverandørindustrien vil arbeide for StatoilHydro. De mindre rettighetshaverne er klart mer bekymret for at en slik situasjon skal oppstå enn de store operatørene, som mener at sammenslåingen ikke vil begrense deres tilgang på gode tjenester og produkter. På den annen side fremheves det at de nye og mindre aktørene utvikler sine felt med andre utbyggingsløsninger, som ikke er like vanlige på norsk sokkel og at de derfor ikke alltid konkurrerer i samme leverandørmarked som StatoilHydro.

Mange av aktørene i møteserien fremhevet også at StatoilHydro vil ha en egeninteresse i å sikre at konkurransen mellom leverandørene opprettholdes. Hvis StatoilHydro legger opp til en innkjøpsstrategi som påvirker markedet i retning av mindre konkurranse, vil dette i neste omgang slå tilbake på selskapet. Det ble argumentert for at mindre konkurranse og aktørmangfold kan både gi høyere priser på tjenester og produkter, og føre til mindre mangfold i utvikling av ny teknologi i leverandørindustrien. Aktørene mente dette på sikt ville være negativt for StatoilHydro.

StatoilHydro oppfordres av flere aktører til å rette stor oppmerksomhet mot kontraktstildelinger og være bevisst sin sterke stilling. I noen av møtene er det også blitt påpekt at det til syvende og sist er rettighetshaverne i en utvinningstillatelse som beslutter en kontraktstildeling – ikke operatøren alene. Det er likevel slik at operatøren står for innkjøpsstrategi, anbudskonkurransen og evaluerer anbudene.

Noen aktører er bekymret for at båndene mellom StatoilHydro og en av de store leverandørene skal bli for sterke. Andre fremhever at det er rasjonelt med en stor aktør på leverandørsiden som kan betjene det store oljeselskapet, men at bekymringen da flyttes til hvordan de store leverandørselskapene vil opptre overfor sine underleverandører. Det ble stilt spørsmål om disse vil opptre slik at mangfold sikres nedover i leverandørkjeden og om de vil opptre ansvarlig i forhold til sine underleverandører. Det er svært mange leverandører som ikke har noen kontrakt med StatoilHydro eller noen av de andre operatørene. Oppmerksomheten rundt forholdet mellom disse store leverandørene og deres underleverandører er mindre synlig enn forholdet mellom oljeselskap og leverandør.

Blant aktørene var det stor grad av enighet om at det er for kort tid fra gjennomføringen av sammenslåingen til å konkludere hva utfallet vil bli for konkurransesituasjonen på norsk sokkel. Det høye aktivitetsnivået og den økte graden av internasjonalisering som industrien erfarer, innebærer også at den umiddelbare effekten sammenslåingen av selskapene er mindre nå enn hva den ellers kunne vært.

### **5.3.2 Kontraksformer og kontraksstrategier**

Med hensyn til kontraksformene på norsk sokkel har leverandørselskapene ulike syn på om EPC-kontrakter og rammekontrakter har samme betydning for leverandørindustrien i dag som tidligere. Større enheter ser en fortsatt positiv verdi av eksisterende kontraksstruktur. Mange i leverandørindustrien ønsker seg EPC-kontrakter for fremtidige prosjekter, under begrunnelsen at jo mer kompetanse som legges inn i kontraktene, jo bedre er norske bedrifter i stand til å konkurrere.

Norsk Industri hevder at kostnadsbesparelsene ved å bygge opp kontraktene med elementer av design, innkjøp og fabrikkasjon ligger i området 20-30 pst. Norsk Industri er også opptatt av at norske designmiljøer gjennom slike kontrakter vil kunne utnytte sine egne innkjøpskjeder og underleverandører. Organisasjonen frykter at oljeselskapene i økende grad vil legge opp til atskilte kontrakter, med det resultat at svært få oppdrag blir tildelt norsk leverandørindustri.

Likevel ga noen uttrykk for andre synspunkter, særlig var det variasjon i synspunktene blant representanter for små og mellomstore bedriftene. Noen viste til at EPC-kontraksformen var bedre tilpasset tidligere strukturer på norsk sokkel og kan i dag virke konkurransehemmende.

Mange av de intervjuede mente at hvilken kontraksstrategi StatoilHydro velger vil få betydning for strukturen i leverandørindustrien. Når det gjelder spørsmålet om det sammenslåtte selskaps bruk av rammeavtaler/kontrakter, har det blitt gitt uttrykk for en bekymring for at økt bruk av disse vil virke konsoliderende på leverandørkjeder og derigjennom hindre mangfold. Kontraktene kan bli færre og større, samtidig som marginene for dem som vinner kontraktene kan bli presset. Det ble formidlet at leverandørselskaper som ikke lykkes å få en rammeavtale med StatoilHydro kan miste sitt kundegrunnlag. Det ble pekt på at dette særlig gjelder selskaper som ikke har internasjonalt kundegrunnlag. Noen mente at internasjonale leverandørbedrifter som ikke blir tildelt rammeavtaler med StatoilHydro ikke

vil finne det resterende markedet på norsk sokkel tilstrekkelig stort og derved prioritere internasjonale aktiviteter.

Enkelte mente at StatoilHydro kan unngå en slik negativ utvikling ved at det for eksempel ikke opprettes et avtaleforhold til kun en leverandør i et segment, men at innkjøp av en tjeneste splittes i 2-3 kontrakter (en kontrakt med hvert av StatoilHydro sine driftsenheter).

Samtidig som at leverandørene har uttrykt uro for endring av kontraktsstrukturer, påpekes det av flere av rettighetshaverne at konkurranseflatene i dag er internasjonale for store deler av industrien, og at leverandørene som sådan kan håndtere ulike kontraktsmodeller.

### **5.3.3 Internasjonalisering av leverandørindustrien**

Det ble fremhevet at et mangfold blant norsk leverandørindustri kan bidra til å styrke deres konkurransekraft internasjonalt.

Det norske offshoremarkedet er et av verdens største markeder for oljerelaterte varer og tjenester. Norsk sokkel er derfor viktig også som et springbrett for norsk industri. Det ble poengtert at det er viktig at norske miljøer får videreutvikle sin kompetanse på norsk sokkel.

Under møtene har flere av aktørene pekt på at internasjonalisering av leverandørindustrien medfører alternative markeder og kunder enn StatoilHydro. Hvis ikke den største operatøren på norsk sokkel kjøper tjenesten eller produktet, kan dette selges til andre selskaper i Norge eller internasjonalt. Leverandørselskapenes avhengighet til det norske markedet varierer betydelig. Selskapene som er minst avhengig av norsk sokkel og som selger produkter er minst sårbare, mens leverandører som kun leverer til norsk sokkel og i stor grad leverer timer er mer sårbare.

I dag har leverandørindustrien betydelig større virksomhet internasjonalt enn StatoilHydro. De fleste i møteserien mener at StatoilHydro vil være avhengig av å samarbeide med og trekke med seg sine norske leverandører for å lykkes internasjonalt. Dette er et leverandørnettverk de kjenner, og som de har kan erfaring med å arbeide med. Flere mente at leverandørnettverk ville være en fordel i konkurransen om internasjonale oppdrag.

Under møterekken påpekte noen at økt internasjonalisering av StatoilHydro kan medføre at teknologirettighetene bli viktigere for selskapet. Det ble understreket at denne problemstillingen er relevant for hele norsk petroleumsnæring. Dette vil kunne påvirke forholdet mellom operatør og leverandør på norsk sokkel, ettersom hvor eierskapet til teknologien ligger har betydning for både leverandørers og operatørers konkurranseevne.

## **5.4 Forskning og utvikling**

### **5.4.1 Utviklingstrekk for forskning og utvikling**

Under intervjuene la leverandørene vekt på at de var konkurransedyktige på grunn av sin kompetanse og teknologi. De pekte på at FoU har vært og er lønnsomt i Norge av tre årsaker: Systemet med finansiering av FoU over lisensbudsjettene, petroleumskattesystemet hvor FoU-utgifter kan trekkes fra skattegrunnlaget, samt at de store utbyggingene på sokkelen har kunnet løfte dedikert FoU.

De fleste påpeker at vi vil se en endring i hvilke aktører som prioriterer forskning. Videre mente mange at de nye internasjonale selskapene neppe ville bli betydelige FoU-aktører fremover, på grunn av at de allerede hadde en teknologibase i utlandet. Flere påpeker at teknologiutvikling i leverandørindustrien vil bli stadig viktigere som en følge av at vi på norsk sokkel får flere oljeselskaper som baserer sin virksomhet på å kjøpe de fleste tjenestene fra leverandørindustrien.

Av mange ble det påpekt at de små oljeselskapene eller oljeselskap med haleproduksjon som spesialitet i svært liten grad vil bidra til forskning og teknologiutvikling. Disse selskapene er for små til å ha egne strategier og satsinger for FoU og de velger ofte å kun anvende utprøvd teknologi. På den annen side uttrykte flere fra universitets- og forskningssiden muligheten for at de nye leteselskapene ville kunne bidra på FoU innen letefasen. Enkelte så det også som mulig at de nye selskapene kunne spille en rolle innen FoU i fremtiden, især når de beveger seg mer inn mot operatør/driftsfasen.

Generelt var FoU-aktørene av den oppfatning at ettersom den norske sokkelen beveger seg over i en mer moden fase, vil teknologiutviklingen i større grad gå i retning av utbygging/drift heller enn letesiden, uavhengig av utviklingen innen operatør- og leverandørleddene. Flere aktører har poengtert viktigheten av at det forskes mer på økt utvinning.

På norsk sokkel har de store utbyggingsprosjektene vært svært viktige for utvikling og kvalifisering av ny teknologi. Prosjektgjennomføringen på både Snøhvit og Ormen Lange har medført svært store investeringer i teknologiutvikling. I årene fremover ser vi ikke noen slike gigantprosjekter på norsk sokkel. Det er påvist noen få store funn og et stort antall små funn, som vil kunne påvirke teknologiutviklingen i Norge. Under antagelse av at utbyggingsprosjekter blir mindre og at det derfor blir mindre lønnsomt med feltspesifikke teknologiutviklingsprosjekter, trekker noen av aktørene fram at dette vil medføre at FoU-prosjekter vil bli mer generelle, og må omfatte teknologi som vil være anvendbar på flere fremtidige prosjekter.

### **5.4.2 Vurderinger rundt sammenslåingen mellom Statoil og Hydro**

Statoil og Hydro var de to viktigste oppdragsgiverne og samarbeidspartnerne for de norske forskningsmiljøene innen petroleumssektoren. De to selskapene har ofte vurdert og utviklet ulike teknologiske løsninger. Før sammenslåingen var det spesielt Hydro som gjennomførte forsknings- og teknologiutviklingsprosjekter på andre alternative teknologier enn Statoil.

Mange av aktørene mener det er for tidlig å se effekter av sammenslåingen, men at det er grunn til å følge utviklingen. Møtene viser at aktørene er spesielt bekymret for hvordan sammenslåingen påvirker mangfoldet av ideer innen forskning og teknologiutvikling, og at de frykter at sammenslåingen vil gi mindre rom for alternative FoU-prosjekter. Det ble



fremhevet at StatoilHydro fremover vil spille en svært viktig rolle for forsknings- og teknologiutviklingsmiljøene, og være en meget viktig oppdragsgiver. Noen mener selskapet vil kunne ”kontrollere” utviklingen av ny teknologi på norsk sokkel.

Flere av FoU-aktørene trakk frem sine erfaringer med sammenslåingen mellom Saga og Hydro og hvordan den påvirket FoU-delen av petroleumsnæringen. De oppfattet det slik at mangfoldet ble mindre etter dette, noe som delvis kan skyldes at Saga ble oppfattet som en kreativ og dynamisk bedrift som var villig til å ta risiko i forhold til nye løsninger. I tillegg hentet Saga svært mye av sine FoU-tjenester eksternt.

I møter med universiteter og forskningsinstitusjoner er det uttrykt bekymring for at manglende konkurranse og et stort antall rettighetshavere uten ”kritisk størrelse” for FoU-virksomhet, kan bli hemmende for norsk teknologiutvikling. Selv ved en opprettholdelse av FoU-volumet er det uttrykt bekymring for at forskningen kan bli mer ensrettet.

Ordningen i konsesjonsverket som gir operatørene anledning til å fakturere utvinningstillatelsen for FoU-utgifter, har kanalisert mye penger til teknologiutvikling hos operatørene og i forskningsinstitusjonene. Det ble pekt på at StatoilHydro har en viktig posisjon fordi de disponerer lisensforsknings- og teknologimidlene til de feltene de opererer. Disse midlene følger operatøren for feltet og er avhengig av størrelsen på driftsbudsjettene. På bakgrunn av antall operatørskap administrerer StatoilHydro en betydelig sum midler til FoU-prosjekter. Denne ordningen vurderes som svært positiv av de aller fleste aktørene, både rettighetshavere, leverandører, organisasjoner og FOU-aktører. En del rettighetshavere stiller likevel spørsmål ved at forskningsresultatene kun tilfaller operatøren av tillatelsen og ikke de andre partnerne som også er med på å finansiere teknologiutviklingen. Disse fremhevet imidlertid at dette ikke er en ny problemstilling, men at konsentrasjonen av brorparten av midlene hos en aktør har gitt økt fokus på problemstillingen.

Det ble også fremhevet av flere aktører at StatoilHydros brede feltportefølje vil gi selskapet muligheter til å utvikle nye teknologier som kan testes ut på ett felt, og deretter anvende teknologien på flere felt i porteføljen. Dersom dette skal være mulig må StatoilHydro få oppslutning fra de andre rettighetshaverne på feltet teknologien skal utprøves. Flere av aktørene mente at en samordning av FoU-satsingen til Statoil og Hydro også kunne føre til at forskningsmidlene settes mer effektivt inn for å oppnå resultater på strategisk viktige teknologiområder.

StatoilHydro orienterer seg internasjonalt og vil kunne bruke sin kompetanse fra gigantprosjektene i andre områder, for eksempel på Shtokmanfeltet. Noen var bekymret for at selskapet øker sin FoU-satsing internasjonalt på bekostning av de norske miljøene. Samtidig mener flere at de norske FoU-miljøene i økende grad vil utføre oppgaver for et globalt marked og at StatoilHydro kan dra med seg norske fagmiljøer. Mange av FoU-aktørene har en betydelig internasjonal prosjekt- og oppdragsportefølje, noe som kan være med på å begrense eventuelle negative effekter av sammenslåingen. Flere nevnte at dette var en konsekvens av erfaringer gjort etter oppkjøpet av Saga.

Mange FoU-aktører mener også at det er rom for en endret rolle blant offentlige institusjoner. Særlig Oljedirektoratet og Petoro vurderes som aktører som i sterkere grad kan komme i inngrep med FoU, både organisatorisk og budsjettmessig. For eksempel fremheves det at Oljedirektoratet bør få en økt pådriverrolle i forhold til teknologibehov.

### **5.4.3 Immaterielle rettigheter**

Enkelte leverandører mener å kunne spore en mer offensiv holdning til IPR blant oljeselskapene enn tidligere. Hvorvidt dette oppleves som problematisk for leverandører og FoU-institusjoners kjernevirksomhet avhenger av hvilke selskaper en har med å gjøre: Større selskaper har gjerne en IPR-strategi, mens dette er mer sjelden hos de mindre selskapene.

Også blant forskningsaktørene ble det gitt uttrykk for ulike synspunkter på om økt fokus på IPR vil virke hemmende på deling av informasjon i forhold til forskningsprosjekter.

Rettigheter til IPR har kommet sterkere på agendaen de siste årene. Noen av aktørene fra universiteter og forskningsinstituttene mener at operatørene har blitt merkbart mer offensive med hensyn til IPR de siste årene, inkludert Statoil og Hydro. Det er imidlertid noe ulike holdninger blant aktørene. Enkelte er skeptiske til at det økte IPR-fokuset vil redusere åpenheten som mange mener har vært en styrke for norsk teknologiutvikling. Andre er mer positive til at IPR får økt viktighet og mener det er betimelig at de ”utførende” aktørene – FoU-institutter og universitetene – får en større andel av rettighetene av det de har vært med på å utvikle.

Flere av aktørene fra universitets- og forskningsinstitusjonene fremhever at den norske modellen for FoU er preget av åpenhet og dialog mellom aktørleddene i verdikjeden. Dette har vært et vesentlig element i det å bygge opp kompetansen til det norske petroleumsklusteret. De viser til betydningen av å bringe videre dette samarbeidet for å sikre bransjens konkurransekraft og økt verdiskaping fra sokkelen også i fremtiden.

Flere poengterer at immaterielle rettigheter blir viktigere for både oljeselskaper og leverandører når de konkurrerer internasjonalt. Som eksempel på at internasjonalisering medfører økt fokus på dette, vises det til at internasjonale oljeselskaper på norsk sokkel har hatt et betydelig større fokus på teknologirettigheter enn det norske oljeselskaper og leverandører har hatt på norsk sokkel.

## **5.5 Oppsummering av aktørenes synspunkter**

Det var jevnt over stor bredde og variasjon i synspunktene som ble fremhevet under intervjuene. Imidlertid var noen synspunkter gjennomgående fremhevet i møterekken.

Det ble understreket at det var viktig å opprettholde mangfold og konkurranse for å sikre størst mulig verdiskaping i petroleumsnæringen. Det fremkom at det ikke var forhåpninger om at en aktør kunne fullt ut erstatte Statoil eller Hydro, men at det ville være mulig å avhjelpe bortfallet.

De intervjuede påpekte at det vil være viktig å styrke de store internasjonale selskapers posisjon på norsk sokkel og å styrke mindre selskapers rolle i såkalt haleproduksjon. En videreutvikling av rollen til leverandørbedriftene kan også bidra til mangfold. Det vil være viktig at de nye selskapene har kapasitet til å bidra til mangfold. De fleste av aktørene mente myndighetene bør styrkes for å sikre alternative vurderinger og god oppfølging.

Når det gjelder arbeidet i utvinningstillatelsene ble det presisert at viktige avgjørelser må presenteres på et tidlig tidspunkt for å sikre mangfold og alternativer i beslutningsprosessen.

Leverandørindustriens representanter fremhevet at enkeltfaktoren i Norge med størst betydning for industrien er et forutsigbart og høyt aktivitetsnivå. Leverandørindustriens synspunkter på hvilken effekt sammenslåingen vil ha for dem varierer særlig med selskapenes størrelse. Imidlertid fremhever de aller fleste av leverandørene at det sammenslåtte selskapet kan bidra til en konsolidering av leverandørkjedene dersom de inngår rammeavtaler med kun få leverandører. Det er ulike syn på om såkalte EPC-kontrakter er avgjørende for videre utvikling av norsk leverandørindustri, men de fleste mener at kontrakter som krever høy grad av kompetanse er positive for norsk verdiskaping. Internasjonaliseringen av både StatoilHydro og leverandørindustrien vil påvirke leverandørindustriens konkurransesituasjon.

Aktører innen forskning og utvikling er bekymret for om flere av de nye rettighetshavere har nødvendig kritisk størrelse til å satse på forskning og at mangelen på store nye feltutbygginger medfører at man ikke klarer å gjøre store teknologiske fremskritt. I forlengelsen av sistnevnte, venter flere økt oppmerksomhet rundt driftsrelaterte problemstillinger. Det kan forventes en økt bevissthet om immaterielle rettigheter etter hvert som internasjonaliseringen øker. Det varierte om dette ble betraktet som positivt eller negativt.

Olje- og energidepartementet vil i årene fremover ha en kontinuerlig oppmerksomhet rettet mot problemstillingene som beskrives i denne rapporten. Det vil være naturlig å gjennomføre prosjektet på nytt i nær fremtid. Ved en ny gjennomgang vil oppmerksomheten være rettet mot å undersøke hvorvidt de problemstillinger, hypoteser, håp og bekymringer som ble fremsatt i denne rapporten har inntruffet og hvordan man eventuelt skal imøtegå slike endringer.

## 6 Litteraturliste

St.prp. nr. 60 (2006-2007) *Sammenslåing av Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet*

St.prp. nr. 36 (2000-2001) *Eierskap i Statoil og fremtidig forvaltning av SDØE*

SNF (2007) *Regional fordeling av sysselsetting i norsk petroleumrelatert leverandørindustri*, Arbeidsnotat nr 22/07

Norut (2008) *Lokale og regionale ringvirkninger av utviklingen av Snøhvitfeltet*, Følgforskning av utviklingen av Snøhvitfeltet- status august 2008

Norut NIBR (2007) *Regionale ringvirkninger av olje- og gassnæringen – en oppsummering av foreliggende kartlegginger*, Norut NIBR Finnmark rapport 2007:04

SNF (2006) *Norske foretaks leveranser til olje- og gassutviklingen i Norge og utlandet 2005*, Arbeidsnotat nr 28/06

Hansen, T.B., T. Karlsson og G. Helge (2005) *Evaluation of the DEMO 2000 Program*, NIFU STEP Rapport 7/2005

KonKraft (2008) *Internasjonalisering*, Rapport 4, september 2008

Menon (2008) *Global vekst og økte markedsandeler- Norske offshorebedrifters internasjonale aktiviteter 2007*, rapport nr.5 oktober 2008

## 7 Vedlegg 1: Mandat

### Mandat prosjekt 3: strukturendringer i petroleumsnæringen

#### Mål

Formålet med prosjektet er å kartlegge og analysere strukturendringer i petroleumsnæringen. Dette gjelder strukturendringer generelt, men med hovedvekt på strukturendringer som en følge av sammenslåingen mellom Statoil og Hydro. Rapporten skal danne grunnlag for en systematisk oppfølging av strukturendringer i petroleumsnæringen i årene fremover.

Prosjektet har tre hoveddeler:

1. Prosjektet skal beskrive en referansesituasjon basert på strukturene i næringen før 1. oktober 2007. Referansesituasjonen er en beskrivelse av perioden 1997 – 2007, men med størst vekt på de siste årene. Denne beskrivelsen vil utgjøre basis for å vurdere utviklingen i næringen i årene fremover.
2. Prosjektet skal gi en status for strukturendringer i næringen etter 1. oktober 2007.
3. Prosjektet skal kartlegge mulige strukturendringer i næringen fremover. Det er spesielt viktig å studere hvordan StatoilHydro organiserer sin virksomhet i forhold til andre aktører i næringen (oljeselskaper, leverandørselskaper og forskningsinstitusjoner), hvordan andre aktører opptrer i forhold til StatoilHydro og ev. endrer sine strategier som en følge av sammenslåingen. En sentral problemstilling er om StatoilHydro opptrer på en måte som fører til lavere verdiskaping i petroleumsnæringen.

#### Innhold

##### Fase 1: Informasjonsinnsamling

I første fase skal referansesituasjonen beskrives. Dette gjøres med innspill fra Oljedirektoratet, Norsk Industri, Forskningsrådet og referansegruppen i prosjektet. Det vil også bli avholdt en møteserie med rettighetshavere, store og små leverandører, forskningsinstitusjoner og organisasjoner i næringen for å få frem deres vurderinger og synspunkter på mulige strukturendringer. Det vil bli utarbeidet en standard intervjuguide til disse møtene.

##### Fase 2: Sammenstilling og analyse

Informasjonen sammenstilles og analyseres i en rapport. Metodikken og analysen utgjør grunnlaget for myndighetenes videre oppfølging av strukturendringer i næringen.

#### Organisering

Sponsor for prosjektet er Gunnar Gjerde i OED. Arbeidsgruppen vil være etablert internt i OED med Olafr Røsnes som prosjektleder. I tillegg deltar Oljedirektoratet i arbeidsgruppen. Det etableres en referansegruppe for prosjektet som består av representanter for aktørene i næringen. Referansegruppen skal gi innspill til arbeidsgruppen for å sikre at prosjektet tar for seg alle relevante sider ved problemstillingen.

#### Tidsplan

Resultater og anbefalinger fra prosjektet presenteres for Topplederforum 27. mai 2008. Fase 1 varer fra oktober 2007 til mars 2008. Fase 2 varer fra mars til mai 2008.

## 8 Vedlegg 3: Intervjuguide

*Formålet med prosjektet er å kartlegge og analysere strukturendringer i petroleumsnæringen. Dette gjelder strukturendringer generelt, men med hovedvekt på strukturendringer som en følge av sammenslåingen mellom Statoil og Hydro. Rapporten skal danne grunnlag for en systematisk oppfølging av strukturendringer i petroleumsnæringen i årene fremover.. OED vil gjennom møter med selskaper, leverandører og FoU-institusjoner benytte intervjuguiden for å få fram synspunkter/vurderinger om utviklingen i sektoren fremover.*

*Spørsmålene i intervjuguiden besvares ut i fra relevans for virksomheten.*

### 1. Spørsmål til operatører og rettighetshavere

*Intro:*

*Det har skjedd betydelige strukturendringer i aktørbildet på norsk sokkel de siste 10 årene. Nye aktører som Petoro, Gassco og Gassled er opprettet, og en lang rekke nye selskaper har funnet sokkelen interessant. Videre har det skjedd en rekke sammenslåinger, ikke minst blant de store operatørselskap (Elf, Fina, Amoco, Conoco, Phillips, Saga/Norsk Hydro etc). Aker RGI og Kværner skapte landets største industrikonsern i 2004 da de slo seg sammen. Det er økt fokus på internasjonale markeder, og fra 1995 til 2005 var det en tredobling av utenlands omsetning for norsk petroleumsrettet leverandørindustri. Med sammenslåingen av Norsk Hydros petroleumsvirksomhet og Statoil fikk strukturendringen og aktørmønsteret på norsk sokkel en ny dimensjon.*

#### Mangfold og konkurranse

1. Hvordan mener dere at aktørbildet på norsk sokkel vil utvikle seg i årene fremover?
  - a. Hva mener dere vil være en ønsket utvikling, og hva mener dere vil være en mindre ønsket utvikling?
  - b. Hva vil være viktige faktorer som kan påvirke utviklingen i aktørbildet i ønsket eller uønsket retning?
2. På hvilken måte er utfordringene ulike for endringer i aktørbildet i lete-, utbygging eller driftsfasen?
3. Hvordan mener dere virkemidlene til Petoro, OD, Gassco og OED eventuelt bør endres for å fremskynde en ønsket utvikling eller forhindre en uønsket utvikling i aktørbildet?
4. Hvordan opptrer StatoilHydro og hvordan forventer dere at StatoilHydro vil opptre på norsk sokkel i tiden fremover?

#### Adferd i lisenser:

5. Hvordan påvirker de ulike strukturendringene arbeidet i utvinningstillatelsene? (tilgang på informasjon, studier og rollene til operatøren og rettighetshaverne)
6. Hvordan forholder rettighetshaverne seg til at det nå er en aktør mindre i mange utvinningstillatelser?

Adferd overfor leverandører:

7. Hvilke utviklingstrekk mener dere vil kjennetegne utviklingen i leverandørindustrien fremover?
8. På hvilken måte mener dere at sammenslåingen mellom Statoil og Hydro vil påvirke utviklingen i leverandørindustrien?
9. På hvilken måte avviker nye operatører/rettighetshavere seg fra de etablerte (større) aktørene i deres forhold til leverandører?
10. Forventes det at sammenslåingen påvirker forholdet mellom leverandør og operatør i forhold til intellektuelle rettigheter og teknologiutvikling. I så fall hvordan?

Adferd FoU strategi:

11. Hvilke utviklingstrekk mener dere vil kjennetegne utviklingen innenfor FoU-sektoren fremover?
12. Hvor viktig er FoU for deres virksomhet, og på hvilken måte påvirkes dette av ulike strukturendringer i petroleumsnæringen?
13. Påvirker de ulike strukturelle endringene informasjonsflyten mellom aktører involvert i FoU og mulig samarbeid mellom disse?
14. På hvilken måte avviker nye operatører/rettighetshavere seg fra de etablerte (større) aktørene når det gjelder FoU?
15. Hvilke aktører samarbeider dere med innen FoU (Nasjonale, internasjonale, StatoilHydro, m.v.)?
16. Hvordan vil ulike strukturendringer påvirke rekrutteringssituasjonen av FoU-personell?
17. Gi en vurdering av hvilken effekt sammenslåingen mellom Statoil og Hydro vil komme til å ha på:
  - a. FoU i Norge generelt
  - b. FoU i egen virksomhet spesielt
18. Har deres virksomhet utarbeidet nye strategier for FoU som konsekvens av sammenslåingen mellom Statoil og Hydro?
19. Hvordan opplever dere teknologiutvikling og mangfold i teknologiutviklingen som følge av sammenslåingen mellom Statoil og Hydro?

## **2. Spørsmål til leverandører**

(Identiske spørsmål som til operatører/rettighetshavere, men med vinkling mot leverandører. Tar her hensyn til at leverandørene ofte også er viktige FoU leverandører)

*Intro:*

*Det har skjedd betydelige strukturendringer i aktørbildet på norsk sokkel de siste 10 årene. Nye aktører som Petoro, Gassco og Gassled er opprettet, og en lang rekke nye selskaper har funnet sokkelen interessant. Videre har det skjedd en rekke sammenslåinger, ikke minst blant de store operatørselskaper (Elf, Fina, Amoco, Conoco, Phillips, Saga/Norsk Hydro etc.). Aker RGI og Kværner skapte landets største industrikonsern i 2004 da de slo seg sammen. Det er økt fokus på internasjonale markeder, og fra 1995 til 2005 var det en tredobling av utenlands omsetning for norsk petroleumsrettet leverandørindustri. Med sammenslåingen av Norsk Hydros petroleumsvirksomhet og Statoil fikk strukturendringen og aktørmønsteret på norsk sokkel en ny dimensjon.*

### Mangfold og konkurranse

1. Hvordan mener dere at aktørbildet på norsk sokkel vil utvikle seg i årene fremover?
  - a. Hva mener dere vil være en ønsket utvikling, og hva mener dere vil være en mindre ønsket utvikling?
  - b. Hva vil være viktige faktorer som kan påvirke utviklingen i aktørbildet i ønsket eller uønsket retning?
2. På hvilken måte er utfordringene ulike for endringer i aktørbildet i lete-, utbyggings- eller driftsfasen?
3. Hvordan mener dere virkemidlene til Petoro, OD, Gassco og OED eventuelt bør endres for å fremskynde en ønsket utvikling eller forhindre en uønsket utvikling i aktørbildet?
4. Hvordan opptrer StatoilHydro i dag og hvordan forventer dere at StatoilHydro vil opptre på norsk sokkel i tiden fremover?

### *Leverandørindustrien og operatørene/kundene:*

5. Hvilke utviklingstrekk mener dere vil kjennetegne utviklingen i leverandørindustrien fremover?
6. På hvilken måte mener dere at sammenslåingen mellom Statoil og Hydro vil påvirke utviklingen i leverandørindustrien?
7. På hvilken måte avviker nye operatører/rettighetshavere seg fra de etablerte (større) aktørene i deres forhold til leverandører?
8. Opplever leverandøren at strukturelle endringer påvirker tilgangen på informasjon om kontrakter og kvaliteten på denne?
9. Forventes det at sammenslåingen påvirker forholdet mellom leverandør og operatør i forhold til intellektuelle rettigheter og teknologiutvikling. I så fall hvordan?

### Adferd FoU strategi:

10. Hvilke utviklingstrekk mener dere vil kjennetegne utviklingen innenfor FoU fremover?
11. Hvor viktig er FoU for deres virksomhet, og på hvilken måte påvirkes dette av ulike strukturendringer i petroleumsnæringen?
12. Påvirker de ulike strukturelle endringene informasjonsflyten mellom aktører involvert i FoU og mulig samarbeid mellom disse?
13. På hvilken måte avviker nye operatører/rettighetshavere seg fra de etablerte (større) aktørene når det gjelder FoU?
14. Hvilke aktører samarbeider dere med innen FoU (Nasjonale, internasjonale, StatoilHydro, m.v.)?
15. Hvordan vil ulike strukturendringer påvirke rekrutteringssituasjonen av FoU-personell?
16. Gi en vurdering av hvilken effekt sammenslåingen mellom Statoil og Hydro vil komme til å ha på:
  - a. FoU i Norge generelt
  - b. FoU i egen virksomhet spesielt
17. Hvordan opplever dere teknologiutvikling og mangfold i teknologiutviklingen som følge av sammenslåingen mellom Statoil og Hydro?
18. Har deres virksomhet utarbeidet nye strategier for FoU som konsekvens av sammenslåingen mellom Statoil og Hydro?



### 3. Spørsmål til FoU-institusjoner

#### *Intro:*

*Det har skjedd betydelige strukturendringer i aktørbildet på norsk sokkel de siste 10 årene. Nye aktører som Petoro, Gassco og Gassled er opprettet, og en lang rekke nye selskaper har funnet sokkelen interessant. Videre har det skjedd en rekke sammenslåinger, ikke minst blant de store operatørselskap (Elf, Fina, Amoco, Conoco, Phillips, Saga/Norsk Hydro etc). Aker RGI og Kværner skapte landets største industrikonsern i 2004 da de slo seg sammen. Det er økt fokus på internasjonale markeder, og fra 1995 til 2005 var det en tredobling av utenlands omsetning for norsk petroleumsrettet leverandørindustri. Med sammenslåingen av Norsk Hydros petroleumsvirksomhet og Statoil fikk strukturendringen og aktørmønsteret på norsk sokkel en ny dimensjon.*

#### Mangfold og konkurranse

1. Hvordan mener dere at aktørbildet på norsk sokkel vil utvikle seg i årene fremover?
  - a. Hva mener dere vil være en ønsket utvikling, og hva mener dere vil være en mindre ønsket utvikling?
  - b. Hva vil være viktige faktorer som kan påvirke utviklingen i aktørbildet i ønsket eller uønsket retning?
2. På hvilken måte er utfordringene ulike for endringer i aktørbildet i lete-, utbygging eller driftsfasen?
3. Hvordan mener dere virkemidlene til Petoro, OD, Gassco og OED eventuelt bør endres for å fremskynde en ønsket utvikling eller forhindre en uønsket utvikling i aktørbildet?
4. Hvordan opptrer StatoilHydro og hvordan forventer dere at StatoilHydro vil opptre på norsk sokkel i tiden fremover?

#### Atferd overfor leverandører:

5. Hvilke utviklingstrekk mener dere vil kjennetegne utviklingen i leverandørindustrien fremover?
6. På hvilken måte mener dere at sammenslåingen mellom Statoil og Hydro vil påvirke utviklingen i leverandørindustrien?
7. På hvilken måte avviker nye operatører/rettighetshavere seg fra de etablerte (større) aktørene i deres forhold til leverandører?
8. Forventes det at sammenslåingen påvirker forholdet mellom leverandør og operatør i forhold til intellektuelle rettigheter og teknologiutvikling. I så fall hvordan?

#### Adferd FoU:

9. Hvilke utviklingstrekk mener dere vil kjennetegne utviklingen innenfor FoU fremover?
10. Hva er tyngdepunktene for FoU i deres virksomhet og på hvilken måte påvirkes dette av ulike strukturendringer i petroleumsnæringen?
11. Hvilke aktører samarbeider dere med innen FoU (Nasjonale, internasjonale, StatoilHydro, m.v.)?
12. Påvirker de ulike strukturelle endringene informasjonsflyten mellom aktører involvert i FoU og mulig samarbeid mellom disse?

13. På hvilken måte avviker nye operatører/lisensinnehavere seg fra de etablerte (større) aktørene når det gjelder FoU?
14. Hvordan vil ulike strukturendringer påvirke rekrutteringssituasjonen av FoU-personell?
15. Gi en vurdering av hvilken effekt sammenslåingen mellom Statoil og Hydro vil kunne komme til å ha på:
  - a. FoU i Norge generelt
  - b. FoU i egen virksomhet spesielt
16. Hvordan opplever dere teknologiutvikling og mangfold i teknologiutviklingen som følge av sammenslåingen mellom Statoil og Hydro?
17. Har deres virksomhet utarbeidet nye strategier for FoU som konsekvens av sammenslåingen mellom Statoil og Hydro?
18. Forventes det at sammenslåingen påvirker forholdet mellom leverandør og operatør i forhold til intellektuelle rettigheter og teknologiutvikling. I så fall hvordan?