



DET KONGELIGE  
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

# St.meld. nr. 38

(2001-2002)

---

## Om olje- og gassvirksomheten

*Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 28. juni 2002,  
godkjent i statsråd samme dag.  
(Regjeringen Bondevik II)*

## 1 Innledning

Stortingsmeldingen er delt inn i to deler. I første del av meldingen presenteres hovedinnholdet, mens andre del er en mer utdypende gjennomgang av de enkelte områdene innen olje- og gassforvaltningen.

*Del I* av meldingen omfatter regjeringens hovedmål og tiltak for olje- og gassnæringen. I kapittel 1 beskrives verdipotensialet som ligger i en langsiktig utvikling av næringen og regjeringens hovedmål i tilknytning til dette. I kapittel 2 er næringens betydning i Norge beskrevet. Videre er de viktigste forutsetningene for næringen, hovedutfordringene og regjeringens tiltak på de ulike politikkområdene behandlet i kapittel 2 i meldingens del I.

*Del II* går nærmere inn på de enkelte områdene. Kapitlene 3–9 gjennomgår virksomhetens forhold til miljøutfordringene, effektiv leting og utvinning, oljeforvaltningen, gassforvaltningen, petroleumsnæringens betydning og det statlige engasjementet i virksomheten.

## *Del I Hovedmål og regjeringens tiltak*

## 2 Regjeringens hovedmål i olje- og gasspolitikken

Petroleumssektoren er av stor betydning for Norge. Den utgjør en viktig del av norsk økonomi og har i stor grad bidratt til utviklingen av det norske velferdssamfunnet. En vesentlig del av inntektene fra virksomheten tilfaller staten og bidrar til statens solide finansielle situasjon. Virksomheten genererer også betydelig industriell aktivitet i Norge. Dette gjør olje- og gassnæringen til Norges største næring.

Oppmerksomheten knyttet til den norske olje- og gassvirksomheten har gradvis endret seg fra industriell utvikling til forvaltning av inntektene fra virksomheten. Petroleumsinntektene representerer betydelige verdier for det norske samfunnet, og det er både viktig og nødvendig å diskutere inntekts- og fondsforvaltningen. De største verdiene er likevel i de gjenværende olje- og gassressursene på norsk kontinentalsokkel.

Petroleumsfondet var ved årsskiftet 2001/2002 på drøye 610 milliarder kroner. Likevel er mindre enn en fjerdedel av petroleumsressursene produsert fram til i dag. Dette illustrerer at de største verdiene i petroleumsvirksomheten ligger foran oss og at virksomheten derfor er en svært langsiktig og sentral næring i Norge.

De gjenværende ressursene kan gi betydelige inntekter for samfunnet i lang tid framover. Dette hviler på viktige forutsetninger om videre teknologisk utvikling og forutsetter at ressursene forvaltes på en effektiv og bærekraftig måte, samtidig som det er et sterkt fokus på helse, miljø og sikkerhet på alle nivåer i virksomheten og at det tas nødvendig hensyn til grunnleggende miljø- og fiskeriinteresser.

Regjeringen har i Sem-erklæringen følgende omtale av petroleumssektoren:

«Samarbeidsregjeringen mener det er viktig å sikre at petroleumssektoren blir en vesentlig bidragsyter til finansieringen av velferdssamfunnet og til industriell utvikling i hele landet også i fremtiden. Det må derfor legges til rette for at norsk sokkel forblir et attraktivt område for verdiskaping og investeringer, og at norske selskaper kan styrke sin konkurranseposisjon både på norsk sokkel og internasjonalt.

Samarbeidsregjeringen vil derfor legge til rette for industriell og teknologisk utvikling for å få mer ut av ressursene og få kostnadene ned. Verdiene vil i stigende grad skapes av teknologi og annen menneskelig innsats. Det krever økt satsing på forskning og teknologiutvikling. Den samlede industrielle klyngen må derfor sikres rammevilkår som gjør dette mulig. Dette kan bidra til økt internasjonalisering og store positive ringvirkninger for det norske samfunn.»

Staten er ressurseier, og regjeringen vil som ressursforvalter ta ansvaret for å videreutvikle den norske petroleumssektoren.

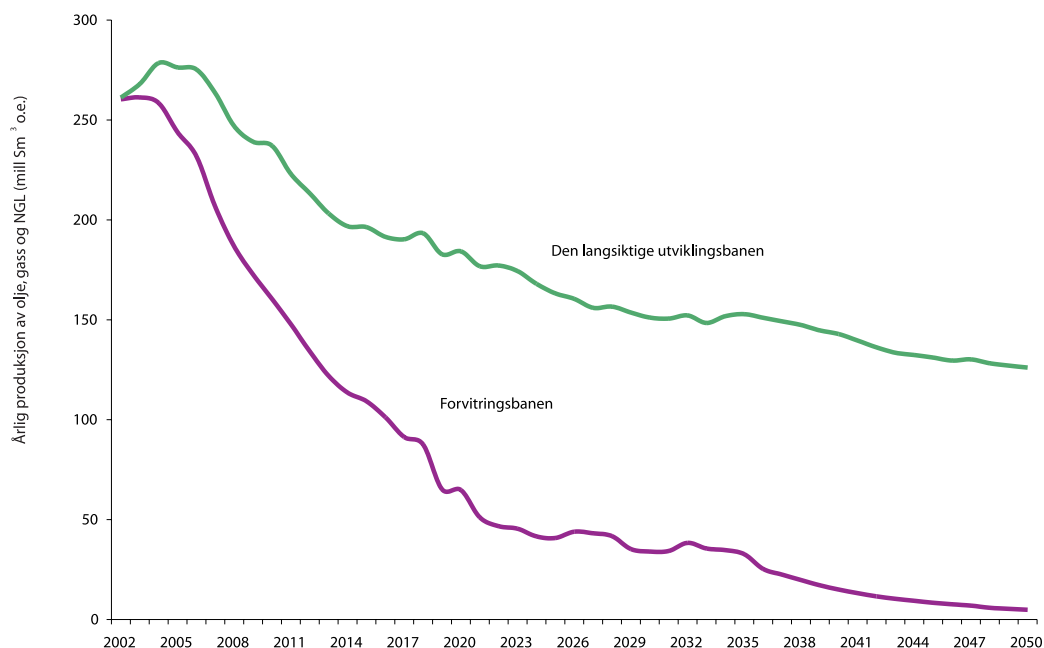
Utviklingen av olje- og gassvirksomheten på norsk kontinentalsokkel er avhengig av ressursbasen og olje- og gassnæringens vilje og evne til å utvinne mest mulig av ressursene på en effektiv og bærekraftig måte. De forventede gjenværende petroleumsressursene utgjør over 10,6 milliarder standard kubikkmeter (Sm<sup>3</sup>) oljeekvivalenter (o.e.). I løpet av mer enn 30 år med

produksjon har vi utvunnet rundt 3,3 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. Ved en riktig forvaltning kan de gjenværende ressursene legge grunnlag for betydelig verdiskaping og aktivitet.

Virksomheten på norsk kontinentalsokkel har fram til i dag vært dominert av investeringer knyttet til de store olje- og gassfeltene, oppbygging av gasstransportsystemene, samt kompetanseoppbygging i norsk industri. Vi høster nå av disse investeringene og vil fortsette å gjøre det i flere tiår framover. For å produsere nye ressurser og forlenge produksjonen fra eksisterende felt, er det imidlertid nødvendig med nye store investeringer.

Det er flere mulige utviklingsbaner for norsk kontinentalsokkel. Disse er naturlig nok avhengige av bl.a. utviklingen i olje- og gassmarkedene, herunder prisutviklingen, strukturelle endringer i olje- og gassindustrien, ny teknologi og miljøutfordringene industrien står overfor. Utviklingen er også avhengig av en målrettet olje- og gasspolitikk for å maksimere verdiskapingen fra virksomheten.

I figur 1.1 illustreres to mulige utviklingsbaner for olje- og gassproduksjonen.



Figur 2.1 To utviklingsbaner for petroleumsproduksjonen på norsk kontinentalsokkel.

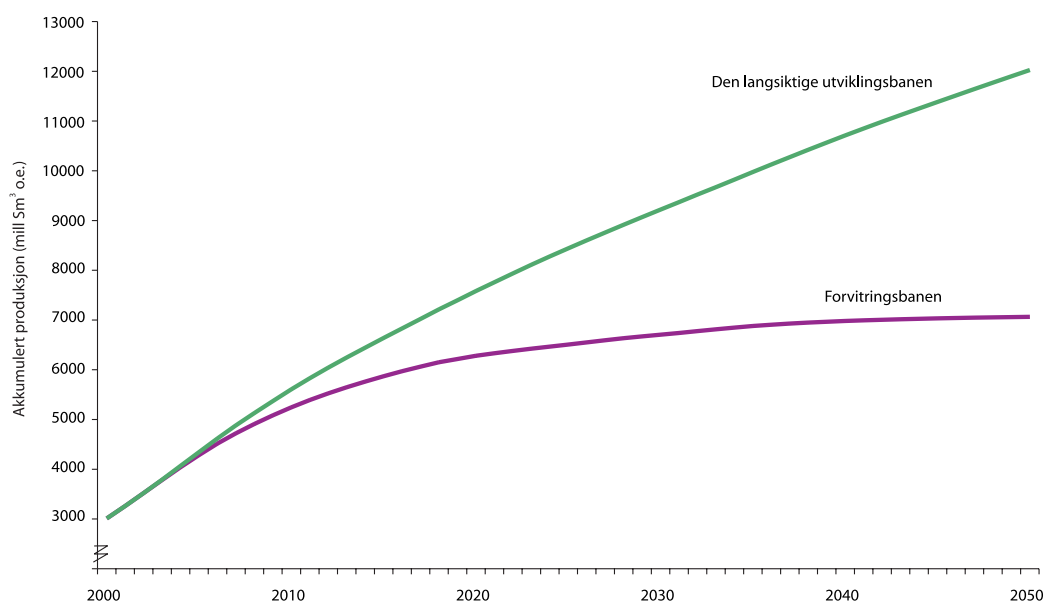
Kilde: OD/OED

Langs den nederste utviklingsbanen faller produksjonen fram mot 2020, hvor oljeproduksjonen så å si opphører. Denne inneholder forventet produksjon fra besluttede prosjekter, og omtales som «*forvittringsbanen*». Langs den andre utviklingsbanen holdes produksjonen på et betydelig høyere nivå enn langs forvittringsbanen. «*Den langsiktige utviklingsbanen*» innebærer realisering av lønnsomme prosjekter som gir produksjon av olje i minst 50 år og gass i et hundreårsperspektiv. Det er regjeringens klare mål å sikre at forholdene legges til rette for å realisere den langsiktige utviklingsbanen.

*Forvittringsbanen* illustrerer en utvikling av virksomheten på norsk kontinentalsokkel hvor næringen og myndighetene sier seg tilfreds med hva som er oppnådd, høster av de investeringene som er foretatt og fører en politikk som bidrar til at olje- og gassvirksomheten relativt raskt fases ut. Langs forvittringsbanen stagnerer utviklingen av norsk kontinentalsokkel og olje- og gassnæringen i Norge i løpet av de kommende 10–20 årene. Dette vil føre til betydelig lavere inntekter for staten og redusert verdiskaping i industrien i forhold til det potensialet for inntekter og verdiskaping som ligger i ressursbasen. Dessuten vil en slik utvikling gjøre det vanskeligere for den norske petroleumsnæringen å satse internasjonalt.

*Den langsiktige utviklingsbanen* kan realiseres dersom det satses på en effektiv utnyttelse av ressursgrunnlaget. Den langsiktige utviklingsbanen i figur 1.1 viser at det er ressursgrunnlag for en betydelig olje- og gassproduksjon fram mot, og lenge etter 2050. En forutsetning for dette tidsperspektivet er oljepriser på et rimelig nivå og at olje- og gassnæringen og myndighetene satser på å utvikle petroleumssressursene på en kostnadseffektiv måte. Målet er å sikre best mulig ressursutnyttelse og høyest mulig verdiskaping for det norske samfunnet.

I figur 1.2 illustreres de to utviklingsbanene ved akkumulert petroleumproduksjon fra norsk kontinentalsokkel fram til 2050.



Figur 2.2 To utviklingsbaner for akkumulert petroleumproduksjon på norsk kontinentalsokkel.  
Kilde: OD/OED

Forskjellen mellom de to utviklingsbanene er betydelig i form av produksjon, verdiskaping og inntekter for staten. Differansen i verdiskaping mellom de to utviklingsbanene utgjør i perioden fram til 2050 i overkant av 2000 mrd kroner i dagens kroneverdi <sup>1)</sup>. Også denne figuren understreker viktigheten

<sup>1)</sup> Beregningene er basert på faste 2002-kroner og regjeringens prognose for oljeprisbane. Realiseres en råoljepris lik anslaget for 2002 i hele tidsperioden, øker differansen mellom de to utviklingsbanene til 4000 mrd kroner.

av at regjeringen som ressursforvalter arbeider aktivt for at virksomheten på norsk kontinentalsokkel utvikler seg langs den langsiktige utviklingsbanen, slik at verdiene sikres og realiseres.

Det er *svært krevende* å nå den langsiktige utviklingsbanen. Dette skyldes bl.a. at de lettest tilgjengelige ressursene er utviklet, og at det blir stadig mer utfordrende å utvinne de mindre tilgjengelige ressursene. Dette er først og fremst en oppgave som påhviler olje- og gassindustrien, men ressurspotensialet på norsk kontinentalsokkel vil ikke bli fullt ut realisert uten at det føres en offensiv politikk for å videreutvikle petroleumssektoren. Manglende vilje til å satse på petroleumsvirksomheten vil gi seg utslag i betydelig lavere verdiskaping og inntekter for det norske samfunnet og staten enn hva virksomheten gir muligheter for.

I denne stortingsmeldingen vil regjeringen understreke verdipotensialet som ligger i å utnytte petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel og de store utfordringene som må løses for å realisere disse verdiene. Mer enn 30 års erfaring med petroleumsvirksomheten viser at den kan drives innenfor forsvarlige miljørammer. Samarbeid mellom de forskjellige fagmyndigheter og oljeindustrien har også vist at denne virksomheten kan skje i sameksistens med andre næringer og hensyn.

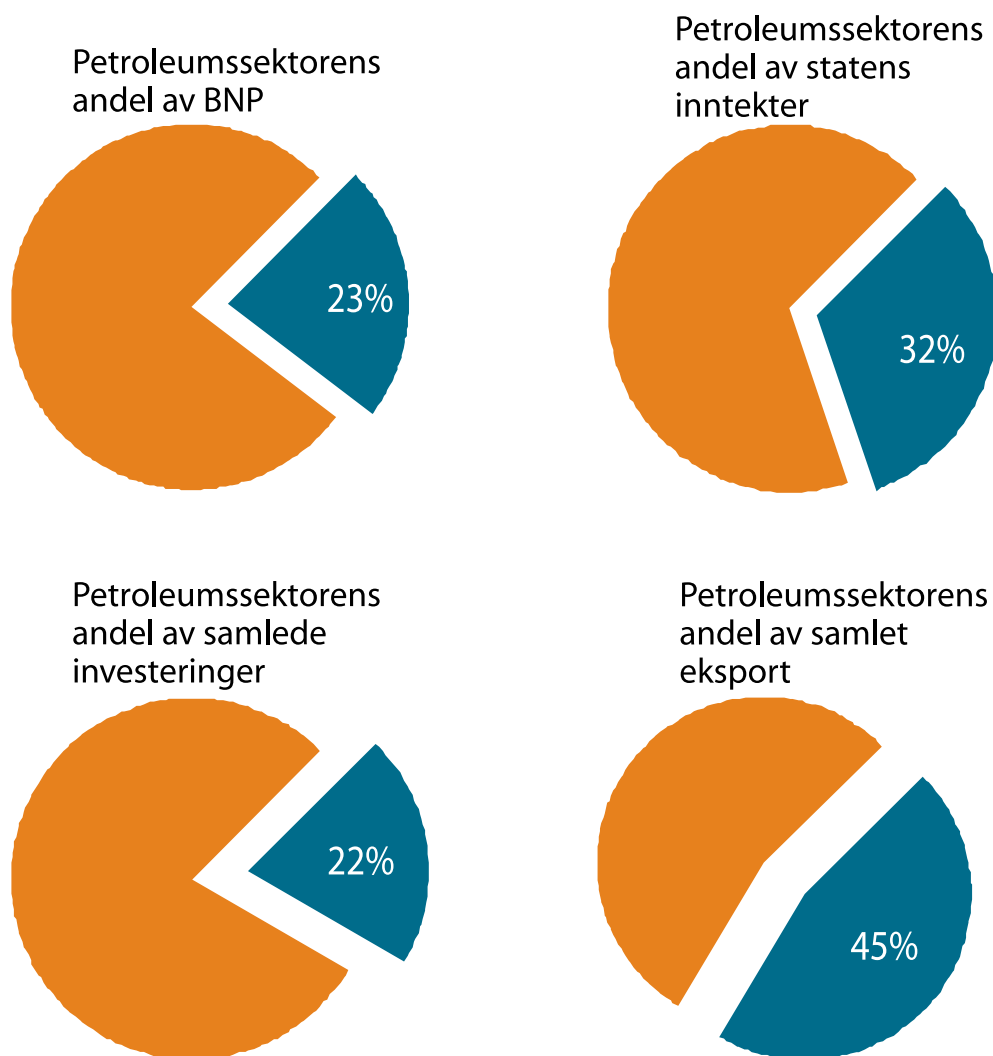
Regjeringen har følgende målsettinger i olje- og gasspolitikken:

- Regjeringen vil sikre at petroleumssektoren blir en vesentlig bidragsyter til finansieringen av velferdssamfunnet og til industriell utvikling i hele landet også i framtiden.
- Regjeringen vil legge forholdene til rette for videreutvikling av petroleumssektoren gjennom å sikre at norsk kontinentalsokkel forblir et attraktivt område for investeringer, verdiskaping og industriell utvikling i Norge.
- Regjeringen vil føre en offensiv miljø- og ressurspolitikk basert på målet om en bærekraftig petroleumsvirksomhet og sameksistens mellom petroleumssektoren, andre næringer og miljøhensyn.
- Regjeringen vil at petroleumsvirksomheten skal være en foregangsnæring med sterk fokus på helse, miljø og sikkerhet på alle nivå i virksomheten, og skal baseres på en målsetting om kontinuerlig forbedring.
- Regjeringen vil bidra til internasjonalisering av den norske olje- og gassnæringen. Dette vil gi næringen utviklingsmuligheter i tillegg til virksomheten på norsk kontinentalsokkel, samtidig som erfaringene fra internasjonal virksomhet kan bidra til videreutvikling av norsk kontinentalsokkel.

### 3 Petroleumsvirksomheten og regjeringens tiltak

#### 3.1 Norges største næring

Olje- og gassvirksomheten er Norges største næring målt i verdiskaping. Utviklingen på norsk kontinentalsokkel er av den grunn av stor betydning for utviklingen i norsk økonomi og for industriell vekst. Olje- og gassaktivitetene på kontinentalsokkelen står for en stor andel av statens inntekter gjennom statens direkte økonomiske engasjement (SDØE), skatte- og avgiftssystemet og statlig eierskap. De valg og beslutninger som tas har dermed også stor betydning for det norske samfunnet.



Figur 3.1 Makroøkonomiske indikatorer for petroleumssektoren 2001.

Kilde: SSB



Petroleumssektoren stod for om lag 23 pst. av brutto nasjonalproduktet i Norge i 2001. Dette tilsvarer nesten 3 ganger den samlede verdiskapingen i industrien, eller rundt 15 ganger den totale verdiskapingen i primærnæringene. Petroleumsvirksomheten sto i 2001 for om lag 45 pst. av norsk eksport <sup>2)</sup>. Eksportverdien fra petroleumssektoren var i 2001 307 mrd kroner, om lag 10 ganger høyere enn eksportverdien av fisk <sup>3)</sup>. Andelen av de totale realinvesteringene var om lag 22 pst.

Et hovedmål i petroleumpolitikken er å bidra til fortsatt høy verdiskaping i sektoren, samtidig som staten sikres en stor andel av verdiskapingen. I 2001 var statens inntekter fra sektoren 245 mrd kroner, dvs. 32 pst. av statens inntekter. Dette beløpet inkluderer en engangsinntekt på 39 mrd kroner fra salg av SDØE-andeler. Inntektsbeskatningen og netto kontantstrøm fra SDØE står for det aller meste av dette. Ingen andre næringer i landet er i nærheten av å generere statlige inntekter i denne størrelsesorden. Sektoren er således en sentral bidragsyter til finansieringen av velferdssamfunnet.

Verdien på Petroleumsfondet var ved årsskiftet 2001/2002 i overkant av 610 mrd kroner.

### **3.2 Utviklingsmuligheter på norsk kontinentalsokkel**

---

Det er betydelige muligheter for olje- og gassnæringen på norsk kontinentalsokkel. Samspillet mellom myndighetene og de kommersielle og industrielle aktørene i næringen er helt sentralt i denne sammenhengen. De mulighetene petroleumsvirksomheten gir for verdiskaping og industriell aktivitet er det i første rekke olje- og gassnæringen som kan utvikle og realisere. Det er disse aktørene som besitter og kan videreutvikle den nødvendige kompetanse av teknologisk, administrativ, organisatorisk og kommersiell art som er en grunnleggende forutsetning for å skape verdier. Myndighetene skal på sin side legge til rette for at næringen står overfor rammebetingelser som bidrar til en bærekraftig og lønnsom olje- og gassvirksomhet.

Ressursbasen, utviklingen i oljemarkedet, teknologiutvikling og hensynet til helse, miljø og sikkerhet er grunnleggende forutsetninger for virksomheten.

Hovedtrekkene ved politikkområdene miljø og forholdet til andre brukere av havet, lete- og konsesjonspolitikken, oljeforvaltning, gassforvaltning og det statlige engasjementet i petroleumssektoren gjennomgås videre i del I. (En bredere omtale av de enkelte områdene gis i meldingens del II.)

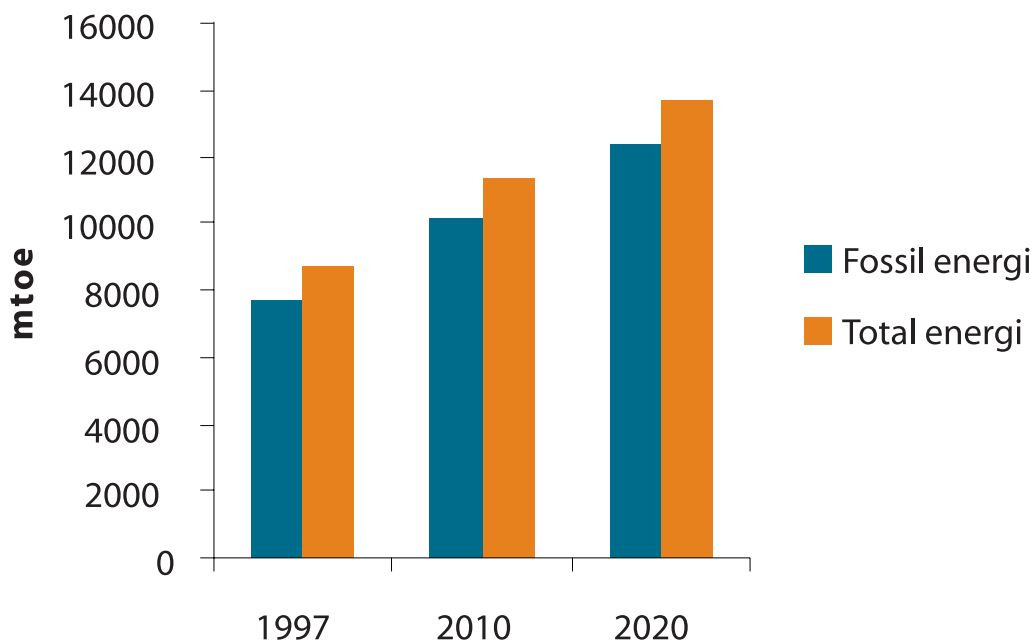
#### **3.2.1 Globalt energibehov**

Det Internasjonale Energibyrået (IEA) anslår at det globale forbruket av energi vil kunne øke med om lag 50 pst. de neste 20 årene. Veksten forventes

<sup>2)</sup> I 2000 var petroleumssektorens andel av BNP 24 pst., andelen av eksport 47 pst. Både 2000 og 2001 må betegnes som spesielle år både mht. høy produksjon og oljepris. I perioden 1993–1997 lå petroleumssektorens andel av BNP på omkring 15 pst., andelen eksport på om lag 35 pst.

<sup>3)</sup> I eksporttallet for petroleumssektoren inngår kun salg av petroleumsprodukter, dvs. at eksport av andre varer og tjenester fra sektoren ikke er inkludert.

å bli særlig stor i utviklingslandene, der økonomisk utvikling og bekjempelse av fattigdom vil kreve en betydelig økning i energiforbruket.



Figur 3.2 Globalt energibehov.

Kilde: IEA

Selv med økt internasjonal bevissthet og satsing på utvikling av fornybare energikilder tilsier det globale energibehovet i årene framover at fossile energibærere i form av olje og gass ikke vil ha noen betydelige alternativer innenfor en fornuftig planleggingshorisont. Selv om en i løpet av noen tiår kanskje vil kunne få en større differensiering i energitilbud og bruk, er det grunn til å anta at det alt overveiende av energibehovet fortsatt vil dekkes av fossile energikilder. Det antas at gass vil vinne stadig større innpass.

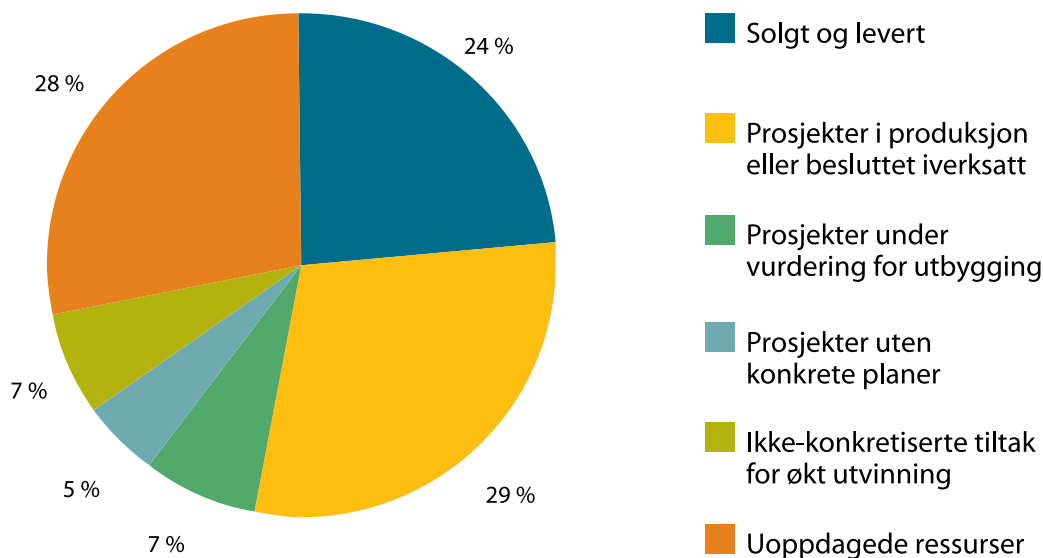
Det er generelt ønskelig at en større del av verdens energitilførsel kommer fra fornybare og miljøvennlige energikilder. I dag står fossile energikilder – kull, olje og naturgass – for 90 pst. av verdens energiforbruk. Kostnadene for fornybare og alternative energikilder er i dag høye og tilgangen fremdeles for utilstrekkelig til at disse energiformene skal kunne utgjøre et betydelig alternativ til fossile energibærere. Det vil ta tid før fornybare energikilder kan dekke en større del av energitilførselen. Det er dermed all grunn til å tro at verden vil være helt avhengig av fossil energi langt utover i dette århundret.

Regjeringen vil planlegge for og realisere at Norge vil være en betydelig petroleumsprodusent og eksportør for å bidra til å dekke det framtidige energibehovet. Dette vil bidra til å sikre våre handelspartnere energisikkerhet på lang sikt. Samtidig må virksomheten være balansert og harmonisert med andre hensyn. Det er regjeringens oppfatning at Norge ligger i forkant når det gjelder en bærekraftig og forsvarlig petroleumsvirksomhet.

### 3.2.2 Viktige forutsetninger for petroleumsvirksomheten

#### Ressurspotensialet

De totale utvinnbare petroleumsressursene på kontinentalsokkelen var ved årsskiftet 2001/2002 anslått til 13,8 mrd Sm<sup>3</sup> o.e. Av de estimerte totale utvinnbare ressursene er 24 pst. solgt og levert, mens 29 pst. er omfattet av prosjekter som er i produksjon eller er besluttet igangsatt (se figur 2.3). De resterende ressursene er i ikke besluttede prosjekter. Av disse er 12 pst. funnet mens 28 pst. fortsatt er uoppdaget. De siste 7 pst. av ressursene er knyttet til realiseringen av målet om gjennomsnittlig utvinningsgrad på 50 pst. for olje og 75 pst. for naturgass.

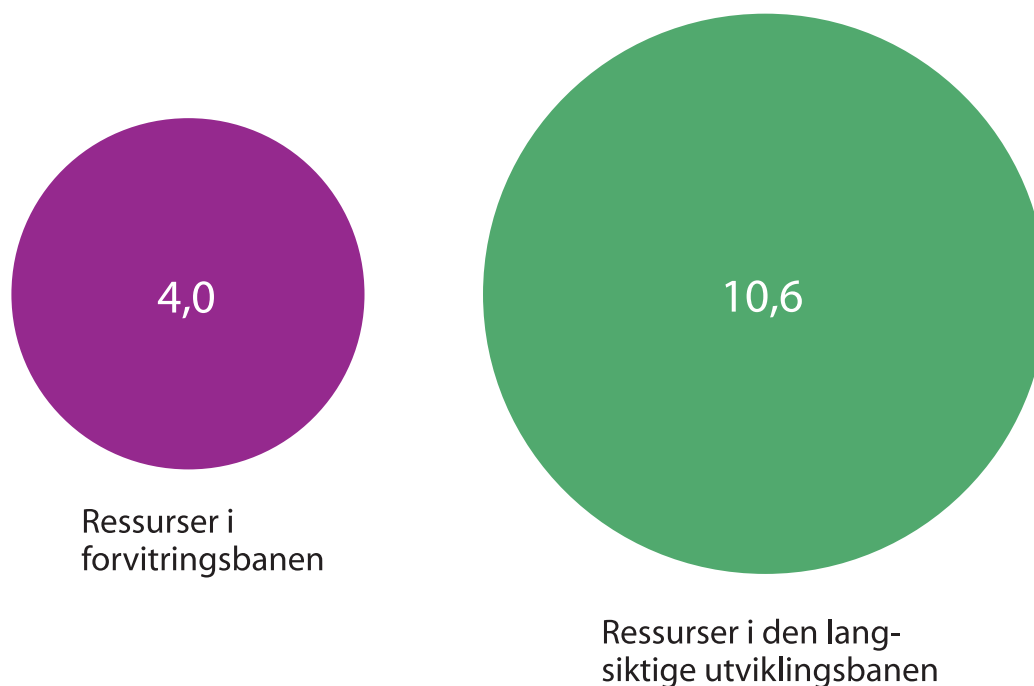


Figur 3.3 Totale utvinnbare ressurser fordelt på ressurskategorier.

Kilde: OED, OD

I de mer enn 30 årene vi har produsert olje og gass i Norge har vi hentet opp i underkant av 3,3 mrd Sm<sup>3</sup> o.e. Gjenværende utvinnbare ressurser er fortsatt meget store, 10,6 mrd Sm<sup>3</sup> o.e. eller nærmere 67 000 mill fat o.e. Den daglige produksjonen i inneværende år er til sammenligning anslått til om lag 4,5 mill fat o.e. I energiinnhold tilsvarer de gjenværende ressursene produksjonen av norsk vannkraft på dagens nivå i nærmere 1000 år. De gjenværende utvinnbare ressursene er slik sett betydelige og legger grunnlag for norsk olje- og gassvirksomhet i minst 50 år for olje og i et hundreårsperspektiv for gass.

Figur 2.4 viser gjenværende ressurser i allerede besluttede eller produserende prosjekter, dvs. prosjekter som vi med en relativt stor grad av sikkerhet vet vil bli gjennomført. Den viser også de totale gjenværende utvinnbare ressursene, dvs. ressursene som det i dag antas mulig å realisere gitt visse forutsetninger. Den store sirkelen representerer ressursmengden i den langsiktige utviklingsbanen, mens den lille sirkelen representerer ressursuttaket ved forvitningsbanen.



Figur 3.4 Gjenværende ressurser i forvitringsbanen (produserende/besluttede prosjekter) og den langsiktige utviklingsbanen (totale gjenværende utvinnbare ressurser), mrd Sm<sup>3</sup> o.e.

Kilde: OED, OD

Figur 2.4 illustrerer at det kreves en rekke nye beslutninger av rettighetshaverne for å realisere den langsiktige utviklingsbanen. Dette omfatter bl.a. beslutninger knyttet til prosjekter på eksisterende felt, i tilknytning til funn og uoppdagede ressurser. Eksempelvis er det store verdier, men også kostnadmessige og teknologiske utfordringer knyttet til tiltak for å øke utvinningsgraden på eksisterende felt. Å nå målet om 50 pst. utvinningsgrad for olje og 75 pst. for gass er en stor og viktig utfordring for aktørene på norsk kontinentalsokkel. Det er tilsvarende teknologiske og kostnadmessige utfordringer knyttet til realisering av eksisterende funn og de uoppdagede ressursene. Skal en lykkes, kreves det en aktiv og bevisst satsing fra hele olje- og gassnæringen.

Et hovedmål for regjeringens olje- og gasspolitikk er å bidra til å realisere den langsiktige utviklingsbanen, dvs. oljeproduksjon i 50 år og gass i et hundreårsperspektiv. Staten som ressurseier må legge til rette for at det forblir attraktivt for oljeselskapene å videreutvikle norsk kontinentalsokkel. Dette skal sikre at petroleumsnæringen vil lete etter, bygge ut og produsere olje- og gassressursene. Uten dette vil samfunnet gå glipp av svært store verdier.

### Oljemarkedet

Utviklingen i oljeprisen er av svært stor betydning for hvordan lete- og investeringsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel utvikler seg. Dersom den langsiktige utviklingsbanen skal kunne virkeliggjøres, forutsetter det at oljeprisen holder seg på et rimelig høyt nivå. Lave oljepriser kan gjøre felt

ulønnsomme og redusere lete- og investeringsmulighetene for oljeselskapene på kontinentalsokkelen.

I Norge erfarte vi dette i 1998/99 da oljeprisen falt ned mot 10 USD/fat. Fra 1997 til 2000 ble antall letebrønner redusert med mer enn 50 pst. på norsk kontinentalsokkel. Det var også en dramatisk nedgang i antall nye felt som ble besluttet bygget ut i denne perioden. Erfaringene var at oljeselskapene reagerte raskt på lave oljepriser og at oljeprisen ikke behøver være lav lenge før det får konsekvenser for letevirksomheten og utbygging av nye felt.

### *Utviklingen i oljemarkedet*

Dersom oljeprisen skal holde seg på et rimelig høyt nivå, er særlig to vilkår viktige. For det første må det være tilstrekkelig etterspørsel etter olje. For det andre må oljeprodusentene, det vil i første rekke si OPEC-landene, tilpasse oljeproduksjonen slik at markedsbalansen opprettholdes.

Verdens oljeetterspørsel økte årlig med om lag 1 mill fat per dag i 1990-årene. Veksten ble i betydelig grad påvirket av utviklingen i det tidligere Sovjetunionen, der oljeforbruket ble kraftig redusert. I de siste 1–2 årene har veksten i oljeforbruket vært svært lav, på grunn av lav økonomisk vekst, milde vintrer og redusert reiseaktivitet etter hendelsene 11. september 2001. På lang sikt indikerer markedsprognoiser en etterspørselsvekst på minst 1,5 mill fat/dag per år.

Når det gjelder produksjonsutviklingen har OPEC en nøkkelrolle. OPEC-landene har betydelig innflytelse på oljeprisens utvikling i kraft av å besitte store oljereserver og ledig produksjonskapasitet.

OPEC har eksistert i 40 år. Det er gode grunner til å tro at OPEC vil eksistere som en viktig aktør i oljemarkedet i et langt tidsperspektiv. Dette vil være et viktig bidrag til at utviklingen i oljeproduksjonen blir rimelig balansert i forhold til etterspørselsveksten, og at en oljepris på et rimelig høyt nivå dermed kan opprettholdes.

Departementets oljeprisprognose legger til grunn jevnt god vekst i oljeetterspørselen de neste 5–10 årene, og at den vil være større enn produksjonsveksten utenfor OPEC. En slik utvikling vil gjøre det mulig for OPEC-landene og andre oljeprodusenter å opprettholde markedsbalansen.

### *Norges rolle i oljemarkedet*

Norge er en relativt stor aktør i oljemarkedet. Norge er verdens 3. største råoljeeksportør og 6. største oljeprodusent (inkl. NGL). Norsk oljeproduksjon utgjør ca. 5 pst. av verdensmarkedet for råolje. Dette gjør at vi i gitte situasjoner kortsiktig kan påvirke oljeprisen og utviklingen i oljemarkedet. På lang sikt er imidlertid oljeprisen bestemt av fundamentale etterspørsels- og tilbudsforhold, som Norge i ubetydelig grad kan påvirke.

Norge ønsker stabilitet og forutsigbarhet i oljemarkedet og en oljepris på et rimelig høyt nivå. Den viktigste begrunnelsen for dette målet er å sikre en stabil utvikling i aktivitetene på kontinentalsokkelen.

Produksjonsregulering er det viktigste virkemiddelet Norge har for å påvirke oljeprisutviklingen. Norge har redusert oljeproduksjonen ved tre anledninger for å bidra til å stabilisere oljemarkedet og oljeprisen: fra 1987-1990, 1998-2000 og siste gang fra 1.1.2002.

Norge har understreket at reguleringene er unilaterale i karakter og ikke ledd i noe formalisert avtalebasert samarbeid med OPEC eller andre produsenter. Norge alene kan ikke påvirke utviklingen i oljemarkedet. Norske tiltak forutsetter at også andre produsenter treffer effektive tiltak for å bidra til en stabilisering av oljeprisen på et rimelig høyt nivå. Videre vil våre tiltak oppheves på ensidig grunnlag dersom andre land ikke treffer effektive tiltak, eller dersom vår vurdering av markedssituasjonen skulle tilsi det.

I utgangspunktet vil norske produksjonsbegrensninger være et midlertidig tiltak i en ekstraordinær markedssituasjon, og ikke et permanent innslag i markedspolitikken.

Det vil ikke være aktuelt å inngå avtaler eller andre former for forpliktende samarbeid med andre produsentland vedrørende produksjonsregulering.

*Regjeringen vil :*

- *følge utviklingen i oljemarkedet og eventuelt bidra med produksjonsregulerende tiltak hvis aktivitetsnivået på norsk kontinentalsokkel er negativt påvirket som følge av situasjonen i oljemarkedet.*

### *Teknologi og kompetanse*

Petroleumsnæringen vil framover i enda større grad være en kunnskapsbasert virksomhet. Utvikling og implementering av ny og mer kostnadseffektiv teknologi er et viktig element i utviklingen av petroleumsvirksomheten. Utviklingen av den gjenværende ressursbasen må i stor grad baseres på teknologi som ikke er tilgjengelig i dag, men som må utvikles. Dette vil gjøre det mulig å utvinne olje og gass fra stadig mer teknologisk krevende felt. Ny teknologi vil også bidra til nødvendige kostnadsreduksjoner. Dette er også av avgjørende betydning for den internasjonale konkurransevnen. Kostnadseffektiv teknologi utviklet for økt ressursutnyttelse vil også bidra til stadig mer miljøvennlige og sikrere utbyggings- og driftsløsninger.

Staten har som ressurseier betydelig interesse i å sikre maksimal verdiskaping fra virksomheten framover. Ressursbasen gir store muligheter, men dette krever at store teknologiske og kompetansemessige utfordringer i utviklingen av olje- og gassressursene løses. Teknologi og kompetanse må ses i sammenheng. Det kreves høy kompetanse for å utvikle ny teknologi og anvende den. Et kompetansenivå av høyeste kvalitet er en forutsetning for konkurransedyktighet, verdiskaping og en bærekraftig petroleumsvirksomhet. En satsing på teknologi gir følgelig ønskede resultater langt utover nye tekniske løsninger. Kontinuerlig satsing på oppbygging og vedlikehold av teknologi og kompetanse er derfor sentrale forutsetninger for en effektiv virksomhet som vil være bærekraftig langs den langsiktige utviklingsbanen.

Sett i forhold til verdiskapingspotensialet og de tekniske utfordringene på norsk kontinentalsokkel har det over tid oppstått et økende behov for en samlet gjennomgang av den nasjonale forsknings- og teknologiinnsatsen i sektoren. En slik gjennomgang er viktig for å vurdere etablering av et mer helhetlig og målrettet system for teknologi, forskning og utvikling rettet mot petroleumsvirksomheten. Olje- og energidepartementet tok initiativ til strategisamarbeidet «Olje og gass i det 21. århundre» (OG<sub>21</sub>) for å foreta en slik gjennomgang. OG<sub>21</sub> omtales nærmere i kapittel 8.

Staten har de største økonomiske interessene knyttet til olje- og gassvirksomheten og er tjent med å sikre verdiskapingsmulighetene og potensialet for økt konkurransekraft gjennom utvikling og bruk av ny teknologi. Myndighetene vil derfor legge til rette for at selskapene kan videreføre sin satsing på utvikling og implementering av ny teknologi.

I Sem-erklæringen slår regjeringen fast at den ønsker å satse på forskning og teknologiutvikling i petroleumssektoren. Stortinget har i Innst. S. nr. 222 (2001–2002) bedt regjeringen om å vurdere tiltak for å styrke forsknings- og utviklingsinnsatsen innenfor petroleumssektoren.

Regjeringen vil komme nærmere tilbake til den offentlige forskningsinnsatsen innenfor petroleumssektoren i forbindelse med statsbudsjettet for 2003.

*Regjeringen vil satse på utvikling av ny teknologi og kompetanse for å:*

- *øke ressursutnyttelsen og den langsiktige verdiskapingen både i eksisterende og nye felt og funn.*
- *realisere miljøforbedringer og effektivitetsforbedringer innen leting og produksjon.*
- *styrke industriell konkurransekraft og internasjonalisering.*

### *Helse, miljø og sikkerhet*

Ivaretakelse av helse, miljø og sikkerhet (HMS) for de ansatte i petroleumsvirksomheten er en grunnleggende forutsetning for den framtidige utviklingen av virksomheten og for verdiskapingen på norsk kontinental-sokkel. Et slikt utgangspunkt forutsetter strategier som søker å redusere relevante risikofaktorer, men som også søker etter muligheter til å øke verdiskapingen ved å investere i HMS. Dette innebærer at styringsstrategier for HMS inngår som en naturlig del av verdiskapingsstrategiene.

Regjeringen la 14. desember 2001 fram en egen stortingsmelding om helse miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten, St.meld. nr. 7 (2001–2002) (HMS-meldingen). I HMS-meldingen understrekes forventningen om at næringen vektlegger helse, miljø og sikkerhet i planleggings- og beslutningsprosesser så vel som i gjennomføringen av petroleumsaktivitetene.

Meldingen peker på uakseptable eller uheldige utviklingstrekk, på tiltak som må iverksettes og på hvem som i første rekke har ansvaret for å iverksette disse. HMS-meldingen klargjør målene for den videre utviklingen på helse-, miljø- og sikkerhetsområdene og ansvarliggjør industrien og myndighetene i forhold til regelverkets krav om kontinuerlig forbedring. Meldingen framhever helse-, miljø- og sikkerhetskultur i næringen som et satsingsområde. Det er i denne sammenheng sentralt at næringen legger til grunn en helhetlig forståelse av og tilnærming til HMS.

*Regjeringen vil at:*

- *petroleumsvirksomheten skal være en foregangsnæring med sterk fokus på helse, miljø og sikkerhet på alle nivå i virksomheten, og skal baseres på en målsetting om kontinuerlig forbedring.*

### **3.2.3 Bærekraftig petroleumsvirksomhet**

Hensynet til fortsatt sameksistens mellom viktige samfunnsinteresser som petroleumsvirksomhet, fiskerier og miljøhensyn vil være viktig for

muligheten til å utvikle ressurspotensialet på norsk kontinentalsokkel slik at det kan være mulig å realisere den langsiktige utviklingsbanen. Verdiskaping og velferd i Norge må imidlertid i tiden framover også baseres på videre næringsutvikling basert på levende marine ressurser. Det er derfor viktig at oljeindustrien også i framtiden tar ansvar for at fiskeri- og miljøhensyn er en integrert del av virksomheten allerede fra planleggingsfasen, samt at det kontinuerlig ses på muligheter for å iverksette ytterligere tiltak i forhold til de miljøutfordringene næringen står overfor.

Aktiviteter som leting, utbygging, produksjon og transport av olje og gass medfører utslipp til sjø og luft. Videre kan olje- og gassvirksomheten ved ankring, rør og kabler og borekakkshauger ha en fysisk påvirkning på havbunnen. De ulike utslippene reguleres gjennom et bredt spekter av virkemidler. Mer enn 30 år med petroleumsvirksomhet har vist at det er mulig å drive virksomheten innenfor forsvarlige miljørammer og i sameksistens med andre næringer som har sitt virke i havet, for eksempel fiskerinæringen. Disse erfaringene gjelder også for de 20 årene en har hatt petroleumsvirksomhet i Barentshavet. Virksomheten i Barentshavet har så langt vært begrenset og kun omfattet letevirksomhet. Bakgrunnen for at det har vært mulig å drive forsvarlig etter denne sameksistensmodellen har blant annet vært at petroleumsvirksomheten fra et tidlig tidspunkt har vært regulert i petroleumsløven med tilhørende regelverk hvor det tidlig ble oppstilt krav om konsekvensutredninger, inkludert utredning av miljøkonsekvenser. Dette har lagt grunnlaget for en verdiskaping basert på både de verdifulle olje- og gassressursene og de rike fiskeressursene. I St.meld. nr. 12 (2001–2002) «Rent og rikt hav» (Havmiljømeldingen) presenterer regjeringen et forslag om en mer helhetlig og økosystembasert forvaltning av våre havområder.

Regjeringen har satt i gang et arbeid med å utrede konsekvensene av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten–Barentshavet. Dette er et viktig tiltak for å sikre fortsatt sameksistens mellom petroleumsnæringen og andre viktige samfunnsinteresser som fiskeri og miljø.

Utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten omfatter hovedsakelig olje, andre organiske forbindelser, kjemikalier og tungmetaller. De viktigste kildene til kontinuerlige utslipp til sjø er produsert vann og bore- og brønnoperasjoner. Stortinget har vedtatt et mål om null miljøfarlige utslipp til sjø innen år 2005, jf. St.meld. nr. 58 (1996–1997). Dette målet ble presisert i St.meld. nr. 12 (2001–2002) og arbeidet er i gang.

Petroleumsvirksomhetens utslipp til luft av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og nmVOC<sup>4)</sup> utgjør en vesentlig andel av de nasjonale utslippene av disse gassene. En kostnadseffektiv tilnærming i virkemiddelbruken er gunstig både for økonomi og miljø fordi den innebærer at man oppnår mest mulig miljøforbedring for hver krone avsatt til miljøtiltak og vil redusere Norges samlede kostnader ved å oppfylle miljøforpliktelsene.

Teknologisk utvikling vil kunne bidra til gode løsninger for mange av de miljørelaterte utfordringene petroleumsvirksomheten står overfor. Ny teknologi som kan bidra til at miljøbelastninger fra petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø og luft reduseres, er under utvikling.

<sup>4)</sup> nmVOC: flyktige organiske forbindelser unntatt metan



Mulighetene for valg av ny teknologi er normalt større ved nye feltutbygginger enn på eksisterende felt. Teknologisk utvikling er derfor bare ett av flere svar på de miljøutfordringene virksomheten står overfor. På bakgrunn av det langsiktige tidsperspektivet for norsk olje- og gassvirksomhet er det likevel god grunn til å satse på teknologisk utvikling, for i større grad å kunne møte miljøutfordringene på lengre sikt. Det er grunn til å tro at markedet i stadig større grad vil verdsette gode miljøløsninger i all næringsvirksomhet. Det vil derfor kunne være et konkurransemessig fortrinn å være tidlig ute i utviklingen av slike løsninger også innenfor olje- og gassindustrien.

*Regjeringen vil:*

- *sørge for at samarbeidet mellom myndighetene og industrien utvikles videre for å nå målet om nullutslipp av mulige miljøfarlige stoffer til sjø innen 2005.*
- *med bakgrunn i nullutslipparbeidet satse ytterligere på miljøforskning, bl.a. for å møte utfordringene som ligger i skjæringspunktet mellom petroleumsaktivitet, fiskeri og miljø.*
- *igangsette et forskningsprogram på langtidseffekter av petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø i samarbeid med industrien.*
- *satse på forskning og utvikling av teknologi som bidrar til mer kostnadseffektive løsninger på de miljørelaterte utfordringene petroleumsvirksomheten står overfor.*
- *i framtiden satse på samfunnsmessig kostnadseffektive virkemidler for å møte forpliktelsene mht. utslipp til luft.*

#### **3.2.4 Lete- og konsesjonspolitikken**

Målet for letevirksomhet er å påvise petroleumsressurser for å legge grunnlaget for lønnsom utbygging og produksjon, samt sikre et stabilt og jevnt aktivitetsnivå. Lete- og konsesjonspolitikken skal legge til rette for at selskapene skal kunne legge opp en letestrategi som kan gi samfunnsøkonomisk lønnsom utbygging og produksjon av olje og gass på norsk kontinentalsokkel.

Utformingen og sammensetningen av virkemiddelbruken er avhengig av modenhet i de ulike geografiske provinsene. Tradisjonelt har konsesjonspolitikken delt kontinentalsokkelen i de tre områdene Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Det er store variasjoner innenfor disse områdene med hensyn til ressursgrunnlag, modenhet, etablert infrastruktur og miljøutfordringer. Dette stiller ulike krav til letestrategi, utbyggings- og driftsløsninger og hensyn til andre næringer.

Totalt er om lag 60 pst. av norsk kontinentalsokkel åpnet for letevirksomhet. Ni prosent av åpent område er for tiden tildelt i form av utvinningstillatelser.

Fra sommeren 1966 og fram til 2002 er det boret i alt 628 undersøkelsesbrønner. 254 av disse har påvist funn (se kap. 5). Det gir en gjennomsnittlig funnfrekvens på 40 pst., som er et svært godt resultat etter internasjonal målestokk. Denne funnfrekvensen inkluderer også ikke-kommersielle funn.

Det er en prioritert oppgave å ha en lete- og konsesjonspolitikk som tar behørig hensyn til miljøet, sikkerheten og andre næringsinteresser. Innenfor lete- og konsesjonspolitikken er det særlig to prosesser hvor hensynet til miljø- og fiskeriinteresser innehar en sentral plass. Dette er åpning av nye

områder for petroleumsaktivitet og tildeling av utvinningstillatelser gjennom konsesjonsrunder.

Før tildeling av utvinningstillatelser i et område kan finne sted, må området være åpnet for petroleumsvirksomhet av Stortinget. I forbindelse med en slik åpning er Olje- og energidepartementet ansvarlig for å utarbeide en konsekvensutredning av letevirksomhet som kartlegger de miljømessige, fiskerimessige og andre samfunnsmessige forhold i området. Denne prosessen sikrer at berørte interesser blir hørt og at vedtaket er fattet på et solid faglig grunnlag.

Deler av norsk kontinentalsokkel ble åpnet for petroleumsvirksomhet på et tidlig tidspunkt uten at det ble foretatt noen helhetlig avveining av hvilke effekter aktiviteter og utslipp kunne ha på miljøet. I petroleumsloven av 1985 ble det tatt inn bestemmelser om at letevirksomhet skal konsekvensutredes før åpning av nye områder, mens anlegg og drift skal konsekvensutredes i forbindelse med eventuelle planer for utbygging og drift av det enkelte felt. Senere er det også åpnet for gjennomføring av regionale konsekvensutredninger fra operatørens side av eksisterende og påtenkt virksomhet.

Forut for utlysning av en konsesjonsrunde gjennomfører Olje- og energidepartementet sammen med Miljøverndepartementet og Fiskeridepartementet en prosess hvor fiskeri- og miljømessige hensyn i de blokkene som er aktuelle å inkludere i runden, blir vurdert. På bakgrunn av disse vurderingene fatter regjeringen et vedtak om hvilke arealer som skal lyses ut og hvilke miljø- og fiskerivilkår som skal stilles. Miljø- og fiskerivilkårene kan være av både generell og blokkspesifikk art.

### *Utfordringer på ulike deler av kontinentalsokkelen*

*Nordsjøen* er det best utforskede området på norsk kontinentalsokkel. Etter over 30 års leting og produksjon kan store deler av Nordsjøen betraktes som moden. Både myndighetene og oljeselskapene har god geofaglig forståelse av området, men i deler av Nordsjøen og i Skagerrak som ikke er åpnet for petroleumsaktivitet, er det fortsatt områder som ikke er utforsket.

En utfordring i Nordsjøen er å få tidsriktig boring av prospekter i nærheten av eksisterende og planlagt infrastruktur. Hvis ikke små funn i slike områder utvinnes mens de store innretningene er i drift, risikerer en at en del små funn aldri blir lønnsomme å utvinne.

Det største bidraget til ressurstilveksten de siste ti årene er fra letevirksomheten i *Norskehavet*. En skrittvis utforsking av dette området gjennom tilsvarende tildeling av utvinningstillatelser kan sikre en effektiv samordning og utnyttelse av feltsentra, rørledninger og landterminaler.

Oljedirektoratets ressursberegninger viser at det kan være et betydelig potensial i *Barentshavet*. Ny seismikk som er samlet inn i forbindelse med Barentshavsprosjektet, vil sammen med resultatene fra de siste års leteboringer, bidra til å øke forståelsen av områdets geologi og videre kartlegging av potensielt utvinnbare petroleumsressurser.

For å oppnå den langsiktige utviklingsbanen med oljeproduksjon i 50 år og gassproduksjon i et hundreårsperspektiv, må det påvises nye ressurser. Dette stiller store krav til letevirksomheten. Myndighetene må sikre en effektiv

utnyttelse av konsesjonsbelagt område samt tilføre industrien nye attraktive områder gjennom tildelinger av areal som er åpnet for petroleumsaktivitet.

For å sikre ressurstilgangen, er det viktig at alt areal som er åpnet for petroleumsvirksomhet blir utforsket på en effektiv måte. Dette vil særlig gjelde i områder der prospektiviteten, dvs. sannsynligheten for å gjøre kommersielle funn, er høy. Dette betyr at allerede åpnet areal med miljø- og fiskeritfordringer også må kunne inkluderes i kommende konsesjonsrunder. Det må imidlertid stilles spesielle miljø- og fiskerivilkår i forbindelse med utforskning av disse områdene.

Regjeringen har igangsatt en utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten–Barentshavet. Resultatene fra denne utredningen vil danne et viktig grunnlag for regjeringens vurdering av den videre petroleumsaktivitet i disse områdene. En eventuell åpningsprosess for de gjenværende områder i Barentshavet sør og Norskehavet som ikke er åpnet for petroleumsaktivitet, vil måtte følge etter gjennomføringen av denne utredningen.

### *Rammeverk*

Tildeling av utvinningstillatelser og omfanget på slike tildelinger er en viktig del av industriens rammebetingelser og myndighetenes styringssystem for kontinentalsokkelen.

Regjeringen legger i denne meldingen fram et forslag som tar sikte på å effektivisere tildelingen av nye utvinningstillatelser i modne leteområder. For å forenkle og effektivisere gjennomføringen av tildelingsprosessen, legger regjeringen opp til å etablere faste, forhåndsdefinerte leteområder i modne deler av Nordsjøen. Det vil i tillegg være aktuelt å inkludere modne områder i Norskehavet. Forslaget innebærer at det ikke lenger vil være nødvendig å foreta en utlysningssprosess i forbindelse med de årlige tildelingene.

Områdene som velges ut vil i framtiden inngå i årlige tildelinger i modne områder. Selskapene vil således vite hvilke arealer de vil bli gitt anledning til å levere inn søknader på i de kommende år. En ser for seg et opplegg der selskapene kan levere inn søknad når som helst i løpet av året og at myndighetene én gang i året, eksempelvis 1. september, behandler søknadene som har kommet inn før denne datoen, med påfølgende tildeling av arealer innen utløpet av samme år.

De framtidige funnene i de modne områdene forventes i hovedsak å være relativt små. Det er derfor også et behov for at industrien jevnlig har tilgang til umodent areal med større prospektivitet. De nummererte rundene vil dermed bli konsesjonsrunder for umodent areal.

En utfordring i konsesjonspolitikken er å unngå opphoping av areal hos selskapene som det ikke arbeides aktivt med. Fram til i dag har utvinningstillatelser vært tildelt med en initiell periode på inntil 10 år, men som hovedregel 6 år. Det er spesielt kombinasjonen av lang initiell periode og dagens hyppige tildelinger i modne områder som kan føre til en uheldig opphoping av areal hos selskapene. For å unngå slike situasjoner ønsker departementet at lengden på initiell periode og arbeidsforpliktelsene tilpasses arealets modenhet og utforskningsnivå.

I St.meld. nr. 39 (1999-2000) «Olje- og gassvirksomheten» ble ordningen med gruppesøknader på hele kontinentalsokkelen, og konsesjonsrunder i Norskehavet annethvert år, introdusert. I etterkant av 17. konsesjonsrunde er det naturlig å vurdere erfaringene med denne nyordningen. I en slik gjennomgang av erfaringene fra 17. konsesjonsrunde ser departementet det også som naturlig å vurdere prosessene rundt nomineringene forut for utlysning og hyppigheten i rundene.

### *Aktørbildet*

Aktørbildet på norsk kontinentalsokkel har tradisjonelt vært dominert av Statoil, Norsk Hydro og de store internasjonale oljeselskapene. Dette har vært en naturlig konsekvens av at petroleumsaktivitet har vært teknisk og finansielt krevende. Ettersom det i dag er store forskjeller i modenhet og utforskningsnivå på kontinentalsokkelen, er det naturlig at det framtidige aktørbildet også gjenspeiler dette. Det er fremdeles behov for de store aktørene som kan påta seg krevende og kapitalintensive prosjekter, men samtidig er det viktig å få inn selskaper som har oppmerksomhet på mindre prosjekter og haleproduksjon. I forbindelse med dette har departementet opprettet et system for prekvalifisering av hhv. rettighetshavere og operatører. Systemet gir selskapene et tilbud om evaluering av deres egnethet for deltakelse på norsk kontinentalsokkel før de bruker ressurser på å vurdere forretningsmuligheter.

### *Oppsummering*

#### *Regjeringen vil:*

- sikre industrien jevnlig tilgang på prospektivt areal.
- legge opp til et konsesjonssystem som i større grad skiller mellom modne og umodne områder, bl.a. gjennom konsesjonsperiodens lengde og arbeidsforpliktelse.
- effektivisere tildelingen av nye utvinningstillatelser i modne områder, herunder forhåndsdefinere faste områder med fastsatte generelle miljø- og fiskerivilkår, som skal inngå i framtidige, årlige tildelinger i modne områder.
- sette krav til raskere utforsking under framtidige utvinningstillatelser i modne områder enn det som tidligere har vært vanlig.
- vurdere erfaringene fra 17. konsesjonsrunde, herunder gruppesøknader på hele kontinentalsokkelen, nomineringen forut for utlysning og hyppigheten av runder i umodne områder.
- utfordre industrien til en dialog om utforsking av allerede tildelt areal.

### **3.2.5 Oljeforvaltning for økt verdiskaping i modne områder**

Selv om Norge har produsert olje i mer enn 30 år, er mer enn 60 pst. av de totale oljeressursene ennå ikke produsert. Gjenværende oljereserver i produserende felt utgjør en betydelig andel av disse ressursene. Dersom forholdene legges til rette for det, vil Norge kunne produsere olje i minst 50 år til.

Mange felt på norsk kontinentalsokkel er i en moden fase med fallende produksjon og stigende driftskostnader. Produksjonen fra disse feltene vil bli faset ut i løpet av kort tid dersom ikke spesielle tiltak iverksettes. Dette stiller

selskapene overfor krevende utfordringer for å redusere driftskostnader, forlenge feltenes levetid og bedre ressursutnyttelsen. På mange felt må betydelige omlegginger av driften gjennomføres. Det kreves imidlertid et visst ressursgrunnlag for at dette skal være lønnsomt og beslutninger som må fattes er derfor i mange tilfeller tidskritiske. Virksomheten på norsk kontinentalsokkel står derfor foran et tidsskille, der beslutninger som må fattes i løpet av kort tid vil være med på å bestemme om den langsiktige utviklingsbanen kan nås.

Dersom man skal forhindre at verdifulle ressurser etterlates i undergrunnen, må man være villig til å vurdere et bredt spekter av effektiviseringstiltak. Slike tiltak kan for eksempel være:

- erstatte eksisterende installasjoner med færre, mer tilpassede enheter.
- utvide bruken av eller initiere nye metoder for økt utvinning.
- ta i bruk ny teknologi.
- intensivere leting etter og innfasing av tilleggsressurser slik at prosesserings- og transportkapasitet utnyttes effektivt.
- forenkle eksisterende arbeidsprosesser, herunder vurdere å flytte arbeidsoppgaver til land.
- samordning av logistikk- og andre støttefunksjoner.
- styrket samarbeid på tvers av utvinningstillatelser.
- eiermessig restrukturering, herunder introdusere nye aktører med spisskompetanse.

Listen er ikke uttømmende, men er ment å illustrere at nye utfordringer kan kreve nye løsninger. I en slik sammenheng må en være villig til å tenke nytt slik at ressurspotensialet blir bedre utnyttet.

Det er et stort verdipotensial knyttet til å øke utvinningsgraden på kontinentalsokkelen. Mange av de produserende feltene innehar så store ressurser at selv en marginal økning i utvinningsgrad vil gi seg utslag i store oljevolumer som kan produseres. Gjenværende tilstedeværende volum i de ti største feltene er per i dag om lag 4 mrd Sm<sup>3</sup> olje. Det er nesten dobbelt så mye som for alle de øvrige oljefeltene til sammen.

Regjeringen mener at det bør være en felles målsetting for både myndigheter og industri å heve den forventede gjennomsnittlige oljeutvinningsgraden fra dagens nivå på 44 pst., til minst 50 pst. De sentrale aktørene i denne prosessen er rettighetshaverne i aktuelle utvinningstillatelser og i sær operatørselskapene. Det er først og fremst disse aktørene som må omsette utfordringene i løsninger som bidrar til økt verdiskaping.

På bakgrunn av behovet for omstillinger må myndighetene være villige til å vurdere om etablerte prinsipper og gjeldende rammevilkår skaper de rette insentiver for økt verdiskaping og eventuelt tilpasse rammevilkårene slik at ressursene ikke ødes. Vurderinger om økt utvinningsgrad må veies opp mot miljøhensyn. Regjeringen vil understreke betydningen av at alle aktører i olje- og gassnæringen slutter opp om verdiskapende tiltak, selv om dette innebærer store endringer. Alternativet er at store verdier går tapt for samfunnet fordi vi ikke utnytter mulighetene nå mens vi har dem. Regjeringen har tiltro til at rettighetshaverne på norsk kontinentalsokkel har den kompetanse og vilje som skal til for å sikre maksimal ressursutnyttelse.

### 3.2.6 Gassforvaltning og økt verdiskaping

Den norske gassvirksomheten er inne i en viktig omstillingsperiode. Gassforhandlingsutvalget (GFU) ble permanent avvirket fra 1. januar 2002 og selskapene avsetter nå selv sin gass. GFU ble avvirket på bakgrunn av at norsk kontinentalsokkel har oppnådd økt modenhet. Behovet for felles avsetning av gass for å løfte nye prosjekter var mindre. Samtidig fører den gradvise åpningen av det europeiske gassmarkedet til at selskaper på norsk kontinentalsokkel ønsker å delta i hele gasskjeden, og det er derfor viktigere for selskapene å ha anledning til å avsette egenprodusert gass. Gassmarkedet er også i ferd med å bli mer kortsiktig, og GFU-ordningen med kildenøytrale salg og påfølgende allokering var i mindre grad egnet til å avsette gass i et slikt marked.

Hvert enkelt selskap står nå fritt til å velge salgsnivå og til å inngå gassalgskontrakter med kjøpere innenfor rammer fastlagt ved produksjonstillatelser for hvert felt fastsatt av departementet. Myndighetene vil følge opp gassmarkedene og utviklingen av selskapsbasert avsetning av gass.

Myndighetene vil fortsatt ha styring over ressursforvaltningen ved at man tildeler utvinningstillatelser, godkjenner og eventuelt stiller vilkår til planer for utbygging og drift (PUD), planer for anlegg og drift (PAD) og avtaler inngått på kontinentalsokkelen, fastsetter hensiktsmessig konsesjonslengde, utsteder produksjonstillatelser for naturgass for bl.a. å sikre optimalt væskeuttak og ved at man regulerer gasstransportsystemet.

Det er etablert et eget selskap, Gassco AS, som opererer gassrørledningssystemet og derved sikrer nøytralitet og effektivitet i drift og utvikling av transportsystemet. Ytterligere endringer i organiseringen av gasstransporten er satt i gang. Gassmarkedsdirektivet er innlemmet i EØS-avtalen og vil bli fullt ut gjennomført i norsk lovgivning. Rettighetshaverne har meddelt departementet at de er enige om vilkårene for etablering av et nytt felles eierskap for gasstransportsystemet på norsk kontinentalsokkel. En enhetlig infrastruktur vil legge til rette for effektiv bruk og nybygging. Samtidig arbeider departementet med å utforme nye regler for adgang til rørledningene og for tariffsettelse.

Endringene i det norske systemet for ressursforvaltning innebærer et tidsskille i norsk gassvirksomhet. Omstillingstiltakene har som formål å sikre verdiskapingen på langsiktig basis. Dette innebærer å sikre en effektiv utvikling av gassressursene på norsk kontinentalsokkel.

*Regjeringen vil:*

- *følge opp gassmarkedene og utviklingen i selskapsbasert avsetning av gass.*
- *sikre ressursforvaltningen gjennom forsvarlig og effektiv utbygging og drift av gassressursene på norsk kontinentalsokkel.*
- *bidra til at Gassco er en effektiv og nøytral operatør for gasstransportsystemet, herunder ansvaret for videreutviklingen av det.*
- *etablere et mer effektivt og fleksibelt adgangsregime for gasstransportsystemet og forenkle tariffstrukturen.*
- *følge opp etableringen av en ny felles eierstruktur for gasstransportsystemet.*
- *arbeide for få en mer effektiv utnyttelse av gasstransportsystemene i Nordsjøen og norsk-britiske driftsmessige synergier gjennom å skape tettere bånd mellom den britiske og den norske olje- og gassvirksomheten.*

### 3.2.7 Petroleumsnæringen

En av de viktigste utfordringene petroleumsvirksomheten står overfor er å skape en bedre forståelse for sektorens betydning i norsk økonomi og de framtidsmulighetene olje- og gassnæringen representerer. Virksomheten er en grunnleggende verdiskaper i samfunnet og har et tidsperspektiv som er vesentlig lengre enn de fleste av våre industrielle virksomheter. Dette betyr bl.a. at yngre personer må oppfordres til å se framtids- og karrieremuligheter i petroleumsnæringen. Kunnskap og kompetanse er avgjørende for å utnytte ressursgrunnlaget på norsk kontinentalsokkel og videreutvikle næringen. Det er derfor nødvendig å skape en felles virkelighetsforståelse når det gjelder petroleumsvirksomhetens muligheter og behov.

#### *KonKraft*

Olje- og energidepartementet har i dialog med den norskbaserte olje- og gassnæringen arbeidet for å svare på de mange utfordringene næringen og myndighetene står overfor. Hensikten er å styrke norsk kontinentalsokkels, så vel som industriens konkurransekraft. Denne prosessen er kjent som *KonKraft*.

Deltakerne i *KonKraft* omfatter representanter for alle deler av petroleumsnæringen. En viktig del av arbeidet i *KonKraft* er å skape en langsiktig visjon for næringen der det langsiktige utviklingsperspektivet næringen står overfor reflekteres, og å identifisere og iverksette tiltak som bygger opp om dette.

#### *Den norskbaserte olje- og gassnæringen*

Den norskbaserte olje- og gassnæringen har kompetanse i alle faser av virksomheten, dvs. innen leting, utbygging og utvinning av olje og gass, herunder landbasert virksomhet. Med den norskbaserte olje- og gassnæringen menes de norske oljeselskapene, leverandørindustrien og forsknings- og utdanningsinstitusjonene med tilknytning til petroleumsindustrien.

I 2001 var om lag 74 000 personer direkte sysselsatt i olje- og gassvirksomheten. Næringen har stor makroøkonomisk betydning i Norge (jf. kap. 2.1). Verdiskapingen per sysselsatt i næringen uttrykt som bruttoprodukt per sysselsatt var i overkant av 4,3 mill kroner i 2001, eksportverdien per sysselsatt mer enn 4,1 mill kroner. Dette er en høy verdiskaping per arbeidsplass. Det er store regionale forskjeller i betydningen olje- og gassnæringen har for sysselsettingen. En stor del av sysselsettingen har til nå vært konsentrert i og omkring kysten av fylkene Rogaland og Hordaland. Det er likevel en betydelig sysselsetting langs hele den norske kysten og i Oslo- og Akershusområdet. Om lag 1000 fagarbeidere bor i typiske innlandsfylker.

En vesentlig del av olje- og gassnæringen er forsknings- og utdanningsinstitusjonene. Disse har en grunnleggende funksjon i næringen ved å stå for utdanning, videreutdanning og forskning og utvikling av ny teknologi og nye anvendelser. Forskningsinstitusjonene står for langsiktig grunnforskning, men også mer kortsiktige prosjekter på oppdrag fra industrien. Aktivitetene ved disse institusjonene påvirkes i stor grad av utviklingen på norsk kontinentalsokkel. Det er viktig med en langsiktig og jevn utvikling når det gjelder forskningsbevilgninger og forskningsoppdrag slik at kompetansen ved institusjonene kan holdes ved like og utvikle seg.

### *Virkninger på andre næringer*

Olje- og gassvirksomheten medfører svært store investeringer og driftskostnader. I 2001 var investeringene i overkant av 60 mrd kroner, mens driftskostnadene var på om lag 30 mrd kroner. Dette genererte stor etterspørsel etter produkter og tjenester fra leverandørindustrien, men også en høy etterspørsel fra relaterte næringer. De indirekte økonomiske effektene på både sysselsetting og produksjon i landbasert virksomhet er betydelige. Teknologibedriftenes Landsforening (TBL) har estimert at petroleumsvirksomheten indirekte bidrar til ca. 220 000 arbeidsplasser fordelt over hele landet. De lokale og regionale ringvirkningene av denne etterspørselen er derfor svært viktige.

Generelt er olje- og gassindustrien en svært viktig drivkraft for innovasjon og utvikling av teknologi og arbeidsprosesser i øvrig norsk næringsliv. Spesielt nære forbindelser er det mellom olje- og gassnæringen og informasjons- og kommunikasjonsteknologinæringen (IKT-næringen) og mellom olje- og gassnæringen og maritim industri, finansnæringen og annen norsk energiindustri. Disse næringene arbeider i forhold til mange andre næringer, men studier<sup>5)</sup> viser at innovasjons- og veksttakten gjerne er høyere i de delene som arbeider mot olje- og gassvirksomheten. Dette er spesielt dokumentert i forhold til IKT-næringen og for maritim industri. Dette illustrerer viktigheten av olje- og gassvirksomheten som en motor og drivkraft for øvrig norsk næringsvirksomhet. I dette ligger også store muligheter når det gjelder utvikling av internasjonalt konkurransedyktig industrivirksomhet i grensesnittet mellom olje- og gassnæringen og andre næringer. Ett eksempel er mulighetene knyttet til fjernstyring av offshorevirksomhet, som ligger i grensesnittet mellom IKT- og petroleumsnæringen. Undersøkelser viser at så mye som 50 pst. av investeringene på en offshore-installasjon er knyttet til informasjons- og kommunikasjonsteknologi<sup>6)</sup>.

Når det gjelder finansnæringen, har en ikke i like stor grad kunnet peke på olje- og gassnæringen som en drivkraft for utvikling av fortrinn innen spesielle nisjer. Her ligger imidlertid store utfordringer for næringen, bl.a. i forbindelse med framtidig formuesforvaltning og i tjenester knyttet til hele petroleumsnæringen.

Det er mange koblinger mellom olje- og gassnæringen og annen energirelatert virksomhet i Norge. Flere av de store oljeselskapene engasjerer seg i kraftmarkedet, energiselskaper ønsker å ta del i gassvirksomheten oppstrøms, og leverandørselskapene ser store muligheter i salg av produkter og tjenester til energiindustrien. Flere av de store internasjonale oljeselskapene har opprettet selskaper som utvikler alternative energikilder, for eksempel vindkraft og solenergi.

En konkurransedyktig norskbasert olje- og gassnæring er et godt utgangspunkt for å videreutvikle Norge som energinasjon. Kompetansen som er bygd opp i olje- og gassnæringen kan legge grunnlaget for satsing innen andre energiformer. En gradvis forvitring av den norske olje- og gassnæringen kan hemme nyskaping og utvikling av relatert energiindustri. Dagens politikk er

<sup>5)</sup> Karlsen, Rogalandsforskning 2002

<sup>6)</sup> Kilde: Telenor ASA



derfor avgjørende for hvordan Norge som energinasjon vil utvikle seg i framtiden.

### *Lokalisering og eierskap*

Aktørenes forankring i den norskbaserte olje- og gassnæringen avhenger av i hvor stor grad virksomheten bidrar til verdiskaping i Norge. Lokalisering av hovedkontor og enheter for teknologiutvikling i Norge er viktige parametre for å vurdere om virksomhet bidrar til å styrke olje- og gassnæringen og norsk industri generelt. En viktig forutsetning for langsiktig utvikling av den norskbaserte olje- og gassnæringen er at selskaper med strategisk betydning i verdikjeden har norsk forankring.

De norske oljeselskapene har vært og er drivkrefter i oppbyggingen av en norsk leverandørindustri og i utnyttelsen av ressursbasen på norsk kontinentalsokkel. Det er også i framtiden viktig at disse selskapene har hovedkontorer i Norge. Utenlandske virksomheter lokalisert i Norge med tilknytning til sokkelvirksomheten er også svært verdifulle for utviklingen av norsk kontinentalsokkel. Dette gir viktige signaler om langsiktig tilstedeværelse og satsing på norsk kontinentalsokkel.

Konsolidering og oppkjøp i petroleumssektoren har gjort at mange foretak som opprinnelig var norskeide, nå har utenlandske majoritetseiere. Dette gjelder bl.a. for foretak innen seismikk og boreoperasjoner. I den grad utenlandske eiere velger å flytte virksomhet ut av Norge, kan dette undergrave det norske petroleumsmiljøet og verdiskapingen i Norge. Både næringen og myndighetene blir her stilt overfor utfordringer knyttet til lokalisering av virksomheten.

### *Internasjonalisering*

Framtiden til den norske olje- og gassindustrien avhenger av at den lykkes internasjonalt. Internasjonalisering gir utviklingsmuligheter i tillegg til virksomheten på norsk kontinentalsokkel. Utover direkte virkninger på norsk økonomi i form av inntekter og aktivitet, er internasjonalisering avgjørende for bedriftenes langsiktige konkurranseevne og vekst. Internasjonal konkurranse er viktig for læring, innovasjon og utvikling og en forutsetning for fortsatt god vekstevne i petroleumsindustrien.

Det er betydelige vekselvirkninger mellom aktivitet hjemme og ute. En sterk teknologiutvikling knyttet til norsk kontinentalsokkel har vært og vil fortsette å være et viktig springbrett for videre internasjonalisering av norsk olje- og gassindustri. Samtidig er internasjonal erfaring og deltagelse i internasjonale forskningsprosjekter avgjørende for videreutviklingen av norsk kontinentalsokkel.

### *Betydningen av en konkurransedyktig olje- og gassnæring for videreutvikling av hjemmemarkedet*

Videreutviklingen av norsk kontinentalsokkel avhenger av en konkurransedyktig olje- og gassnæring med forankring i hjemmemarkedet. Norsk kontinentalsokkel er avhengig av en industri som ønsker å bidra til en langsiktig utvikling av virksomheten. Det er stadig mer krevende teknologisk og

kostnadmessig å ta ut de betydelige gjenværende ressursene på norsk kontinentalsokkel. Ikke minst gjelder dette dypvannsområdene. I dette perspektivet er det avgjørende at en tar med seg det beste av erfaring, kompetanse og forskning, også fra internasjonale prosjekter, for å få til en kostnadseffektiv utvinning av de norske petroleumsressursene. Det er viktig at rammebetingelser, bevilgninger til forskning og utvikling inkludert, legges til rette for at industrien skal kunne ha et langsiktig perspektiv i forhold til den norske sokkelvirksomheten.

Olje- og gassnæringen har en sysselsetting og en verdiskaping, samt en virkning på andre næringer som gjør den til en viktig drivkraft i norsk næringsliv. Det er viktig at vi også i framtiden har stor aktivitet i den norske olje- og gassnæringen og at viktige funksjoner er lokalisert i Norge. Dette er viktig for dynamikken og for den teknologiske og kompetansemessige utviklingen. En god utvikling av næringen er en forutsetning for at den skal ha internasjonal gjennomslagskraft. Internasjonal konkurransedyktighet er på den annen side en forutsetning for fullt ut å realisere verdiene som ligger i næringen knyttet til norsk kontinentalsokkel. Det er viktig at myndighetene legger til rette for at vi fortsatt skal ha en konkurransedyktig næring.

### *Oppsummering*

#### *Regjeringen vil:*

- støtte opp om den norske petroleumsnæringen ved å bidra til et fortsatt stabilt aktivitetsnivå og industriell, teknologisk og kompetansemessig utvikling.
- arbeide aktivt for å videreutvikle den norske olje- og gassvirksomheten gjennom KonKraft.
- arbeide for å legge forholdene til rette for en konkurransedyktig olje- og gassnæring basert i Norge.
- bidra til internasjonalisering av den norske olje- og gassnæringen.

### **3.2.8 Statlig engasjement i petroleumsvirksomheten**

#### *Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)*

Regjeringen vil også i framtiden beholde andeler i enkelte utvinningstillatelser og tillatelser til anlegg og drift som tildeles på bakgrunn av lønnsomhets- og ressurspotensialet. I tilleggstildelinger vil SDØE-andelene som hovedregel reflektere eierandeler i tilstøtende felt eller områder.

Den gjennomførte restruktureringen har vært av en svært omfattende karakter. De nærmeste årene vil Olje- og energidepartementet legge stor vekt på at den forventede økte verdiskapingen fra disse tiltakene faktisk realiseres. Regjeringen har ingen aktuelle planer om videre salg av SDØE-andeler.

#### *Petoro AS*

Petoro ivaretar svært store verdier på vegne av staten. Selskapets hovedoppgave er på forretningsmessig grunnlag å skape størst mulige økonomiske verdier fra statens olje- og gassportefølje. De sentrale oppgavene for selskapet er således:

1. Ivaretagelse av statens deltakerandeler i de interessentskap der staten til enhver tid har slike.

2. Overvåking av Statoils avsetning av den petroleum som produseres fra statens direkte deltakerandeler, i tråd med avsetningsinstruksen til Statoil.
3. Økonomistyring, herunder føring av regnskap, for statens direkte deltakerandeler.

Olje- og energidepartementet legger til grunn at Petoros bruk av bevilgede midler, ressurser og selskapets kompetanse konsentreres om disse oppgavene. Det er selskapets ansvar å se til at prioriteringene er i samsvar med de tre hovedoppgavene.

Olje- og energidepartementet vil på årlig basis sørge for at Petoros grad av måloppnåelse måles og vurderes. Selskapet vil bli målt fra og med 2003, etter at første hele driftsår er fullført.

### *Statoil ASA*

Regjeringen forutsetter at Statoil også i tiden framover vil være en stor eier, rettighetshaver og operatør på norsk kontinentalsokkel. Statoil har i flere år vært den rettighetshaveren med flest operatøroppgaver på kontinentalsokkelen. Selskapet spiller, og vil fortsette å spille, en nøkkelrolle i utvinning og drift av betydelige olje- og gassfelt i Norge. Som en følge av sitt engasjement på kontinentalsokkelen sitter Statoil med viktig kunnskap og erfaring med tanke på de utfordringer norsk kontinentalsokkel står overfor i tiden framover. Norsk Hydro er også en betydelig operatør, men selskapet inngår ikke i statens felles eierskapsstrategi slik som Statoil og Petoro (som forvalter for SDØE).

Statoil er operatør for de fleste feltene hvor staten har SDØE-andeler. Sammen med selskapets ansvar for avsetningen av statens olje- og gass setter dette Statoil i en spesiell situasjon. Statens felles eierskapsstrategi og avsetningsinstruksen forutsetter at staten er majoritetseier i Statoil. Staten vil derfor også på lang sikt være en meget betydelig eier i selskapet. Det er helt nødvendig for å sikre at Statoil kan ivareta de langsiktige oppgavene selskapet er tillagt innenfor norsk olje- og gassvirksomhet.

Regjeringen vil avvende eventuelle vurderinger og anbefalinger fra styret knyttet til videreutviklingen av selskapet, herunder eventuelle anbefalinger som kan få betydning for aksjonærstrukturen i selskapet. Regjeringen vil løpende vurdere størrelsen på statens eierandel i Statoil.

### *Eierskap*

Det private eiermiljøet i Norge vil bare i begrenset grad kunne tre inn i stedet for staten i kapitalkrevende og strategisk viktige statlige selskaper. Særlig på petroleums- og energisiden har en bygget opp selskaper som er så store at et omfattende salg av statlige eierinteresser ikke vil kunne erstattes av private norske eierinteresser. Regjeringen ser det derfor som svært viktig at staten har en rolle som betydelig, langsiktig og stabil eier for å kunne sikre nasjonal forankring av Statoil og Norsk Hydro <sup>7)</sup>.

Hensynet til effektiv forvaltning av de norske petroleumsressursene tilsier at det er behov for to norskbaserte oljeselskaper. Statoil og Norsk Hydro som

<sup>7)</sup> Nærings- og handelsdepartementet er ansvarlig eierdepartement for Norsk Hydro ASA.

konkurrerende operatører er fortsatt viktig for å få realisert de betydelige verdiene på norsk kontinentalsokkel. Begge selskaper innehar betydelig industriell og teknologisk kompetanse som er av avgjørende betydning for den norske petroleumsnæringen.

*Regjeringen vil:*

- *fortsette å ta SDØE-andeler der hvor det er god lønnsomhet eller stort resurspotensial.*
- *ikke legge opp til videre salg av SDØE.*
- *sørge for at Petoro ivaretar SDØE på de forutsetninger og i henhold til mål fastlagt av regjeringen og Stortinget.*
- *løpende vurdere størrelsen på statens eierandel i Statoil.*
- *understreke betydningen av statens rolle som en langsiktig og stabil eier for å kunne sikre nasjonal forankring av Statoil og Norsk Hydro.*

### **3.3 Framtidig verdiskaping**

---

Olje- og gassnæringen er Norges største og viktigste næring, og den skaper store verdier for det norske velferdssamfunnet.

Potensialet for videre virksomhet og verdiskaping på norsk kontinentalsokkel er betydelig. Forutsatt at vi følger den langsiktige utviklingsbanen kan vi produsere olje i minst 50 år og gass i et hundreårsperspektiv. Næringen står også overfor et betydelig potensial internasjonalt. Mulighetene sektoren står overfor blir ikke realisert av seg selv, men det krever langsiktig satsing fra næringen og myndighetene.

Ved at satsingen på olje- og gassnæringen styrkes, vil virksomheten i framtiden bidra med betydelige verdier til det norske samfunnet i form av store inntekter fra petroleumsvirksomheten til staten, fortsatt stabilt aktivitetsnivå og kunnskapsbasert industriell utvikling. Dette vil også medføre positive ringvirkninger til annet norsk næringsliv.

Regjeringen er opptatt av at betydningen av petroleumsnæringen og petroleumspolitikken har bred oppslutning i det norske samfunnet. Regjeringens syn er at petroleumsvirksomheten er en positiv og langsiktig næring av stor verdi for landet. Den sikrer verdiskaping, inntekter og industriell utvikling, samtidig som den kan drives på en bærekraftig og forsvarlig måte. Petroleumsressursene representerer en samfunnsformue som regjeringen vil forvalte slik at den kommer hele det norske samfunn til gode i et langt tidsperspektiv og langs den langsiktige utviklingsbanen.

*Regjeringen vil:*

- *satse på å videreutvikle den norske olje- og gassnæringen slik at den også på lang sikt bidrar til å finansiere det norske velferdssamfunnet.*
- *arbeide for å legge forholdene til rette for en konkurransedyktig olje- og gassindustri basert i Norge.*
- *bidra til internasjonalisering av den norske olje- og gassnæringen.*

*Del II Nærmere om utviklingsmuligheter og  
utfordringer*

## 4 Innledning

Del II av stortingsmeldingen går nærmere inn på de enkelte politikkområdene. Kapitlene 4–9 gjennomgår virksomhetens forhold til miljøutfordringene, effektiv leting og utvinning, oljeforvaltningen, gassforvaltningen, petroleumsnæringens betydning og det statlige engasjementet i virksomheten.

Miljøpolitikken og hvordan næringen forholder seg til miljøutfordringene er viktig for utviklingen på norsk kontinentalsokkel. Olje- og gasspolitikken må innrettes slik at den bidrar til en bærekraftig utvikling av de norske petroleumsressursene, hvor virksomheten drives i sameksistens med andre brukere av havet. Dette gjelder spesielt i forhold til fiskerinæringen. Politikken må ta hensyn til avveiningene som er nødvendig for å ta hensyn til både petroleumsvirksomheten og fiskeriene. Dette behandles i kapittel 4.

Oljeselskapenes tilgang på nytt prospektiv leteareal og konsesjoner er vesentlig for oljeselskapenes virksomhet i Norge og den framtidige utviklingen på norsk kontinentalsokkel. Lete- og konsesjonspolitikken må tilpasses slik at den legger grunnlaget for et stabilt, tidsriktig og jevnt aktivitetsnivå for framtidig verdiskaping. Lete- og konsesjonspolitikken beskrives nærmere i kapittel 5.

Det er også betydelige oljeressurser igjen på norsk kontinentalsokkel som befinner seg i felt som er i produksjon eller i nærheten av eksisterende infrastruktur. Myndighetene som ressurseier bør i større grad være pådriver for effektiv utvinning som bidrar til økt verdiskaping. Dette kan for eksempel skje ved at myndighetene stimulerer til samordning og effektivisering på deler av norsk kontinentalsokkel, og ved å stimulere utvikling av teknologi for økt utvinning. Oljeforvaltning for økt verdiskaping i modne områder beskrives i kapittel 6.

Den norske gassvirksomheten er inne i en viktig omstillingsperiode hvor det blir foretatt en rekke endringer i gassforvaltningen. Omstillingen har som formål å sikre verdiskapingen på langsiktig basis. Dette innebærer å sikre en effektiv utvikling av ressursene på norsk kontinentalsokkel. Gassvirksomheten beskrives i kapittel 7.

Petroleumsressursene har lagt grunnlaget for utviklingen av en norskbasert olje- og gassnæring med kompetanse i alle fasene av virksomheten, inkludert landbasert virksomhet. Petroleumsnæringens omfang og betydning for utviklingen av norsk kontinentalsokkel og for relaterte næringer beskrives i kapittel 8.

Staten har en betydelig deltagelse i norsk petroleumsvirksomhet gjennom det statlige eierskapet i sektoren. Olje- og gassressursene tilhører hele det norske samfunnet og skal forvaltes til beste for nålevende og kommende generasjoner. Målsettingen for regjeringens olje- og gasspolitikk er derfor å bidra til en best mulig forvaltning av ressursene for å sikre høyest mulig verdiskaping og at en størst mulig andel av verdiskapingen tilfaller fellesskapet, innenfor rammene av en bærekraftig utvikling. Det statlige engasjementet beskrives i kapittel 9.

## 5 En bærekraftig olje- og gassvirksomhet

### 5.1 Innledning

---

De betydelige gjenværende olje- og gassressursene på Norges kontinentalsokkel gir grunnlag for petroleumsvirksomhet i årtier framover. Mer enn 30 år med petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel har vist at det er mulig å drive virksomheten innenfor forsvarlige miljørammer og i sameksistens med andre næringer som har sitt virke i havet, for eksempel fiskerinæringen. Disse erfaringene gjelder også for de 20 årene en har hatt petroleumsvirksomhet i Barentshavet. Virksomheten i Barentshavet har så langt vært begrenset og kun omfattet letevirksomhet.

Denne organiseringen har lagt grunnlaget for en verdiskaping basert på både de verdifulle olje- og gassressursene og de rike fiskeressursene. Bakgrunnen for dette er at både myndigheter og industri fra begynnelsen av norsk oljehistorie satte fokus på miljøspørsmål. Petroleumsvirksomheten har fra et tidlig tidspunkt vært regulert i petroleumsloven med tilhørende regelverk hvor det tidlig ble stilt krav om konsekvensutredninger, inkludert utredning av miljøkonsekvenser. Erfaringene med grundige konsekvensutredninger med bred deltakelse i prosessen er at dette fører til større innsikt og sikrer at en får et godt beslutningsgrunnlag. Sider av petroleumsvirksomheten er også regulert av annet regelverk, for eksempel forurensingsloven, brann- og eksplosjonslovgivningen, havne- og farvannsloven og plan- og bygningsloven, og rettighetshaverne er underlagt omfattende helse-, miljø- og sikkerhetsregler som skal sikre at petroleumsvirksomheten drives på en mest mulig forsvarlig måte på alle plan. Generelt har petroleumssektoren fra tidlig av vært en av de best regulerte næringene når det gjelder miljøhensyn, og norsk petroleumsvirksomhet kan på mange måter sies å være blant pionerene når det gjelder utredninger av konsekvenser for miljø og andre næringer.

Hensynet til fortsatt sameksistens mellom viktige samfunnsinteresser som petroleumsvirksomhet, fiskerier og miljøhensyn vil være viktig for muligheten til å utvikle ressurspotensialet på norsk kontinentalsokkel, slik at det vil være mulig å følge den langsiktige utviklingsbanen som beskrives i kapittel 1. utfordringer i forhold til fiskerinæringen og bevaring av økosystemene kan få økt aktualitet hvis petroleumsvirksomheten i framtiden beveger seg inn i områder av stor betydning for de norske fiskeriene, spesielt fra Lofoten og nordover.

Aktiviteter som leting, utbygging, produksjon og transport av olje og gass medfører utslipp til sjø og luft. Videre kan olje- og gassvirksomheten ved ankring, rør og kabler og borekakschauger ha en fysisk påvirkning på havbunnen. De ulike utslippene reguleres gjennom et bredt spekter av virkemidler. Det er viktig at oljeindustrien også i framtiden tar ansvar for at miljøhensyn er en integrert del av virksomheten allerede i planleggingsfasen, og at det kontinuerlig ses på muligheter for å iverksette ytterligere tiltak i forhold til de miljøutfordringer næringen står overfor.

Miljøtiltak kan i noen tilfeller ha en kostnad i form av redusert petroleumsaktivitet, og dermed redusert verdiskaping og inntekter til staten. På den annen side medfører petroleumsvirksomhet i enkelte tilfeller kostnader i form av økt miljøbelastning. Myndighetene må i svært mange tilfeller foreta en avveining og finne en balanse mellom petroleumsvirksomhet og miljøhensyn. Regjeringen vil arbeide for å løse miljøutfordringene slik at verdiskapingen blir størst mulig.

## 5.2 Felles hav

---

Det er knyttet utfordringer til petroleumsaktivitet i de norske havområdene. For det første er det utfordringer i forholdet mellom petroleumsvirksomheten og andre næringer som driver sin virksomhet i de norske havområdene. For det andre representerer utslippene til sjø i de ulike fasene av petroleumsvirksomhet en utfordring på grunn av de negative effektene disse utslippene kan ha for det marine miljø (boks 4.1).

Utslippene til sjø fra petroleumsvirksomheten reguleres gjennom forurensingsloven, noe som innebærer at oljeselskapene må ha utslippstillatelse fra Statens forurensingstilsyn for utslipp av kjemikalier og olje til sjø. I tilknytning til utslippstillatelsene er selskapene pålagt regelmessig overvåking av det marine miljøet. Norge har de siste 15–20 årene regulert utslippene til sjø fra petroleumsvirksomheten stadig strengere, og det stilles i dag svært strenge krav til dokumentasjon av innholdet av miljøfarlige stoffer i kjemikalier som planlegges brukt. Tiltak for reduserte utslipp til sjø vurderes også i forbindelse med behandling av PUD/PAD. I tillegg er målet om null miljøfarlige utslipp til sjø innen 2005 et viktig tiltak for å redusere negative konsekvenser petroleumsvirksomheten kan ha for det marine miljøet. Nullutslipparbeidet omtales nærmere i kapittel 4.2.3.

Internasjonalt er det OSPAR-konvensjonen som regulerer utslippene til sjø fra petroleumsvirksomheten.

Det er i dag et høyt sikkerhets- og beredskapsnivå for eventuelle akutte utslipp fra petroleumsvirksomheten (boks 4.1), og regjeringen ser det som svært viktig at det høye sikkerhets- og beredskapsnivået i petroleumsvirksomheten opprettholdes.

### **Boks 5.1 Utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten**

Utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten omfatter hovedsakelig olje, andre organiske forbindelser, kjemikalier og tungmetaller. De viktigste kildene til kontinuerlige utslipp til sjø er produsert vann og bore- og brønnoperasjoner.

–*Produsert vann* inneholder råolje både i dispergert og i oppløst form, andre organiske forbindelser og oppløste uorganiske forbindelser fra formasjonen, samt tilsatte kjemikalier som brukes i forbindelse med boring og produksjon/injeksjon. Mengden produsert vann har økt jevnt de siste årene, og det forventes en enda raskere økning i årene framover. Dette gjenspeiler at oljefeltene blir eldre og produserer mer vann etter som oljereservene minker. I 2001 ble det produsert om lag 140 mill m<sup>3</sup> vann, og ca. 13 pst. av dette vannet ble reinjisert. Reinjeksjonsmengden



forventes å øke framover, men ikke i samme takt som vannproduksjonen.

–*Olje*: Det er beregnet at petroleumsvirksomheten bare bidrar med noen få prosent av de totale tilførslene av olje fra alle land til Nordsjøen, mens den største kilden er utslipp via de store europeiske elvene og landavrenningene. Også naturlig utlekking av olje fra undergrunnen er en betydelig kilde. Tilførslene fra land påvirker først og fremst områdene nær kysten, mens oljeutslippene fra skipsfart og petroleumsvirksomhet har større betydning i åpne havområder. I 2000 var ca. 90 pst. av petroleumssektorens oljeutslipp via produsert vann. OSPAR-kommisjonen har vedtatt en anbefaling om produsert vann som tilsier at innholdet av dispergert olje i vannet ikke skal overstige 40 mg/l, og at det fra 2006 ikke skal overstige 30 mg/l. Det gjennomsnittlige innholdet av dispergert olje i det produserte vannet som slippes ut på norsk kontinentalsokkel er i dag under 25 mg/l. Videre har anbefalingen en målsetting om at de totale mengdene olje som slippes ut via produsert vann skal reduseres med 15 pst. for det enkelte land innen 2006. Totalutslippet av olje er likevel økende på grunn av at vannmengden som slippes ut stadig øker. Det er usikkerhet knyttet til de miljømessige konsekvensene av driftsutslippene. Akutte effekter av driftsutslipp er påvist nær plattformene, men til nå er det ikke påvist direkte skader på miljøet forøvrig.

–*Organiske forbindelser og tungmetaller* følger vannstrømmen fra reservoarene og reinjiseres eller slippes ut sammen med produsert vann. Bruk og utslipp av tungmetaller forekommer også i forbindelse med boring. De viktigste organiske forbindelsene omfatter et betydelig mangfold av komponenter. Mange tungmetaller er miljøgifter og kan være skadelige selv i små konsentrasjoner, og de kan forårsake både akutte og kroniske effekter på marine organismer. I tillegg vil radium, et naturlig forekommende radioaktivt stoff som finnes løst i produsert vann, følge det produserte vannet ved utslipp eller reinjeksjon. Utslippene av radium med produsert vann antas ikke å ha vesentlig miljøeffekt.

–*Kjemikalier*: En rekke kjemikalier brukes som nødvendige tilsetnings- og hjelpestoffer, hovedsakelig ved bore- og brønnoperasjoner, men også i forbindelse med produksjon av olje og gass. Kjemikaliene som brukes til havs varierer fra stoffer med svært liten eller ingen miljøeffekt til stoffer som er akutt giftige, kan oppkonsentreres i næringskjeden eller som brytes ned svært langsomt. I 2000 var om lag 93 pst. av kjemikaliene som ble brukt regnet som ikke eller lite miljøskadelige. Omtrent halvparten av brukte kjemikaliemengder blir sluppet til sjø, medregnet vannet som kjemikaliene var løst i. Resten løses i oljen, blir deponert i undergrunnen eller behandles som avfall. Utslippene av produksjons- og injeksjonskjemikalier har også økt de senere år. Dette skyldes i stor grad økt bruk av havbunnsrammer og større mengder vanninjeksjon.

–*Akutte utslipp* : Oljesøl og akutte utslipp kan gi skade på fisk, sjøpatedyr, sjøfugl og strandsoner. Det er i de senere årene registrert en nedgang i akutte utslipp av olje fra petroleumsvirksomheten, og store akutte oljeutslipp har ikke forekommet siden Bravo-ulykken i 1977. Det har ikke forekommet akuttutslipp av olje som har nådd land fra petroleumsvirksomheten i Norge. De akutte kjemikalieutslippene har vært svakt økende, men de fleste utslippene gjelder relativt lite miljøskadelige forbindelser.

### **5.2.1 Petroleumsvirksomheten og andre brukere av havet**

Forholdet mellom petroleumsvirksomheten og andre næringer som også er avhengige av de norske havområdene for sin virksomhet, er av stor betydning for den framtidige utviklingen av olje- og gassnæringen i Norge. Helt siden man startet med petroleumsvirksomhet på kontinentalsokkelen for mer enn 30 år siden, har myndighetene vektlagt at virksomheten skal drives i sameksistens med andre næringer, som for eksempel fiskeriene. Dette har lagt grunnlaget for en verdiskaping basert på både de verdifulle olje- og gassressursene og de rike fiskeressursene. Det omfattende systemet med konsekvensutredninger i alle faser av petroleumsvirksomheten er et viktig element i den sameksistensmodellen som legges til grunn for petroleumsvirksomheten.

Allerede i St.meld. nr. 25 (1973–74) behandles spørsmålet om miljøkonsekvenser av petroleumsvirksomheten. I dag er kravet om gjennomføring av konsekvensutredninger i de ulike fasene av petroleumsvirksomheten lovfestet i petroleumsloven. Analyser av konsekvenser for miljø og andre næringer skal inngå i konsekvensutredningene. Konsekvensutredninger gjennomføres både før et område åpnes for petroleumsvirksomhet og i forbindelse med leteaktivitet, utbygging og drift og avslutning av felt. Både programmet for og selve konsekvensutredningene sendes på høring. Dette er viktig, blant annet for å sikre at petroleumsvirksomheten tar tilstrekkelig hensyn til andre berørte aktører. Konsekvensutredningene brukes aktivt for å iverksette avbøtende tiltak i de tilfeller hvor dette er nødvendig.

I havmiljømeldingen slår regjeringen fast at man så langt som mulig ønsker å basere framtidig petroleumsvirksomhet i havområdene fra Lofoten og nordover på den sameksistensmodell som så langt har ligget til grunn for de ulike næringers felles bruk av havområdene. I den grad det skulle oppstå situasjoner der det synes umulig å oppnå god sameksistens mellom de to næringene, vil regjeringen vurdere opprettelsen av petroleumsfrie fiskerisoner.

### **5.2.2 Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten–Barentshavet**

Selv om Nordsjøen fortsatt er den viktigste petroleumsprovinsen målt i produksjon av petroleum (vel 80 pst. av den samlede petroleumsproduksjonen i 2000), kommer det største bidraget til ressurstilveksten fra letevirksomheten i Norskehavet. Oljedirektoratets ressursberegninger viser også at det er et betydelig potensial i Barentshavet. Det er knyttet særlige miljøutfordringer til framtidig petroleumsvirksomhet både i Norskehavet og Barentshavet. For Norskehavet er utfordringene spesielt knyttet til fiskeressurser, korallrev og sjøfugl. Områdene fra Lofoten og nordover, inklusive Barentshavet, inneholder betydelige ressurser av fisk, sjøfugl og sjøpattedyr. Det er derfor viktig å sikre et solid beslutningsgrunnlag for virksomhet i disse havområdene. For å sikre at petroleumsvirksomheten i de nordlige havområdene skjer innenfor forsvarlige miljørammer, har regjeringen satt i gang arbeid med en utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten–Barentshavet. Utredningen har som formål å presentere de mest sentrale problem-

stillingene knyttet til miljømessige, fiskerimessige og samfunnsmessige konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området. Det skal i utredningen legges til grunn et teknologiregime som er forankret i null utslipp til sjø. Med dette forstår vi null utslipp av produsert vann, samt borekaks og boreslam fra boring ved normal drift. Basis for dette er den kontinuerlige teknologiutviklingen som drives for å øke sikkerhetsnivå og redusere miljøskade. Arbeidet ledes av Olje- og energidepartementet i nært samarbeid med Miljøverndepartementet og Fiskeridepartementet. Den ferdigstilte utredningen vil være et selvstendig dokument og legges til grunn for den videre politiske behandlingen av spørsmålet om betingelser og forutsetninger for helårig petroleumsvirksomhet i området. Forslag til utredningsprogram ble sendt på høring i juni 2002 med frist for kommentarer 30. august 2002. Det tas sikte på å sende selve utredningen på høring i mars 2003 og behandling innen utgangen av 2003.

I St.meld. nr. 12 (2001–2002) «Rent og rikt hav» (Havmiljømeldingen) presenterer regjeringen et forslag om en mer helhetlig og økosystembasert forvaltning av våre havområder. Regjeringen mener det er særlig viktig å foreta en vurdering og interesseavveining for områder hvor petroleumsaktivitet kan komme i konflikt med viktige miljøinteresser. Dette gjelder bl.a. Barentshavet. Det tas sikte på at det skal etableres helhetlige forvaltningsplaner for norske havområder, og som et første skritt skal det utarbeides en helhetlig forvaltningsplan for Barentshavet. I den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet skal hensynet til miljø knyttet til fiskerier, petroleumsvirksomhet og skipstrafikk vurderes samlet, slik at det kan utformes en overordnet ramme for forvaltningen av havområdet. Konsekvensene av virksomheten innen hver av de nevnte sektorene, og også konsekvenser av andre påvirkninger slik som langtransporterte forurensninger, skal vurderes samlet opp mot behovet for å beskytte økosystemene mot ulike typer påvirkning. Utredningen av konsekvensene av helårlig petroleumsvirksomhet i området Lofoten–Barentshavet vil inngå som én del av forvaltningsplanen for Barentshavet.

### **5.2.3 Nullutslipp av mulig miljøfarlige stoffer til sjø**

Stortinget har sluttet seg til et mål om null miljøfarlige utslipp til sjø innen år 2005, jf. St.meld. nr. 58 (1996–1997). Målet gjelder umiddelbart for nye innretninger, mens det er lagt opp til en trinnvis måloppnåelse for eksisterende felt. I St.meld. nr. 12 (2001–2002) «Rent og rikt hav», fastslås det at regjeringen vil sikre at målet om nullutslipp til havs blir realisert. Det presiseres at målet omfatter både utslipp av olje og naturlig forekommende kjemiske stoffer i produsert vann. Målet om null miljøfarlige utslipp omfatter både boring og brønnoperasjoner, produksjon og rørledningstransport. Reduksjon av miljøfarlige forbindelser i produsert vann har høy prioritet. Målet forutsetter at det utvikles teknologi og at det settes i verk tiltak som gjør dette mulig. Teknologiske muligheter for å redusere utslippene til sjø fra petroleumsvirksomheten omtales nærmere i kapittel 4.4.1 Ytterligere satsing på miljøforskning fra regjeringens side, deriblant økt kompetanse knyttet til utfordringer som ligger i skjæringspunktet mellom petroleumsaktivitet, fiskeri og miljø, vil være et viktig bidrag i nullutslipparbeidet. Arbeidet med null miljøfarlige utslipp til sjø er også ett av flere svar på utfordringene petroleumsvirksomheten står overfor i framtidig virksomhet i nordlige havområder.

Nullutslipparbeidet fokuserer på de miljøskadelige utslippene til sjø fra petroleumsvirksomheten. Oljeindustrien har aktivt støttet opp om arbeidet og benytter en metode kalt EIF (Environmental Impact Factor) som brukes for å vurdere hvilke komponenter i produsert vann som har de mest miljøskadelige effektene. Metoden baserer seg på kunnskap om utslippsmengder, spredning og toksisitet og er per i dag den best tilgjengelige for en slik vurdering. Det bør imidlertid arbeides for en videreutvikling av metoden. Det er viktig at samarbeidet mellom myndigheter og industri for å nå målet om nullutslipp av miljøfarlige stoffer fortsetter.

#### **5.2.4 Forskningsprogram på langtidseffekter av petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø**

Det har vært bred enighet om at kunnskapsgrunnlaget vedrørende langtidseffekter av utslipp til sjø har vært mangelfullt og at innsatsen som gjøres på området burde organiseres på en mer hensiktsmessig måte. En hovedutfordring er langtidseffekter av utslipp av produsert vann. I St.meld. nr. 39 (1999–2000) «Olje- og gassvirksomheten» ble det signalisert en mer samordnet og økt innsats for å bedre kunnskapsgrunnlaget om langtidseffekter av utslipp til sjø. I St.meld. nr. 12 (2001–2002) «Rent og rikt hav» har regjeringen lagt fram forslag om, i samarbeid med industrien, å igangsette et forskningsprogram i regi av Norges forskningsråd på langtidseffekter av petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø. Langtidseffekter av produsert vann vil være et prioritert område. Opprettelsen av forskningsprogrammet er et tiltak som vil bidra til å styrke beslutningsgrunnlaget for framtidig petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel.

#### **5.2.5 Biologisk overvåkingsaktivitet i Norskehavet**

Oljeselskapene er pålagt regelmessig overvåking av det marine miljø som et krav i utslippstillatelsene fra SFT. Miljøovervåkingen til havs omfatter både overvåking av sedimentene og overvåking i vannsøylen. Det gjennomføres både regional og feltspesifikk miljøovervåking. Hensikten med overvåkingen er å ha oversikt over og kontroll med den påvirkningen offshorevirksomheten har på miljøet.

En bedre samordning av overvåkingsaktivitet i regi av forskjellige aktører vil kunne styrke og effektivisere den biologiske overvåkingen. Myndighetene vil derfor vurdere hvordan den overvåkingsaktiviteten petroleumsvirksomheten utfører kan samordnes med den overvåkingen som Havforskningsinstituttet og andre institusjoner allerede gjennomfører. Slik vil en kunne få en mer helhetlig overvåking av miljøbelastninger og eventuelle virkninger av petroleumsvirksomheten på det marine økosystemet. I tillegg tar industrien sikte på i samarbeid med Havforskningsinstituttet å foreta larvetrekk i Norskehavet som sammenlikner antall og størrelse av ulike arter fiskeegg og fiskelarver på ulike tidspunkt. Resultatene fra dette vil sammen med resultatene fra eksisterende tilstandsovervåking og en generell samordning av industriens og Havforskningsinstituttets samt andre institusjoners overvåkingsaktivitet, bidra til en styrking av den biologiske overvåkingen i Norskehavet. I den grad en slik samordning ikke ivaretar behovet for biologisk overvåking av levende marine

ressurser i Norskehavet i tilstrekkelig grad, vil regjeringen vurdere en ytterligere opptrapping av den biologiske overvåkingsaktiviteten i området.

I St.meld. nr. 12 (2001–2002) «Rent og rikt hav» foreslår regjeringen også å vurdere å gjennomføre prosjektet «Marin kartlegging og utvikling av areal-database for norske kyst- og havområder» (MAREANO). Prosjektet vil blant annet kunne heve kvaliteten på den framtidige miljøovervåkingen ved å styrke grunnlaget for tolking av resultatene og optimalisere stasjonsnettet for prøvetaking.

### 5.3 Utslipp til luft

---

Petroleumsvirksomhetens utslipp til luft av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og nmVOC utgjør en vesentlig andel av de nasjonale utslippene av disse gassene (boks 4.2). En kostnadseffektiv tilnærming i virkemiddelbruken er gunstig for både økonomi og miljø, fordi den innebærer at man oppnår mest mulig miljøforbedring for hver krone avsatt til miljøtiltak, og vil redusere Norges samlede kostnader ved å oppfylle miljøforpliktelsene.

Per i dag benyttes både administrative og økonomiske virkemidler for å redusere utslippene til luft fra petroleumsaktiviteter. CO<sub>2</sub>-avgiften er i dag det viktigste virkemiddelet i klimapolitikken. CO<sub>2</sub>-avgiften omfatter nesten to tredeler av de samlede norske CO<sub>2</sub>-utslippene og gir virksomheter som er omfattet av denne insentiver til å redusere sine utslipp. Regjeringen har foreslått et kvotesystem for virksomheter som er unntatt fra CO<sub>2</sub>-avgiften i perioden 2005–2007 (St.meld. nr. 15 (2001–2002) «Tilleggsmelding til St.meld. nr. 54 (2000–2001) Norsk klimapolitikk»). Fra 2008 foreslås det imidlertid at også CO<sub>2</sub>-utslippene fra petroleumsvirksomheten skal innlemmes i et nasjonalt kvotesystem for klimagasser, som skal bidra til at Norge oppfyller sin internasjonale forpliktelse i forhold til klimagassutslipp. Norge har i Kyoto-protokollen fra 1997 forpliktet seg til å begrense veksten i de totale klimagassutslippene til én prosent fra 1990 og til perioden 2008–2012.

Regjeringen vil også legge til rette for utslippsreduksjoner på norsk kontinentalsokkel gjennom krafttilførsel fra land og vurdere ulike ordninger for hvordan dette kan gjøres. Regjeringen vil vurdere ulike ordninger for finansiering av kabler samt nødvendig infrastruktur på land, utover bidrag fra de enkelte rettighetshaverne. Det kan også være aktuelt å se etablering av gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering i sammenheng med krafttilførsel til kontinentalsokkelen. En vurdering av krafttilførsel fra land må imidlertid ses i lys av forhold som blant annet kraftbalansen og den totale miljøeffekten av tiltaket. Regjeringen ser det som viktig å få på plass en faglig vurdering som blant annet inkluderer tekniske forhold og miljøaspektet ved et slikt tiltak. På oppdrag fra Olje- og energidepartementet har derfor Norges vassdrags- og energidirektorat og Oljedirektoratet i samarbeid begynt et utredningsarbeid om krafttilførsel fra land til kontinentalsokkelen. Arbeidet er nå godt i gang. Regjeringen vil også vurdere å redusere utslippene knyttet til fakling på bakgrunn av en grundig gjennomgang av miljømessige, sikkerhetsmessige og ressursforvaltningsmessige konsekvenser. På denne bakgrunn har Olje- og energidepartementet bedt Oljedirektoratet om å foreta en slik vurdering. Se

for øvrig kapittel 4.4.2. for ytterligere omtale av krafttilførsel fra land og faking.

Utslipp av nmVOC i forbindelse med lasting og lagring av råolje reguleres gjennom utslippstillatelser med hjemmel i forurensingsloven. Denne reguleringen er en vesentlig forklaring på en sterkt avtakende trend i prognosen for nmVOC fra 2002. Dette vil ha avgjørende betydning for overholdelse av Norges internasjonale forpliktelser med hensyn til reduksjon av nmVOC-utslipp.

Både nmVOC og NO<sub>x</sub> er internasjonalt regulert i protokoller under ECE-konvensjonen om langtransporterte luftforurensninger. Norge har innenfor dette rammeverket sluttet seg til to protokoller som regulerer NO<sub>x</sub>-utslipp: Sofiaprotokollen (1988) og Gøteborgprotokollen (1999). Gøteborgprotokollen omhandler tre miljøproblemer som oppstår som følge av utslipp av NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> og nmVOC. Disse tre gassene bidrar enkeltvis eller sammen til grenseoverskridende miljøproblemer som sur nedbør, overgjødning og bakkenært ozon. I henhold til Gøteborgprotokollen har Norge forpliktet seg til å redusere NO<sub>x</sub>-utslippene til 156 000 tonn per år innen 2010.

Det pågår et interdepartementalt arbeid som skal utrede et bredt spekter av aktuelle virkemidler for å oppfylle Norges forpliktelser under Gøteborgprotokollen. Siden petroleumssektoren står for om lag 23 pst. av de nasjonale NO<sub>x</sub>-utslippene, er det klart at sektoren må bidra til å oppfylle Norges internasjonale forpliktelser på dette området. Et kvotesystem for NO<sub>x</sub>-utslippene på kontinentalsokkelen er under utredning, og et slikt system vil kunne inngå i et eventuelt bredere kvotesystem.

Direktivet om integrert forebygging og begrensning av forurensing, ofte kalt IPPC-direktivet («Integrated Pollution Prevention and Control») gjelder også for de fleste energianlegg på norsk kontinentalsokkel. Et hovedprinsipp i direktivet er at forurensende virksomhet skal ha integrerte utslippstillatelser, det vil si at alle miljøvirkninger for det enkelte anlegget konsesjonsbehandles under ett.

### **Boks 5.2 Utslipp til luft fra petroleumsvirksomheten**

De viktigste utslippene til luft fra petroleumsvirksomheten er:

Utslipp med global effekt:

–Klimagassutslipp (CO<sub>2</sub> og metan)

Utslipp med regional effekt:

–Nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>)

–Flyktige organiske forbindelser (nmVOC)

CO<sub>2</sub> dominerer de klimagassene som slippes ut fra petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel. I tillegg slippes det ut mindre mengder metan og små mengder lystgass.

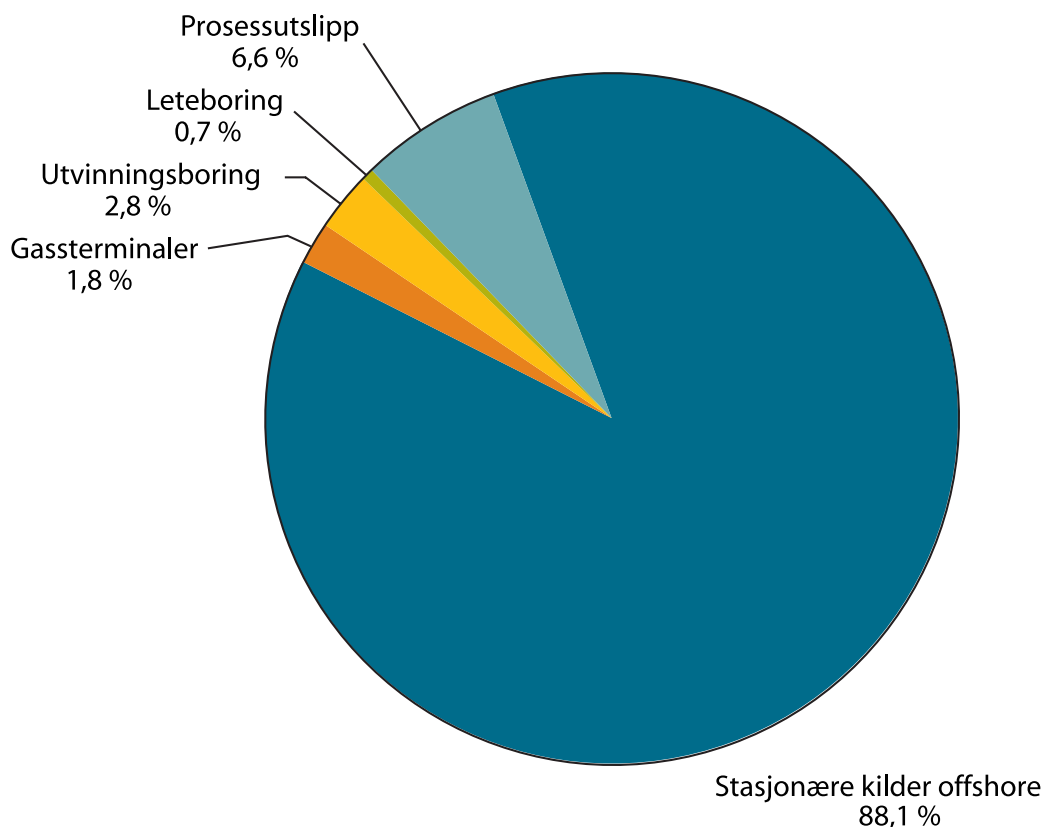
CO<sub>2</sub>-utslippene var om lag 11,8 mill tonn i 2001. Dette tilsvarer ca. 27 pst. av de nasjonale utslippene. Hovedkildene til CO<sub>2</sub>-utslippene er kraftproduksjon til havs ved bruk av fossilt brensel og faking av gass (se figur 4.1).

De totale utslippene av CO<sub>2</sub> fra sektoren har vokst fra år til år, hovedsakelig som en følge av økt aktivitetsnivå. Utslippene forventes å øke noe fram til 2005, for så å begynne å gå ned mot slutten av tiåret. Utviklingen

de senere årene sammen med prognosen for de nærmeste årene vises i figur 4.2. Det er viktig å poengtere at det er usikkerhet knyttet til disse prognosene.

Effekten av menneskeskapte klimagassutslipp er global. Utslipp i Norge, som i andre land, påvirker hele kloden, og effekten i Norge, som i resten av verden, er derfor styrt av de totale globale utslippene.

Utslippene av  $\text{NO}_x$  fra petroleumssektoren var i 2001 om lag 51 000 tonn i Norge. Hovedkildene til  $\text{NO}_x$ -utslippene er de samme som for  $\text{CO}_2$ . I nasjonal sammenheng er det transportsektoren som står for størsteparten av  $\text{NO}_x$ -utslippene. Petroleumssektoren på sin side bidrar med om lag 23 pst. av de nasjonale utslippene av  $\text{NO}_x$ .



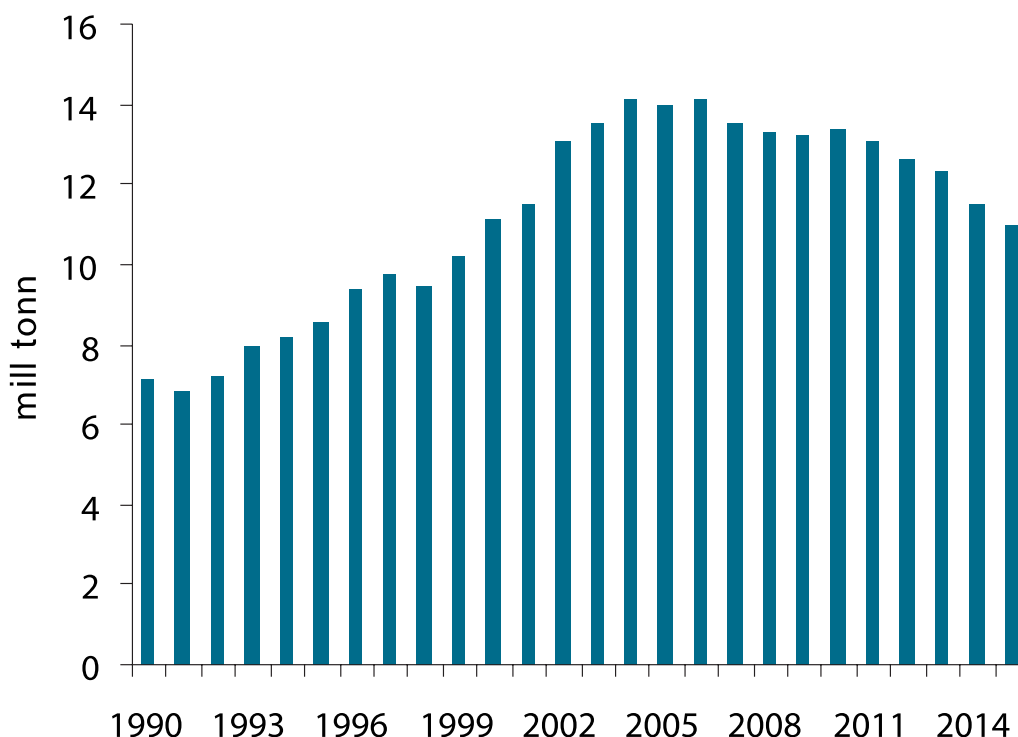
Figur 5.1  $\text{CO}_2$ -utslipp fra olje- og gassproduksjon fordelt på kilder, 2000.

Kilde: OD

Sammen med svoveldioksid ( $\text{SO}_2$ ) er utslipp av  $\text{NO}_x$  den viktigste årsaken til sur nedbør. Langtransporterte forurensninger fra kontinentet og de britiske øyer er dominerende bidragsyttere til denne typen luftforurensning i Norge.  $\text{NO}_x$ -utslipp fra norsk petroleumsvirksomhet bidrar med 2–3 prosent av den sure nedbøren i enkelte utsatte områder i Norge.  $\text{NO}_x$  bidrar også til dannelse av bakkenært ozon gjennom kjemiske reaksjoner med nmVOC (non methanVolatile Organic Compounds) under påvirkning av sollys. Bakkenært ozon gir skader på vegetasjon, materialer og påvirker menneskers helse.

NmVOC er en felles betegnelse på flyktige organiske forbindelser som slippes ut til luft fra petroleum. Petroleumssektoren er hovedkilden til utslipp av nmVOC i Norge og står for i overkant av 60 pst. av de nasjonale

utslippene. I 2001 var utslippene om lag 240 000 tonn. Hoveddelen av disse utslippene er knyttet til fordamping ved lagring i lagerskip og lastning av olje til havs samt lastning fra terminaler på land. Målt i forhold til produksjonsmengde er nmVOC-utslippene på norsk kontinentalsokkel høye på grunn av at en stor andel av oljen bøyelastes ved produksjonsinnetningene. Siden hovedkilden til nmVOC-utslipp er bøyelasting, følger utslippsnivået i stor grad nivået for oljeproduksjonen. Imidlertid forventes det at tiltak knyttet til bøyelasting vil redusere utslippene betydelig i årene fram mot 2006 (fra i overkant av 240 000 tonn i 2001 til i underkant av 65 000 tonn i 2006). Fra 2006 forventes utslippene å avta ytterligere som følge av lavere oljeproduksjon utover i tid.



Figur 5.2 Totalutslipp av CO<sub>2</sub> fra norsk petroleumssektor, historie og prognose.

Kilde: OD

#### 5.4 Teknologitviking og bærekraftig petroleumsvirksomhet

Regjeringen ser det som viktig at det blir satsset på ny teknologi for å realisere miljøforbedringer innen leting og produksjon av petroleum. Også teknologisk utvikling knyttet til økt ressursutnyttelse og mer lønnsom produksjon vil på noen områder kunne ha positive miljøeffekter.

Ny teknologi som er under utvikling kan bidra til at potensielle miljøbelastninger fra petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø og luft reduseres. Feltspesifikke forhold, de relativt høye tiltakskostnadene i sektoren og det faktum at



både modning og uttesting av teknologi tar tid, er imidlertid faktorer som setter begrensninger for de teknologiske mulighetene.

Hvilke teknologier som er aktuelle på ulike felt, er avhengig av en rekke feltspesifikke forhold. Mulighetene for implementering av ny teknologi er normalt større ved nye feltutbygginger enn på eksisterende felt. Teknologisk utvikling er derfor bare ett av flere svar på de miljøutfordringene virksomheten møter i framtiden. Dette illustreres av det faktum at utslippene de neste 10–15 årene i stor grad vil komme fra anlegg som i dag allerede er i drift, eller under bygging. Et eksempel er at om lag 80 pst. av CO<sub>2</sub>-utslippene vil komme fra «gamle» anlegg i 2010.

De teknologiske mulighetene med tanke på miljøforbedringer innen petroleumssektoren må også ses i forhold til de relativt høye tiltakskostnadene innenfor sektoren. Et eksempel er CO<sub>2</sub>-avgiften som petroleumsvirksomheten har vært omfattet av siden 1991. Avgiften har utløst en rekke utslippsreduksjoner av klimagassen CO<sub>2</sub>, og det innebærer at det er knyttet høye kostnader til ytterligere tiltak.

Det er også et generelt trekk innen sektoren at det tar tid fra teknologi utvikles til det oppnås betydelige reduksjoner i utslippsnivå. Dette skyldes blant annet at både modning og uttesting av teknologi tar forholdsvis lang tid. Det er heller ikke ofte nye teknologier blir utprøvd først til havs i andre provinser, noe som skyldes at norsk kontinentalsokkel i et internasjonalt perspektiv er tidlig ute med bruk av ny teknologi. Sammen med det faktum at det ofte er knyttet høye kostnader til å teste ut fullskalaløsninger til havs, øker dette behovet for en satsing på teknologisk utvikling fra myndighetenes side. Også etter at ny teknologi er testet ut tar det tid å innføre denne på eksisterende felt, og som nevnt er det de eksisterende feltene som står for det meste av utslippene de neste 10–15 årene. En del av denne tregheten kan føres tilbake til sektorens spesielle egenskaper, men særlig innen teknologiutvikling og uttesting av teknologi er det mulig å gjøre noe for å redusere denne tidsbruken.

Til tross for begrensningene for hvilke teknologiske løsninger for utslippsreduksjoner som er mulig på kontinentalsokkelen, er norsk petroleumsvirksomhet langt framme når det gjelder utvikling og bruk av nye utslippsreducerende løsninger. Både implementering av tekniske tiltak på norsk kontinentalsokkel og internasjonale sammenligninger av utslippsnivå viser dette. Den framtreddende stillingen norsk petroleumsvirksomhet har internasjonalt med hensyn til utvikling og implementering av miljøvennlig teknologi, skyldes i stor grad at utslipp til luft og sjø fra sektoren har hatt høy fokus både hos myndigheter og industri over lengre tid. Eksempler på nye teknologier som er installert på norsk kontinentalsokkel er:

- kraftgenerering med kombikraft
- lav-NO<sub>x</sub>-turbiner til havs
- reinjeksjon av produsert vann
- rensemetoder for produsert vann
- gjenvinningssystem for fakkलगass

Det at norsk petroleumsvirksomhet er langt framme har også ringvirkninger utenfor norsk kontinentalsokkel. Som et eksempel kan nevnes gjenvinningssystem for fakkलगass der det første systemet ble installert på Gullfaks i

1995. Dette velges nå ved de fleste nye utbygginger på norsk kontinental-sokkel, samtidig som systemet også er solgt og installert utenfor Norge.

På bakgrunn av det langsiktige tidsperspektivet vi kan forvente for norsk olje- og gassvirksomhet, er det viktig å satse videre på teknologisk utvikling for å kunne møte miljøutfordringene på lengre sikt. Det er i den forbindelse også viktig at industrien viser vilje til å teste ut og ta i bruk ny teknologi som kan redusere virksomhetens miljøpåvirkning. Slik kan behovet for svært kostnadskrevenne og avbøtende tiltak på et senere tidspunkt reduseres. Det er også all grunn til å tro at markedet i stadig større grad vil verdsette gode miljøløsninger i all næringsvirksomhet. Det vil derfor kunne være et konkurransemessig fortrinn fortsatt å være tidlig ute i utviklingen av slike løsninger innenfor norsk olje- og gassvirksomhet.

#### **5.4.1 Teknologiske muligheter for reduserte utslipp til sjø**

Ny teknologi som kan bidra til at potensielle miljøbelastninger av petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø reduseres ytterligere, er under utvikling. Dette omfatter både teknologi for bedre rensing av produsert vann og ny teknologi som reduserer vannproduksjonen eller fjerner utslippene av produsert vann.

Rensing av produsert vann blir primært gjort for å fjerne olje før vannet slippes ut i sjøen. Ulike tiltak gjennomføres for at renseprosessen skal bli bedre, enklere og billigere, samtidig som behovet for kjemikalier reduseres. Det finnes en rekke metoder for ytterligere rensing av produsert vann, men noen anlegg er for store, tunge eller kompliserte til å kunne brukes til havs. Noen metoder er også under uttesting til havs, mens andre blir vurdert. Enkelte av rensemetodene som er under uttesting kan også fjerne andre organiske komponenter enn olje i tillegg til partikler, kjemikalierester og tungmetaller fra det produserte vannet, og resultatene så langt er lovende.

Reinjeksjon av produsert vann er allerede implementert på flere felt. Reservoarmessige begrensninger gjør imidlertid at denne løsningen ikke er anvendbar på alle felt. Dersom beslutning om å reinjisere produsert vann tas på et tidlig tidspunkt i planleggingen av nye feltutbygginger, vil ekstraomkostningene ved reinjeksjon bli mye lavere enn ved senere implementering. Reinjeksjon som trykkstøtte kan gi marginal økning i investeringskostnadene på en ny installasjon og ingen økning i utslipp til luft. Kan det produserte vannet av ulike grunner ikke brukes til trykkstøtte og det må bores en egen injeksjonsbrønn, medfører det betydelige merinvesteringer og økte utslipp til luft. Det må derfor gjøres en avveining mellom miljøgevinst av reduserte utslipp til sjø og miljøulempe av økte utslipp til luft.

Nye teknologier som foreløpig er på uttestingsstadiet gjør det mulig å separere det produserte vannet fra olje og gass i brønnen eller på havbunnen. Med disse løsningene tas ikke det produserte vannet opp på plattformen, men tilbakeføres til reservoaret. Ved nedihullsseparasjon skilles det produserte vannet ut nede i brønnen og blir reinjisert. En pilottest som vil være nødvendig for videre utvikling av teknologien vil trolig bli igangsatt på norsk kontinental-sokkel i 2002/2003. Ved havbunnsseparasjon skilles produsert vann ut fra brønnstrømmen på havbunnen slik at kun olje og gass transporteres til produksjonsinnretningen.

### 5.4.2 Teknologiske muligheter for reduserte utslipp til luft

#### CO<sub>2</sub>

I framskrivningen av CO<sub>2</sub>-utslipp (figur 4.2) er både gjennomførte og besluttede tiltak inkludert. I tillegg forutsettes det en årlig effektivisering med hensyn til CO<sub>2</sub>-utslipp på en prosent på alle eksisterende og planlagte felt. Det er også inkludert en ganske ambisiøs antakelse om bruk av ny teknologi på framtidige anlegg. Dette tilsvarer tiltak på om lag en million tonn CO<sub>2</sub> i 2010 sammenlignet med en framskrivning uten forutsetninger om teknologiutvikling.

Om lag 80 pst. av offshorevirksomhetens utslipp av CO<sub>2</sub> i 2010 anslås å skje på innretninger i drift eller besluttet utbygd, mens 20 pst. vil komme fra nye feltutbygginger. Dersom en skal oppnå store utslippsreduksjoner, må derfor en betydelig del av tiltakene skje på eksisterende innretninger. Det finnes teknologi som ville kunne redusere utslippene på kontinentalsokkelen betydelig, men slik det ser ut i dag er kostnadene for høye og prosessene for energikrevende til å få en storstilt gjennomføring av slike tiltak på norsk kontinentalsokkel før 2010.

Oljeindustrien har gjennom MILJØSOK fase 2-rapporten anslått de mulige reduksjonene av klimagassutslipp i 2010 til ca. 18 pst. i forhold til en prognose uten utslippsreduserende tiltak. Om lag halvparten av dette ligger allerede inne i de eksisterende framskrivningene. For å kunne oppnå disse reduksjonene forutsettes det imidlertid at alle tiltak som har en lavere kostnad enn CO<sub>2</sub>-avgiften blir iverksatt. Når industrien regner på langsiktige utslippsreduserende tiltak, brukes ofte en forventet framtidig kostnad knyttet til CO<sub>2</sub>-utslipp. Flere oljeselskaper har i dag en forventning om lavere kostnad knyttet til CO<sub>2</sub>-utslipp enn i dag, og de har derved en lavere kostnad knyttet til utslippene i sine kalkyler. For å oppnå reduksjonene, forutsettes det også en økning i innsatsen på flere eksisterende forskningsprogrammer, en systematisk kartlegging av mulige tiltak og at industrien gir prioriteringer til investeringer i utslippsreduserende tiltak.

Det største potensialet for utslippsreduksjoner ligger i å redusere behovet for energi, kraft fra land, samordne kraftforsyning mellom innretninger, øke virkningsgraden ved kraftproduksjon, ekstrahere CO<sub>2</sub> fra avgasser for deretter å lagre den i underjordiske formasjoner og redusert fakling. Det er potensial for store utslippsreduksjoner ved utvikling og implementering av teknologi som reduserer behovet for energi ved olje- og gassproduksjon. Dette kan for eksempel oppnås ved å redusere vannproduksjon og uønsket gassproduksjon. Aktuelle teknologier er metoder for vannavstenging og nedhullsseparasjon. Implementering av slike teknologier kan også vurderes for felt i drift. Energioptimale prosesser, bedre effektivitet ved kraftgenerering og gjenvinning av varmen i eksosgassen er utslippsreduserende teknologier som må tas i bruk ved nye utbygginger og også vurderes for felt i drift.

Når det gjelder utskilling og deponering av CO<sub>2</sub> fra avgasser er dette teknisk mulig. Tiltakskostnaden for disse tiltakene er i dag betydelig høyere enn den eksisterende CO<sub>2</sub>-avgiften. Dette skyldes både høye kostnader og et høyt energiforbruk knyttet til prosessen. Det pågår mye utviklingsarbeid med tanke på fjerning av CO<sub>2</sub> fra gasskraftverk på land, som ventes å medføre at kostnadene vil gå ned. Kostnadene knyttet til å samle opp CO<sub>2</sub> fra avgasser på

anleggene til havs vil imidlertid være betydelig høyere enn tilsvarende tiltak på større anlegg på land.

For fakling er det utviklet og tatt i bruk systemer for resirkulering og gjenvinning, samt automatisk tenning. Det kan oppnås ytterligere reduksjoner ved bedre operasjonelle prosedyrer, særlig i forbindelse med oppstart av nye felt.

Krafttilførsel fra land vil kunne være et godt nasjonalt klimatiltak, men de samlede globale miljøeffektene vil måtte vurderes nærmere. I samsvar med Stortingets vedtak fra 1996 (Innst. S. nr. 114 (1995–1996)) vurderes krafttilførsel fra land ved behandling av Plan for utbygging og drift (PUD) for hver ny utbygging. Foreløpig er det imidlertid kun deler av Trollfeltet som er drevet med elektrisk kraft fra land. På bakgrunn av en positiv teknisk utvikling de siste årene, har Oljedirektoratet og Norges Vassdrags- og energidirektorat nå satt i gang en utredning for å se på potensialet for krafttilførsel fra land til petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen.

### *Nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>)*

Det er en nær sammenheng mellom utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> siden kraftforsyning og fakling er hovedkilder til begge utslippstypene. Tiltakene som er beskrevet ovenfor, som reduserer energibehovet på innretningene eller som reduserer faklingsnivået, vil generelt sett også føre til reduserte utslipp av NO<sub>x</sub>. Tiltak som fører til høyere utnyttelse av kraftgenereringsutstyr uten NO<sub>x</sub>-reduserende teknologi vil redusere CO<sub>2</sub>-utslippene, men øke NO<sub>x</sub>-utslippene.

I tillegg er det flere tiltak som reduserer andelen av NO<sub>x</sub> i avgassen etter forbrenning. De viktigste her er installasjon av lav-NO<sub>x</sub>-brennere på gassturbiner, katalytisk rensing av avgassen, dampinjeksjon og katalytisk forbrenning.

Lav-NO<sub>x</sub>-turbiner har vært i drift på norsk kontinentalsokkel siden 1998. Katalytisk rensing og dampinjeksjon er utprøvd teknologi på land som per i dag ikke er funnet hensiktsmessig for bruk til havs. Katalytisk forbrenning er teknologi under utvikling.

For nye utbygginger er lav-NO<sub>x</sub>-brennere på gassturbiner den løsningen som i hovedregel skal velges. En teknisk-økonomisk konsekvensutredning av å etterinstallere lav-NO<sub>x</sub> på gassturbiner og katalysatorer (SCR) på gassmotorer viser at etterinstallering av lav-NO<sub>x</sub>-brennere må betraktes som det mest aktuelle tiltaket for å oppnå signifikante reduksjoner av NO<sub>x</sub>-utslipp fra olje- og gassvirksomheten på kontinentalsokkelen. Den teknisk-økonomiske konsekvensutredningen ble konsentrert omkring den mest anvendte gassturbintypen på norsk kontinentalsokkel.

Konsekvensutredningen viste også at det generelle kostnadsnivået ved å etterinstallere lav-NO<sub>x</sub> er vesentlig høyere enn tidligere anslått. Kostnader forbundet med nedstenging av innretningene som følge av etterinstallering av lav-NO<sub>x</sub> er et «nytt» og dominerende element. Lav-NO<sub>x</sub>-turbiner innebærer dessuten hyppigere og mer omfattende vedlikehold sammenlignet med tradisjonelle gassturbiner. I et livsløpsperspektiv innebærer dette betydelige kostnader. Utredningen viser følgelig at det generelle kostnadsnivået ved å etterinstallere lav-NO<sub>x</sub> er betydelig høyere enn det som tidligere er anslått. Miljøeffekten av å etterinstallere lav-NO<sub>x</sub> vil variere betydelig fra maskin til maskin.

Generelt sett vil lav-NO<sub>x</sub> installert på maskiner som kjøres med høy utnyttelsesgrad gi betydelige miljøeffekter. På maskiner som kjøres på delast øker CO<sub>2</sub>-utslippene, samtidig som NO<sub>x</sub>-reduksjonene avtar i forhold til full last.

#### *Flyktige organiske forbindelser (nmVOC)*

Samtlige operatørselskap på norsk kontinentalsokkel som bøyelaster olje er gjennom forurensningsloven pålagt å gjennomføre tiltak for å redusere utslippene av nmVOC (flyktige organiske komponenter unntatt metan). Full effekt av tiltakene skal være oppnådd innen utgangen av 2005.

For å møte utslippstillatelsen som den enkelte operatør har fått, er det hovedsakelig gjenvinningsteknologi som nå velges på bøyelasteskip. Det er forventet at opptil om lag 70 pst. av utslippene kan absorberes og føres tilbake til lasten.

I tillegg utprøves teknologi der den utkondenserte mengden skal kunne nyttiggjøres som brensel i skytteltanker. Fordelen med denne teknologien er at faren for videre avdampning av nmVOC fra lasten under overfart og videre lossing ved terminal reduseres. Imidlertid gjenstår en del uttesting av et slikt anlegg.

## 6 Lete- og konsesjonspolitikken

Målet for letevirksomhet er å påvise petroleumsressurser for å legge grunnlaget for lønnsom utbygging og produksjon, samt sikre et stabilt og jevnt aktivitetsnivå. Lete- og konsesjonspolitikken skal legge til rette for at selskapene skal kunne legge opp en letestrategi, som igjen danner grunnlaget for samfunnsøkonomisk lønnsom utvinning og produksjon av olje og gass på norsk kontinentalsokkel.

Lete- og konsesjonspolitikken omfatter bl.a. åpning av nye områder for leting og gjennomføring av konsesjonsrunder. Tilgang på prospektivt areal, tildelingstempo, tildelingskriterier og fastsettelse av gyldighetsperiode for hver utvinningstillatelse er virkemidler for å påvirke aktiviteten og aktørbildet på kontinentalsokkelen.

Utformingen og sammensetningen av virkemiddelbruken er avhengig av modenhet i de ulike geografiske provinsene. Tradisjonelt har konsesjonspolitikken delt kontinentalsokkelen i de tre områdene Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Det er store variasjoner innenfor disse områdene med hensyn til ressursgrunnlag, etablert infrastruktur og miljøutfordringer. Dette stiller ulike krav til letestrategi, utbyggings- og driftsløsninger og hensyn til andre næringer.

I det følgende gis en oversikt over utfordringene for letevirksomheten og ressursbildet på norsk kontinentalsokkel, utfordringene i de ulike deler av kontinentalsokkelen, samt rammeverksendringer i lete- og konsesjonspolitikken. Avslutningsvis blir aktørbildet og samsvarsuttalelse for flyttbare innretninger omtalt.

### 6.1 Utfordringer for letevirksomheten og ressursbildet på norsk kontinentalsokkel

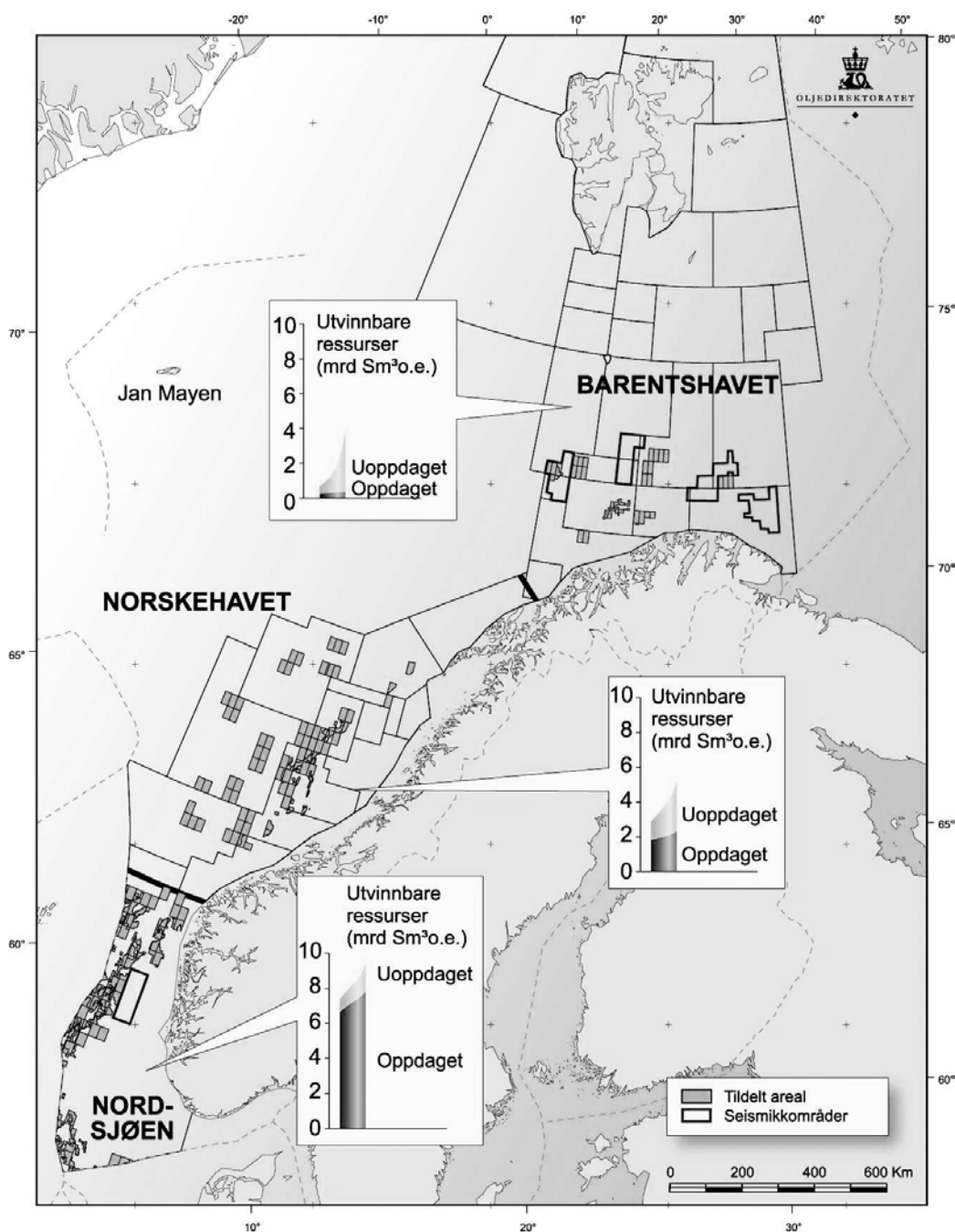
---

Totalt er om lag 60 pst. av norsk kontinentalsokkel åpnet for letevirksomhet. Ni pst. av åpent område er for tiden tildelt i form av utvinningstillatelser.

Fra sommeren 1966 fram til utløpet av 2001 er det boret i alt 628 undersøkelsesbrønner på norsk kontinentalsokkel, og 254 av disse har påvist funn. Av dette er 457 undersøkelsesbrønner i Nordsjøen, og av disse ble det påvist funn i 189. Tilsvarende tall for Norskehavet er 117 brønner og 45 funn, og for Barentshavet 54 brønner og 20 funn. Dette gir en gjennomsnittlig funnfrekvens for hele kontinentalsokkelen på 40 pst., som er et svært godt resultat etter internasjonal målestokk. Denne funnfrekvensen inkluderer også ikke-kommersielle funn.

Går en nærmere inn på det siste tiåret er tilsvarende funnfrekvens på over 40 pst. En viktig årsak til den høye funnfrekvensen er utviklingen innen leteteknologi. Det er gjort store teknologiske framskritt med innsamling, prosessering og tolking av seismiske data. Den største forbedringen i letefasen har vært overgangen fra 2D til 3D-seismikk, som har gitt mer presist datagrunnlag for beslutning om leteboring.

En annen årsak er at mye av leteaktiviteten foregår i modne områder. I modne områder er funnfrekvensen normalt høy som følge av godt datagrunnlag og god generell kunnskap om området. Den gjennomsnittlige funnstørrelsen er imidlertid redusert, noe som er en vanlig utvikling etter hvert som et leteområde modnes. Fokuset for leting i disse områdene er å påvise ytterligere ressurser tidsnok til at de kan bidra til å forlenge de eksisterende feltenes levetid. Disse funnene vil hovedsakelig være relativt små, men kan være lønnsomme siden kostnadene ved å knyttet dem til eksisterende infrastruktur er lave sammenlignet med ny utbygging.



Figur 6.1 Letestatus på kontinentalsokkelen: oppdagede og uoppdagede utvinnbare ressurser samt konsesjonsbelagt areal.

Kilde: OD

Det finnes fortsatt store mengder uoppdagede olje- og gassressurser på norsk kontinentalsokkel. Figur 5.1 viser den antatte geografiske ressursfordelingen basert på Oljedirektoratets anslag for de oppdagede og uoppdagede ressursene. Anslaget for de uoppdagede ressursene er petroleumsressurser som antas å være tilstede, men som ennå ikke er påvist ved boring. Siden det er stor usikkerhet knyttet til beregningene, oppgis ofte ressurstallene med et lavt, et forventet og et høyt estimat.

### **6.1.1 Leteteknologiske utfordringer**

Gjenværende ressurser i felt i produksjon og ressurser i funn vil minke i årene som kommer. Dersom petroleumsvirksomheten skal oppnå den ønskelige langsiktige utviklingsbanen er behovet for tilførsel av nye ressurser stort. Uoppdagede ressurser anslås å utgjøre 28 pst. av de totale ressursene på norsk kontinentalsokkel. Leteteknologiske hovedutfordringer knytter seg i framtiden derfor til å oppnå økt effektivitet i påvisning av uoppdagede ressurser. I tillegg er reduksjon i kostnadene for leting viktig for norsk kontinentalsokkels konkurransevne. Utvikling av teknologi innen blant annet boring, seismikk og tolkning av data vil være avgjørende.

Det er imidlertid også svært viktig at den nye teknologien blir tatt i bruk hos selskapene. Her ligger et stort potensial for økt verdiskaping. I forbindelse med implementering av ny teknologi spiller riktig bruk av menneskelige ressurser en sentral rolle. Nettverksbygging, deriblant økt samarbeid mellom forskningsmiljøene i selskapene og ved universiteter, høyskoler og andre forskningsinstitusjoner, er i den forbindelse viktig.

Det har vært en betydelig utvikling av seismiske metoder de siste 20 årene. Store deler av den mest prospektive delen av kontinentalsokkelen er allerede dekket av 3D-seismikk. God håndtering av disse omfattende datamengdene danner grunnlag for økt verdiskaping. Mye av utfordringene ligger derfor i dataforvaltning, databehandling og visualisering. Det er behov for god kommunikasjon mellom personell som behersker ulike disipliner, samt tilgang på personell med tilstrekkelig erfaring og kompetanse for å oppnå optimal utnyttelse av de innsamlede data.

Metoder for å forutsi muligheten for tilstedeværelse av petroleumsressurser er prioritert innen dagens forskning. Det foregår her et utstrakt arbeid både i leverandørindustrien og i oljeselskapene. Det er fremdeles stort potensial for verdiskaping knyttet til slike metoder.

Utviklingen av 4D-seismikk (3D-seismiske undersøkelser innsamlet over tid) har medført store forbedringer på flere områder i forbindelse med optimalisering av produksjonsstrategier. Denne typen seismikk vil ofte gi forbedret datakvalitet, noe som vil komme til nytte for leting i områder nær eksisterende felt. De siste årene har det også vært sterkt fokus på utvikling av 4C-seismikk, hvor man samler inn seismiske data med registreringer på selve havbunnen. Denne metoden gjør det mulig å registrere tilleggsinformasjon som kan bidra til å påvise hydrokarboner med større sikkerhet. Det er imidlertid fortsatt rom for ytterligere forbedring av teknologien knyttet til 4C-seismikk, både innenfor innsamling, prosessering og analyse.



### **6.1.2 Miljøhensyn i lete- og konsesjonspolitikken**

Det framgår av kapittel 4 at petroleumsvirksomheten står foran store miljøutfordringer. Dette gjelder også leteaktiviteten. Det er en prioritert oppgave å ha en lete- og konsesjonspolitikk som tar behørig hensyn til miljøet og andre næringsinteresser.

Innenfor lete- og konsesjonspolitikken er det særlig to prosesser hvor hensynet til miljø- og fiskeriinteresser innehar en sentral plass. Dette er åpning av nye områder for petroleumsaktivitet og tildeling av utvinningstillatelser.

Før tildeling av utvinningstillatelser i et område kan finne sted må området være åpnet for petroleumsvirksomhet av Stortinget. I forbindelse med en slik åpning er Olje- og energidepartementet ansvarlig for å utarbeide en konsekvensutredning av letevirksomhet som blant annet skal kartlegge de miljømessige sidene ved petroleumsvirksomheten i dette området.

Deler av norsk kontinentalsokkel ble åpnet for petroleumsvirksomhet på et tidlig tidspunkt uten at det ble foretatt noen helhetlig avveining av hvilke effekter aktiviteter og utslipp kunne ha på miljøet. I petroleumsloven av 1985 ble det tatt inn bestemmelser om at letevirksomhet skal konsekvensutredes før åpning av nye områder, mens anlegg og drift skal konsekvensutredes i forbindelse med eventuelle planer for utbygging og drift av det enkelte felt. Senere er det også åpnet for gjennomføring av regionale konsekvensutredninger fra operatørens side av eksisterende og påtenkt virksomhet.

Forberedelsene til en åpning starter med at det lages et forslag til arbeidsprogram for konsekvensutredningen som sendes ut på åpen høring. På bakgrunn av forslaget og de innkomne innspillene utarbeides et endelig arbeidsprogram. Når utredningen er ferdig, sendes resultatet igjen ut på høring. Basert på disse innspillene lager Olje- og energidepartementet et forslag til Stortinget. Denne prosessen sikrer at alle berørte interesser blir hørt og at vedtaket er fattet på et solid faglig grunnlag.

Når det gjelder gjennomføring av konsesjonsrunder, innledes denne prosessen ved at Olje- og energidepartementet ber selskapene nominere arealer de mener bør inkluderes i den forestående runden. Basert på nominasjonene fra selskapene og på OEDs og ODs egne vurderinger innledes en prosess med Miljøverndepartementet og Fiskeridepartementet, som i sin tur leder fram til det endelige forslag til utlysning av areal som fremmes for regjeringen. Regjeringen blir her forelagt forslag både til hvilke arealer som skal lyses ut og til eventuelle miljø- og fiskerivilkår. Miljø- og fiskerivilkårene kan være både av generell og blokkspesifikk art. Som følge av regjeringsvedtak lyses runden ut. Deretter følger en periode der selskapene enkeltvis eller i grupper utformer sine søknader. I etterkant av søknadsfristen vurderes disse av OED og OD, før regjeringen blir forelagt et forslag til tildeling. På bakgrunn av regjeringsvedtak finner tildeling av nye utvinningstillatelser sted.

I forbindelse med 17. konsesjonsrunde (2002) ble det ved utvelgelse av blokker og fastsettelse av omfang lagt stor vekt på forholdet mellom petroleumsvirksomheten og andre viktige samfunnsinteresser, for å balansere interessene knyttet til miljø, fiskeri-, havbruks- og petroleumsvirksomhet. Blokker i det såkalte Nordland VI-området ble ikke inkludert i utlysningen av 17. konsesjonsrunde. Det er behov for mer informasjon før en utvider petroleumsaktivitetene i dette følsomme området. Regjeringen har således igangsatt en

utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten–Barentshavet. Regjeringen vil avvente resultatene fra denne utredningen før det blir aktuelt å lyse ut nye blokker i Nordland VI-området og nordover. For flere av områdene som ble lyst ut er det satt strenge blokkspesifikke miljø- og fiskerivilkår. Bl.a. er det strenge begrensninger i forhold til når det er tillatt å gjennomføre seismiske undersøkelser og leteboring i oljeførende lag. Likeledes ble det for flere områder stilt krav om nullutslipp av miljøfarlige komponenter til det marine miljø i både lete- og produksjonsfasen, samt nullutslipp av produsert vann i produksjonsfasen. Tilsvarende miljøkrav har ikke vært satt ved tidligere konsesjonsrunder. Departementet vil også i kommende tildelinger sette strenge krav i områder som er særlig utsatt ut fra miljø- og fiskerihensyn.

I forbindelse med 17. konsesjonsrunde er det i tillegg varslet ulike utredninger av mer generell art, så som forskning på langtidseffekter på marine organismer fra produsert vann. I forbindelse med eventuell utbygging og drift skal det i forbindelse med konsekvensutredninger gjennomføres et kartleggingsprogram av sjøfugl i Norskehavet.

## **6.2 Gjennomgang av utfordringer i de ulike deler av norsk kontinentalsokkel**

---

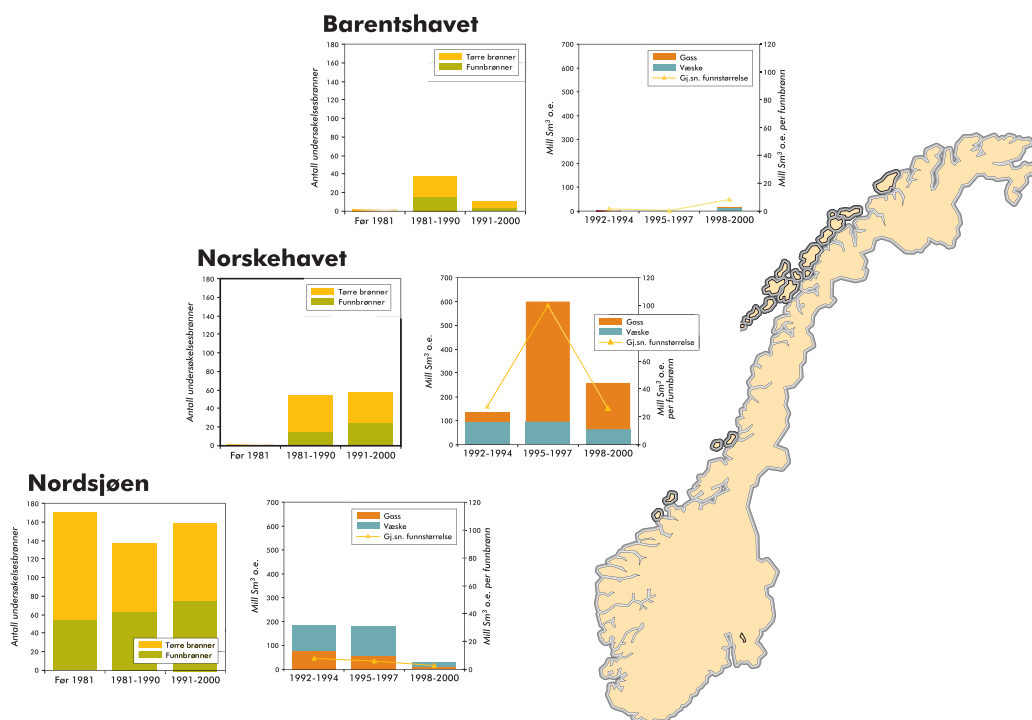
### **6.2.1 Nordsjøen**

Nordsjøen er det best utforskede området på norsk kontinentalsokkel. Etter over 30 års leting og produksjon kan store deler av Nordsjøen betraktes som modent. Både myndighetene og oljeselskapene har god geofaglig forståelse av området, men i deler av Nordsjøen og i Skagerrak, som ikke er åpnet for petroleumsaktivitet, er det fortsatt områder som ikke er utforsket.

Leteaktiviteten har vært og er fremdeles høyere i Nordsjøen enn i andre områder på kontinentalsokkelen. Gjennomsnittlig antall undersøkelsesbrønner per år siste tre år er 10 brønner, og vi forventer samme aktivitet i årene framover. For 2002 er det planlagt 15 undersøkelsesbrønner i Nordsjøen. De fleste boringene vil være i områder nær eksisterende infrastruktur.

Ressurstilveksten og funnstørrelsen har vært avtagende de siste ti årene. Gjennomsnittlig funnstørrelse siste ti år er 7 mill Sm<sup>3</sup> o.e. Det forventes at framtidige funn fortsatt vil være relativt små, selv om det fremdeles er muligheter til å gjøre enkelte større funn.

En utfordring i Nordsjøen er å få tidsriktig boring av prospekter i nærheten av eksisterende og planlagt infrastruktur. Hvis ikke små funn i slike områder utvinnes mens de store innretningene er i drift, risikerer en at en del små funn aldri blir lønnsomme å utvinne. Her er både tidsriktig tildeling av areal og en raskere avklaring av ressurspotensialet i allerede tildelte utvinningstillatelser utfordringer for framtidig letestrategi.



Figur 6.2 Antall undersøkellesbrønner, størrelsen på totale funn og gjennomsnittlige funnstørrelser fordelt på områdene Barentshavet, Norskehavet og Nordsjøen.

Kilde: OD

I forbindelse med Nordsjøtildelingene 2000 og 2001 ble det bestemt at en med bakgrunn i den kunnskap som foreligger om miljøkonsekvenser av petroleumsvirksomheten skulle vurdere behovet for utredninger av de samlede konsekvensene av gjeldende og framtidig petroleumsaktivitet i Nordsjøen.

I etterkant av dette har Olje- og energidepartementet gått gjennom det som er gjort og det som er planlagt av miljøundersøkelser i Nordsjøen. Det seneste og mest omfattende arbeidet i den forbindelse er den regionale konsekvensutredningen som ble overlevert myndighetene i 1999, utarbeidet av oljeselskapene på norsk kontinentalsokkel. Denne utredningen består av ulike temarapporter som tar for seg konsekvensene av den samlede nåværende og framtidige petroleumsaktiviteten på norsk sokkel sør for 62° N. Her blir både konsekvensene av utslipp til luft og sjø behandlet med spesiell fokus på mulige ulemper dette kan påføre miljøet lokalt, samt hvordan virksomheten påvirker andre næringer i området. Det blir også gitt prognoser for framtidige utslipp.

Det var i etterkant av denne konsekvensutredningen bred enighet blant myndigheter, forskningsmiljøer og oljeindustrien om at det er et særlig behov for å styrke kunnskapen når det gjelder langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten. Regjeringen har derfor lagt fram forslag om i samarbeid med industrien å igangsette et forskningsprogram i regi av Norges forskningsråd på dette temaet. Forskningsprogrammet omtales nærmere i kapittel 4.2.4.

Regjeringen har også nylig lansert utarbeidelsen av helhetlige forvaltningssplaner for kyst- og havområdene basert bl.a. på utredninger av konsekvenser

fra ulike sektorer, se omtale i kapittel 4.2.2. I arbeidet med en eventuell forvaltningsplan for Nordsjøen vil petroleumsvirksomheten, som en av brukerne av havområdet, bli omfattet av dette arbeidet.

På bakgrunn av ovennevnte ser regjeringen på det nåværende tidspunkt ikke behov for å sette igang ytterligere utredninger av de samlede konsekvenser av gjeldende og framtidig petroleumsvirksomhet i Nordsjøen utover nevnte forskningsprogram.

### **6.2.2 Norskehavet**

Det største bidraget til ressurstilveksten de siste ti år er fra letevirksomheten i Norskehavet (jf. figur 5.2). Til tross for at det de siste år har vært noen skuffende leteresultater, er det de siste fem til seks årene gjort en rekke betydelige funn i dette området. På grunnlag av dette har en i deler av Norskehavet sett flere større utbygginger, samtidig som nye utbygginger er under planlegging. Slike utbygginger har i seg selv god lønnsomhet, og innfasing av mindre funn bidrar til å øke lønnsomheten.

I figur 5.2 framgår det at størsteparten av de påviste ressursene i Norskehavet er gass. De største påviste funnene er Ormen lange (gass), Kristin (gass/kondensat) og Skarv (gass og olje). Ormen lange er så langt det nest største gassfunnet som er påvist på norsk kontinentalsokkel, med utvinnbare ressurser på om lag 400 mrd Sm<sup>3</sup> gass.

Det er i Norskehavet blitt boret gjennomsnittlig sju undersøkelsesbrønner årlig de siste tre årene. For 2002 er det planlagt ni undersøkelsesbrønner. Det forventes at framtidig letevirksomhet vil kunne føre til nye, betydelige funn. En utfordring er å få til en effektiv utforskning og utbygging av infrastruktur for å møte de voksende gassmarkedene på kontinentet og i Storbritannia. En skrittvis utforskning av dette området gjennom tilsvarende skrittvis tildeling av utvinningstillatelser kan sikre en god samordning og utnyttelse av feltsentra, rørledninger og landterminaler. Departementet vil derfor vurdere om nye konsesjonsrunder hvert annet år i umodne områder er et riktig tildelingstempo.

### **6.2.3 Barentshavet**

Oljedirektoratets ressursberegninger viser at det kan være et betydelig potensial i Barentshavet. Ny 2D- og 3D-seismikk som er samlet inn i forbindelse med det såkalte «Barentshavsprosjektet» (1997) vil, sammen med resultatene fra de siste års leteboringer, bidra til å øke forståelsen av områdets geologi, samt til videre kartlegging av potensielle utvinnbare petroleumsressurser.

Ved årsskiftet 2001/2002 er det boret 59 letebrønner i Barentshavet, og samlet er det investert 20–25 mrd kroner i letevirksomheten. Letingen har resultert i to vesentlige funn – Snøhvit (gass, kondensat og olje) i 1984 og Goliat (olje med litt gass) i 2000.

Det ble gjennomført seks leteboringer i perioden 2000/2001, hvorav tre boringer var i områder tildelt i Barentshavsprosjektet i 1997. Ventelig vil ytterligere 2–3 letebrønner bores på bakgrunn av de forpliktelser selskapene ble pålagt i forbindelse med Barentshavsprosjektet. Det vil imidlertid ikke bli gjennomført nye leteboringer i Barentshavet i inneværende år.

#### **6.2.4 Oppfølging av aktivitet i de nordlige havområdene**

I forbindelse med at leteboring ble igangsatt utenfor Nord-Norge ble det i 1980 opprettet et avdelingskontor for Oljedirektoratet i Harstad. Oljedirektoratets kontor har i hovedsak hatt ansvaret for oppfølging av leteaktivitet og ressurskartlegging i det nordlige Norskehavet og Barentshavet. Aktiviteten i disse havområdene har ikke gitt grunnlag for å opprettholde den aktivitet ved kontoret som man hadde tenkt seg i utgangspunktet. I dag har også Statoil og Norsk Hydro fagmiljøer i Harstad.

Myndighetene anser det som viktig å sikre fortsatt tilstedeværelse av Oljedirektoratet i Harstad. Ved rekruttering av nye medarbeidere vil direktoratet måtte vurdere hvordan bemanningen ved Harstad-kontoret kan sikres. I dette arbeidet bør direktoratet også vurdere en omlegging av kontorets ansvarsområde, hvis dette kan gi en bedre utnyttelse av den totale faglige ekspertise som direktoratet besitter.

#### **6.2.5 Framtidig letevirksomhet**

For å nå den langsiktige utviklingsbanen med oljeproduksjon i 50 år og gassproduksjon i et hundreårsperspektiv, må det påvises nye ressurser. Dette stiller store krav til letevirksomheten. Myndighetene må sikre en effektiv utnyttelse av konsesjonsbelagt område samt tilføre industrien nye attraktive områder gjennom tildelinger av areal som er åpnet for petroleumsaktivitet.

For å sikre ressurstilgangen er det viktig at alt areal som er åpnet for petroleumsvirksomhet blir utforsket på en effektiv måte. Dette betyr at allerede åpnet areal med miljø- og fiskeriutfordringer også må kunne inkluderes i kommende konsesjonsrunder. Det må imidlertid stilles spesielle miljø- og fiskerivilkår i forbindelse med utforsking av disse områdene. Departementet vil også, på bakgrunn av resultatene fra utredningen av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten–Barentshavet, vurdere nye tildelinger i Barentshavet i kommende konsesjonsrunder.

Det er også viktig å få utforsket de områdene som til nå ikke har vært åpnet for petroleumsvirksomhet for å sikre ressurstilveksten og en fullgod ressursforvaltning. En eventuell åpningsprosess for disse områdene vil måtte følge etter gjennomføringen av utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten–Barentshavet. De områdene som er av særlig interesse er de gjenværende, ikke åpnete områdene i Norskehavet og Barentshavet Sør.

#### **6.2.6 Framtidig virksomhet på dypere vann**

I 1994 åpnet Stortinget for letevirksomhet på dypt vann. I 15. konsesjonsrunde (1996) ble de første sju utvinningstillatelsene tildelt i henholdsvis Vøringbassenget I, II og Mørebasenget. I 16. konsesjonsrunde (2000) ble fem nye utvinningstillatelser tildelt på dypt vann. Selskapene viser fremdeles stor interesse for områdene på dypt vann og tre nye områder inngikk i 17. konsesjonsrunde. Det er først og fremst blokker som ligger nord for Ormen lange og blokker enda noe lenger vest i Norskehavet industrien har vist interesse for. Før 1997 var den dypeste letebrønnen i Norskehavet på 523 meters vanddyp, mens i dag er den på over 1300 meter. Ved utgangen av 1. kvartal 2002 er det boret ni dypvannsbrønner. I løpet av 2002 kan en forvente omkring fire letebrønner på

dypt vann. Den dypeste brønnen som er planlagt ligger på mellom 1700 og 1800 meters vanddyb. Både planleggingen og gjennomføringen av alle borin- gene på dypt vann har vært vellykket.

Akutte brønnutslipp på dypt vann vil oppføre seg forskjellig fra brønnut- slipp i grunne områder, med stor spredning og dispergering i vannmassene før utslippet når overflaten. Dette vil stille spesielle krav til beredskap og opp- samlingsutstyr. Prosjektet «Norwegian Deepwater Program (NDP)», bestående av selskaper som er operatører i utvinningstillatelser på dypt vann, arbeider med å møte disse utfordringene. Betydelige ressurser brukes for å undersøke strømningsmønster og spredning av hydrokarboner ved et ukon- trollert utslipp på dypt vann.

### **6.3 Rammeverk**

---

Tildeling av utvinningstillatelser og omfanget på slike tildelinger er en viktig del av industriens rammebetingelser og myndighetenes styringssystem for kontinentalsokkelen. Forutsigbarhet i tildelingspolitikken med hensyn til hvilke arealer som blir utlyst, når områdene gjøres tilgjengelig og hvilke kri- terier tildelinger skjer på, påvirker selskapenes mulighet for langsiktig plan- legging. Økt forutsigbarhet vil bedre selskapenes ressursallokering og dermed bidra til økt effektivitet i næringen. Dette vil øke interessen for norsk kontinentalsokkel og bidra til at det skapes større verdier for staten og selska- pene. Departementet vil derfor gjennom sin konsesjonspolitikk, til enhver tid søke å forbedre forutsigbarhet og effektivitet.

#### **6.3.1 Effektivisering av årlige tildelinger**

Norsk kontinentalsokkel kan deles inn i ulike områder med relativt ulik grad av modenhet. I store deler av Nordsjøen har en i lang tid hatt stor petroleum- saktivitet, og flere av de største feltene har vært i produksjon i lengre tid. Selv om en i disse områdene har avtagende forventninger til å gjøre nye, store funn, er det fortsatt et klart potensial for å påvise mindre ressurser som er lønnsomme å utvinne dersom disse tilknyttes eksisterende installasjoner. Vi står overfor samme situasjon i enkelte modne områder i Norskehavet.

De siste årene har en gjennomført årlige tildelinger i Nordsjøen, med det siktemål å tildele arealer der en kan påvise petroleumsressurser som kan fases inn til allerede eksisterende installasjoner.

For å øke interessen for å utvikle denne typen petroleumsressurser, ønsker regjeringen å ytterligere effektivisere tildelinger av utvinningstillat- telser i slike områder. I en situasjon der mange av de største feltene på konti- nentalsokkelen står overfor en fallende produksjonsutvikling vil dette være et positivt bidrag for å opprettholde Norges posisjon som en stor eksportør av olje og gass.

Samtidig vil tiltaket regjeringen nå legger opp til ventelig gjøre det mer attraktivt for nye typer selskaper, eksempelvis mindre oljeselskaper og lev- erandørindustrielskaper, å etablere seg som rettighetshavere på norsk kon- tinentalsokkel. Slike selskaper har i større grad enn de aller største selskap- ene denne typen ressurser som et hovedfokus. De vil således bidra med en virksomhet som vil utgjøre et viktig supplement til den aktiviteten en kan for- vente at de største selskapene vil forestå.

Generelt sett er det i gjennomføringen av konsesjonsrundene viktig med forutsigbarhet og effektivitet. Under dagens system fastsetter myndighetene i forkant av hver enkelt konsesjonsrunde hvilke arealer selskapene skal gis anledning til å søke på. Denne ordningen innebærer at det kan oppfattes å være manglende forutsigbarhet knyttet til hvilke blokker i de modne områdene som vil være tilgjengelige å søke på fra år til år. Dette medfører ulemper for selskapene i forhold til langsiktig planlegging av leteaktiviteten i de modne områdene. Det er under dagens system heller ingen fast timeplan for myndighetenes behandling av søknadene og tildeling av nye utvinningstillatelser. Dagens ordning innebærer også for myndighetene at det hvert år gjennomføres en relativt omfattende prosess for å avklare hvilke arealer som skal lyses ut.

For å forenkle og effektivisere gjennomføringen av tildelingsprosessen legger regjeringen opp til å etablere faste, forhåndsdefinerte leteområder i modne deler av Nordsjøen. Det vil i tillegg være aktuelt å inkludere modne områder i Norskehavet. Fastsettelsen av slike faste letearealer med generelle miljø- og fiskerivilkår i modne områder vil skje gjennom vedtak i regjeringen på samme måte som en i dag fastsetter hvilke arealer som skal lyses ut i forbindelse med de enkelte konsesjonsrunder. Dette betyr at området vil bli fastsatt gjennom vedtak i regjeringen etter framleggelse av Olje- og energidepartementet og forutgående saksbehandling med Miljøverndepartementet og Fiskeridepartementet. Områdene som velges ut vil i framtiden inngå i de årlige tildelingene i modne områder. Selskapene vil således vite hvilke arealer de vil bli gitt anledning til å levere inn søknader på i de kommende år og hvilke generelle miljø- og fiskerivilkår som vil gjelde for området. En ser for seg et opplegg der selskapene kan levere inn søknad når som helst i løpet av året. Myndighetene vil så én gang i året, eksempelvis 1. september, behandle søknadene som har kommet inn før denne datoen, med påfølgende tildeling av arealer innen utløpet av samme år. Med hensyn til fastsettelse av initiell periode og omfang av arbeidsforpliktelsen er det generelt sett naturlig å tilpasse vilkårene til de blokkspesifikke forhold. Imidlertid vil det som en hovedregel settes forholdsvis korte frister for gjennomføring av arbeidsforpliktelsen. For utvinningstillatelser tildelt innenfor det forhåndsdefinerte leteområdet vil en såkalt «drill or drop»-arbeidsforpliktelse være det normale. Her gis selskapene eksempelvis to år til å vurdere om de ønsker å bore en brønn. En eventuell boring må i så tilfelle gjennomføres i løpet av eksempelvis ytterligere to år. Alternativt må hele arealet tilbakeleveres.

Krav til søknadsdokumentasjon settes lik det en i dag har i nordsjøtildelingene. Selve tildelingen av nye utvinningstillatelser vil, som med dagens system, skje etter vedtak i regjeringen i henhold til petroleumsloven.

Ettersom nye områder modnes vil det være aktuelt å inkludere disse i det forhåndsdefinerte området. En slik eventuell utvidelse vil skje ihht. ovennevnte framgangsmåte for etablering av forhåndsdefinert område, dvs. gjennom vedtak i regjeringen etter fremleggelse av Olje- og energidepartementet og forutgående saksbehandling med Miljøverndepartementet og Fiskeridepartementet.

Et slikt opplegget anses å være en naturlig videreføring av den politikk norske myndigheter hittil har ført. Ovennevnte omlegginger i tildelingspoli-

tikken gjelder inntil myndighetene eventuelt fastsetter ny politikk for tildeling av utvinningstillatelser i modne områder.

En utfordring i konsesjonspolitikken er å unngå opphopning av areal hos selskapene som det ikke arbeides aktivt med. Rettighetshaverne må oppmuntres til raskt å kartlegge prospektiviteten, utforske området og avklare lønnsomheten av eventuelle påviste ressurser. På denne måten kan areal som av ett selskap vurderes som lite prospektivt raskere tilbakeleveres, slik at eventuelle andre aktører med annet syn på prospektiviteten kan få mulighet til å utforske området.

Fram til i dag har utvinningstillatelser vært tildelt med en initiell periode på inntil 10 år, men som hovedregel 6 år. Det er spesielt kombinasjonen av lang initiell periode og dagens hyppige tildelinger i modne områder som kan føre til en uheldig opphoping av areal hos selskapene. For å unngå slike situasjoner ønsker departementet at lengden på initiell periode og arbeidsforpliktelsene tilpasses arealets modenhet og utforskningsnivå.

For allerede tildelte områder må målsettingen om aktiv utforsking oppnås gjennom et samarbeid med industrien. Departementet vil derfor utfordre industrien til en dialog om denne typen problemstillinger.

For kommende utvinningstillatelser kan det imidlertid settes krav til raskere utforsking av området enn det som tidligere har vært vanlig. Det er blant annet stadig vanligere at areal til dels er dekket av 3D-seismikk allerede ved tildelingstidspunktet. Departementet vil i framtiden mer aktivt bruke arbeidsforpliktelser som innebærer rask tilbakelevering av tildelt areal. Det er da spesielt de tidligere omtalte «drill or drop» forpliktelsene og såkalte «seismiske opsjoner» som er aktuelt å bruke. En «seismisk opsjon» innebærer at en rettighetshavergruppe eksempelvis gis to år til å samle inn og tolke seismikk. Deretter har den for eksempel nye to år til å gjennomføre boring. Der som rettighetshaverne ikke velger å gjennomføre boring, må tillatelsen tilbakeleveres i sin helhet.

### **6.3.2 Forutsigbarhet i tilgang på nye leteområder**

De framtidige funnene i de modne områdene forventes i hovedsak å være relativt små. Det er derfor også et behov for at industrien jevnlig har tilgang til umodent areal med større prospektivitet. For tildeling av umodne områder i Norskehavet har det de siste år vært gjennomført ordinære konsesjonsrunder. Denne politikken vil bli videreført, men departementet åpner for å inkludere umodent areal også fra andre deler av kontinentalsokkelen i disse rundene. 17. konsesjonsrunde omfattet kun områder i Norskehavet. 18. konsesjonsrunde kan inkludere områder fra andre deler av kontinentalsokkelen.

### **6.3.3 Andre endringer i rammeverket**

I St.meld. nr. 39 (1999–2000) ble gruppesøknader på hele kontinentalsokkelen introdusert. Før dette hadde enkelte konsesjonsrunder åpnet for gruppesøknader uten at dette hadde vært en generell politikk. Begrunnelsen for å tillate gruppesøknader har variert avhengig av hvilke områder som har vært utlyst. I Barentshavet og tidlige runder i Nordsjøen (1. og 2. konsesjonsrunde) var begrunnelsen selskapenes mulighet til å spre risikoen i høy-risiko-områder. I forbindelse med Nordsjøtildelingene fra 1999 fram til i dag og i 17.



konsesjonsrunde (2002) har hovedgrunnene vært å redusere selskapenes utgifter i forbindelse med søknadene, la selskapene selv velge samarbeidspartnere, samt å gi nye selskaper innpass på kontinentalsokkelen gjennom å inngå samarbeid med etablerte selskaper. I modent areal har det også vært naturlig at rettighetshaverne i en utvinningstillatelse gjerne vil samarbeide om leting etter tilleggsressurser og utbygging av funn som kan fases inn til deres infrastruktur. Departementet vil evaluere erfaringene fra de siste års bruk av gruppesøknader på hele kontinentalsokkelen. Det vil da blant annet bli sett nærmere på om ordningen faktisk har ført til lavere kostnader for selskapene, om ordningen gir en effektiv og samfunnsmessig god utnyttelse av ressursene og i hvilken grad ordningen har bidratt til at nye selskaper har fått mulighet til å etablere seg på norsk kontinentalsokkel.

Departementet vil også vurdere øvrige erfaringer fra 17. konsesjonsrunde, herunder prosessene rundt nominering forut for utlysning og hyppigheten i rundene.

#### **6.4 Effektivitet i petroleumsvirksomheten**

---

Det er en rekke utfordringer knyttet til å få fram verdipotensialet som ligger i en videreutvikling av petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel. En viktig oppgave knyttet til å nå den langsiktige utviklingsbanen er å utvikle petroleumsressursene på en effektiv måte. Dette gjelder ikke bare i letefasen. En overordnet oppgave for olje- og gassvirksomheten er å sikre effektivitet i alle faser av petroleumsvirksomheten, for dermed å øke verdiskapingen. I denne delen gis en gjennomgang av to områder som skal bidra til økt effektivitet i virksomheten.

##### **6.4.1 Aktørbildet**

Aktørbildet på norsk kontinentalsokkel har tradisjonelt vært dominert av Statoil, Norsk Hydro og de store internasjonale oljeselskapene. Dette har vært en naturlig konsekvens av at petroleumsaktiviteten har vært teknisk og finansielt krevende. Ettersom det i dag er store forskjeller i modenhet og utforskningsnivå på kontinentalsokkelen, er det naturlig at det framtidige aktørbildet også gjenspeiler dette. Det er fremdeles behov for de store aktørene som kan påta seg krevende og kapitalintensive prosjekter, men samtidig er det viktig å få inn selskaper som har fokus på mindre prospekter. I tillegg til at kontinentalsokkelen varierer mye i grad av modenhet, har også aktørbildet internasjonalt utviklet seg til å inkludere flere og mer spesialiserte selskaper. Nye typer aktører med differensiert spisskompetanse vil kunne utfylle aktørbildet, øke mangfoldet, bidra til nye lete- og utbyggingsstrategier og sikre utnyttning av marginale funn.

Det blir en viktig oppgave for departementet å evaluere hvilke type kvalifikasjoner og kompetanse samt hvilken sammensetning av selskaper som skal til for å kunne bidra til størst mulig verdiskaping i årene framover. I modne områder vil det være spesielt fokus på utbygging av mindre funn og haleproduksjon.

### *Prekvalifisering*

I forbindelse med ønsket om å få nye kompetente aktører inn på norsk kontinentalsokkel, har departementet opprettet et system for prekvalifisering av hhv. rettighetshavere og operatører. Bakgrunnen for opprettelsen av dette systemet var å gi selskapene et tilbud om evaluering av deres egnethet for deltagelse på norsk kontinentalsokkel før selskapene bruker ressurser på å vurdere konkrete forretningsmuligheter. I tillegg benyttes systemet dersom myndighetene anser det som nødvendig å foreta en ny gjennomgang av selskaper som i dag er rettighetshavere med lavt aktivitetsnivå og som ønsker å øke aktiviteten.

Det overordnede kravet til nye aktører er at de må kunne bidra til verdiskaping på kontinentalsokkelen. Rettighetshaverne trenger imidlertid ikke å ha like god kompetanse innen alle relevante fagfelt, men må gjennom sin spisskompetanse kunne bidra til verdiskapingen. Selskapene må ha minimumskompetanse innen alle relevante fagfelt, for å være i stand til å analysere, forstå og følge opp operatørens aktiviteter i utvinningstillatelsen. Rettighetshaverne må også ha tilstrekkelig egen kapasitet og kompetanse til å ivareta gjeldende krav til helse, miljø og sikkerhet. I tillegg må selskapet dokumentere evne til å ivareta finansielle krav i forbindelse med de forpliktelser man har som rettighetshaver i de aktuelle tillatelsene. Dette innebærer bl.a. at selskapet må ha et solid fundament av egenkapital og at det er et rimelig forhold mellom egenkapital og gjeld i selskapet. Det kan også være aktuelt å kreve at selskapet legger fram en plan for finansielle forpliktelser for de første års aktivitet på norsk kontinentalsokkel.

Operatører må ha tilstrekkelig ressurser og personell til å kunne styre og gjennomføre de aktuelle operasjoner og aktiviteter i henhold til det til enhver tid gjeldende regelverk. I tillegg må selskapet kunne dokumentere evne til å ivareta finansielle krav i forbindelse med de forpliktelser aktøren har i forhold til andelene i de aktuelle tillatelsene.

Departementet vil ved en forespørsel om prekvalifisering vurdere selskapet slik det framstår på det tidspunkt selskapet ber om dette. I gitte tilfeller kan det vurderes å prekvalifisere basert på en forpliktende plan for utbedringer. Selskapene må i slike tilfeller, innenfor en gitt frist, dokumentere at de krav til utbedringer som er satt blir oppfylt før en endelig prekvalifisering kan finne sted. Denne ordningen vil kun være aktuell i tilfeller der selskapet tilfredsstillende kompetanse-, kapasitets- og finansielle krav i stor grad, men har enkelte områder der det anses å kunne møte myndighetenes krav innen kort tid.

Interessen for prekvalifisering har vært stor. Siden oppstarten av ordningen og fram til juni 2002 har følgende selskaper blitt prekvalifisert som rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel: Gaz de France, DONG, DNO, Pelican, Aker Maritime og Paladin. Følgende selskaper har blitt prekvalifisert som operatør: Chevron, DONG (søkte om prekvalifisering som operatør etter at de hadde blitt rettighetshaver), Lasmo, Enterprise, Amerada Hess, Marathon, PGS og Kerr-McGee. I tillegg til disse selskapene er ytterligere selskaper til vurdering og andre selskaper har indikert et ønske om prekvalifisering.

Det framgår av listen av prekvalifiserte selskaper, at det er spredning både når det gjelder nasjonaliteten, størrelsen og erfaring. Noen av selskapene som har blitt vurdert, og er til vurdering, er en type selskaper som tidligere ikke

har vært representert i særlig stor grad på kontinentalsokkelen. Dette er i tråd med departementets ønske om deltakelse fra nye typer aktører.

#### **6.4.2 Samsvarsuttalelse for flyttbare innretninger (SUT)**

Det har på norsk kontinentalsokkel vært problemer med tilgang på rigger til boring og brønnintervensjon til akseptable priser. Dette har vært sett på som en flaskehals for videreutvikling av olje- og gassressursene. Ordningen med samsvarsuttalelse for flyttbare innretninger (SUT) vil kunne bidra til å bedre tilgangen på rigger i det norske markedet.

Ordningen ble iverksatt august 2000 som en frivillig ordning. «SUT-ordningen» innebærer at Oljedirektoratet og Sjøfartsdirektoratet, på bakgrunn av forpliktende informasjon fra søker, tar stilling til om en flyttbar boreinnretning og relevante deler av rederens styringssystem på søknadstidspunktet er i samsvar med regelverket for de omsøkte operasjoner. Etter at uttalelsen er avgitt, er det rederens plikt å sørge for at tilstanden på søknadstidspunktet blir vedlikeholdt. Ordningen innebærer med andre ord ikke en godkjenningsordning i tradisjonell forstand.

Ordningen er blant annet iverksatt for å imøtekomme rederes ønske om bedre forutsigbarhet i forhold til myndighetskrav. Ordningen er også ment å kunne gi betydelig effektiviseringsgevinst for eierne, for operatørselskaper som skal bruke innretningene og for myndighetene. Gevinsten vil oppnås når en innretning med en «SUT-uttalelse» skal tas i bruk i nye oppdrag. De berørte parter kan da i stor grad bygge på tidligere utført verifikasjonsarbeid, slik at unødig dobbeltarbeid blir unngått.

Erfaringer så langt viser at ordningen fungerer etter hensikten. Tilbakemeldinger viser at ordningen også har hatt stor betydning for å bedre regelverkskompetansen i næringen. Den har også bidratt til å bedre arbeidsmiljøet på de flyttbare innretningene og sikret strukturerte og helhetlige gjennomganger av innretninger og utstyr på disse. Dette har bidratt til at aktørene har fått bedre oversikt over de faktiske forhold i virksomheten, noe som har ført til en forbedring av teknisk tilstand på innretningene.

I regi av North Sea Offshore Authorities Forum arbeides det med å etablere en ordning der dokumentasjon av en flyttbar innretnings tekniske tilstand skal kunne legges til grunn ved bruk av innretningen innenfor hele området som omfattes av NSOAF-samarbeidet. En slik ordning vil kunne bidra til at en unngår unødig dobbeltarbeid ved forflytning av disse innretningene i Nordsjøbassenget.

St.meld. nr. 7 (2001–2002) «Om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten» ble behandlet 7. mai 2002. Stortinget ba regjeringen innføre SUT som en obligatorisk ordning. Arbeids- og administrasjonsdepartementet vil utrede hvordan dette kan la seg gjøre på en hensiktsmessig måte.

## **7 Oljeforvaltning for økt verdiskaping i modne områder**

### **7.1 Hvordan øke verdiskapingen basert på gjenværende oljeressurser?**

---

I kapittel 1 er to ulike utviklingsbaner skissert. Regjeringens ambisjon er å bidra til at den langsiktige utviklingsbanen blir realisert. Oppnår man dette vil oljeproduksjonen kunne vedvare i minst 50 år til. For selv om Norge har produsert olje i over 30 år, er mer enn 60 pst. av de totale oljeressursene ennå ikke produsert. Potensialet for fortsatt verdiskaping er altså betydelig. Dersom en skal nå den langsiktige utviklingsbanen vil det kreve betydelig innsats og vilje til nyskaping fra alle impliserte aktører.

I den langsiktige utviklingsbanen er det forutsatt en effektiv letevirksomhet slik at uoppdagede ressurser kan påvises. Store deler av potensialet i langtidsbanen er imidlertid knyttet til ressurser i felt som allerede er i produksjon. Et stort verdipotensial er knyttet til å øke utvinningsgraden. Gjennomsnittlig forventet utvinningsgrad for oljefelt i produksjon og under utbygging er 44 pst. Anslaget for utvinningsgraden har ikke endret seg de siste tre årene. Dette bryter en sammenhengende trend med årlige oppjusteringer på hele 1990-tallet. Regjeringen mener derfor at myndigheter og industri bør ha en felles målsetting om å øke den gjennomsnittlige utvinningsgraden for olje til minst 50 pst.

For staten som ressurseier er det svært viktig å påse at ressursene utnyttes på en best mulig måte. Mange felt er i en fase med avtakende produksjon og stigende driftskostnader. Produksjonen fra disse feltene vil bli faset ut dersom ikke omfattende tiltak iverksettes. Hvilke tiltak som er påkrevd kan variere mellom ulike felt, men en fellesnevner er at beslutninger som innebærer store endringer må fattes mens produksjonen er på et visst nivå. Dette stiller selskapene overfor svært krevende utfordringer, som for eksempel å redusere driftskostnadene. I mange tilfeller må en også vurdere nye måter å drive feltene på. Store omlegginger av driften vil være økonomisk forsvarlig så lenge ressursgrunnlaget er av en viss størrelse. Dette gjør at beslutningene selskapene står overfor i mange tilfeller er tidskritiske. For samfunnet er det avgjørende at nevnte tiltak blir gjennomført, da alternativet kan resultere i at potensielt lønnsomme petroleumsressurser blir etterlatt for all framtid.

Skal man forhindre at verdifulle ressurser etterlates i undergrunnen må en derfor være villig til å vurdere et bredt spekter av effektiviseringstiltak. Slike tiltak kan for eksempel være:

- erstatte eksisterende installasjoner med færre, mer tilpassede enheter.
- utvide bruken eller initiere nye metoder for økt utvinning.
- ta i bruk ny teknologi.
- intensivere leting etter og innfasing av tilleggsressurser slik at prosesserings- og transportkapasitet utnyttes effektivt.

- fornye eksisterende arbeidsprosesser, herunder vurdere å flytte arbeidsoppgaver til land.
- samordning av logistikk- og andre støttefunksjoner.
- samarbeid på tvers av utvinningstillatelser.
- eiermessig restrukturering, herunder introdusere nye aktører med spisskompetanse.

Listen over er på ingen måte uttømmende, men er ment å illustrere at nye utfordringer kan kreve nye løsninger. I en slik sammenheng må en være villig til å tenke nytt og vende alle steiner slik at ressurspotensialet blir utnyttet.

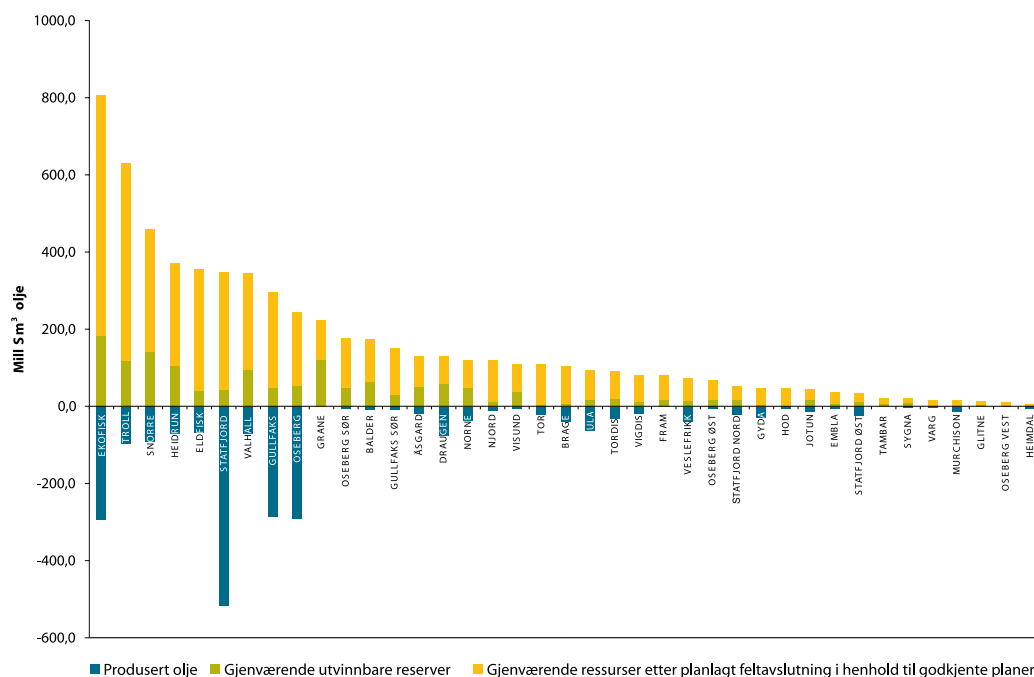
De sentrale aktørene i denne typen prosesser er rettighetshaverne i aktuelle utvinningstillatelser og særlig operatørselskapene. Det er rettighetshaverne som må angripe utfordringene en står overfor og drive fram løsninger som bidrar til økt verdiskaping.

Myndighetene må på sin side være forberedt på at omfattende omstillingprosesser kan være nødvendig dersom utfordringene petroleumsnæringen står overfor skal løses. I kjølvannet av dette må myndighetene være villige til å vurdere om etablerte prinsipper og gjeldende rammevilkår skaper de rette insentiver for økt verdiskaping. Dersom det viser seg at dette ikke er tilfelle, må myndighetene være villige til å tilpasse rammevilkårene slik at ressurser ikke ødes, men kommer samfunnet til gode. Avveininger i forhold til miljøhensyn vil måtte inngå i en slik vurdering.

Regjeringen har tiltro til at rettighetshaverne på norsk kontinentalsokkel har den kompetanse og vilje som skal til for å oppfylle forpliktelsen om ikke å øde ressurser. Regjeringen vil på sin side spille aktivt på tilgjengelige virkemidler der tilpasning i rammevilkårene kan bidra til økt verdiskaping for samfunnet. Regjeringen vil understreke betydningen av at myndighetene stiller opp om verdiskapende tiltak selv om dette innebærer store endringer. Hvis man for eksempel ikke klarer å øke den gjennomsnittlige utvinningsgraden fra dagens oljefelt til 50 pst., vil samfunnet gå glipp av en bruttoverdi på mer enn 500 mrd kroner, om anslagene i revidert nasjonalbudsjett legges til grunn. Regjeringen ser det derfor som en viktig oppgave å legge til rette for at svært store verdier ikke går tapt, men skapes.

### **7.1.1 Verdiskaping gjennom økt ressursuttak**

Selv i felt med lang produksjonshistorie er det i dag betydelige gjenværende utvinnbare reserver. Figur 6.1 gir en oversikt over produserte volum, gjenværende reserver og gjenværende oljeressurser etter planlagt feltavslutning for feltene som i dag er i produksjon. Figuren illustrerer også at de gjenværende ressursene, både i dag og etter planlagt feltavslutning, vil være størst i de store feltene på norsk kontinentalsokkel.



Figur 7.1 Gjenværende utvinnbare reserver, produserte volum og gjenværende oljeressurser etter planlagt feltavslutning.

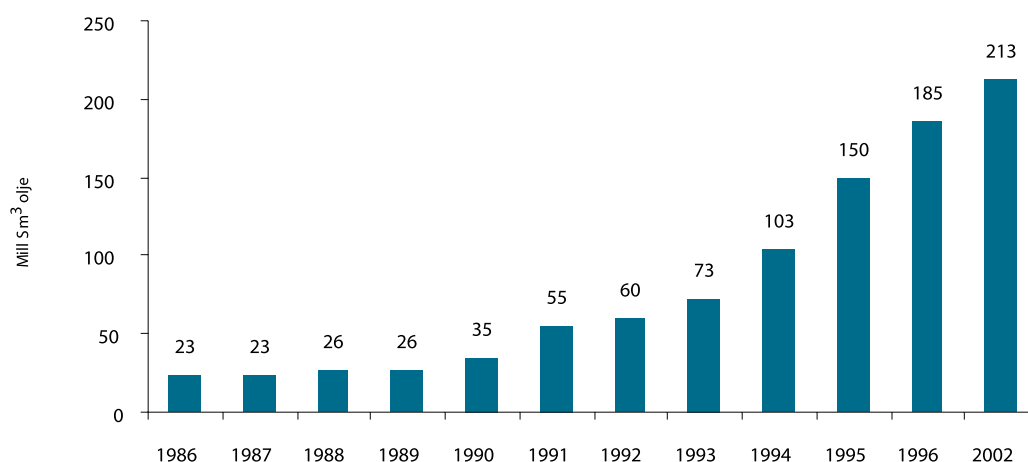
Kilde: OD

Gjenværende tilstedeværende volum i de ti største feltene er per i dag om lag 4 mrd Sm<sup>3</sup> olje. Det er nesten dobbelt så mye som for alle de øvrige oljefeltene. For de store feltene vil selv en liten økning i utvinningsgrad gi seg utslag i store ekstravolumer som kan produseres. Det er derfor i første rekke mot disse feltene fokus bør være rettet for å øke ressursutnyttelsen.

### Teknologiutvikling for økt utvinning

Teknologiutviklingen på norsk kontinentalsokkel har gjort betydelige ressurser tilgjengelige som før var regnet som ulønnsomme å utvinne. Oljeselskaper på norsk kontinentalsokkel har vært i fremste rekke når det gjelder å ta i bruk ny teknologi i forbindelse med utbygging og utvinning.

Troll, som er verdens største produserende gassfelt til havs, er et godt eksempel. Oljeressursene i feltet ble på midten av 1980-tallet ikke ansett å være økonomisk utvinnbare, men i dag er verdien av oljeresservene på Troll høyere enn verdien på gassreservene. Produksjonen har i perioder vært på godt over 400 000 fat per dag, noe som gjør Troll til et av de mestproduserende oljefelt på norsk kontinentalsokkel. Det er først og fremst ny teknologi som har gjort det mulig å drenere den tynne oljesonen i feltet gjennom horisontale brønner. Hadde ikke denne teknologien blitt utviklet, ville trolig ikke oljen på Troll blitt utvunnet, og rettighetshaverne og den norske stat ville gått glipp av store verdier. Figur 6.2 illustrerer utviklingen av utvinnbare reserver på Troll.



Figur 7.2 Utvikling av utvinnbare reserver på Troll ved horisontal boring.

Kilde: Norsk Hydro

Også på Snorrefeltet har anvendelse av ny teknologi og forskning bidratt til økt oljeutvinning. En av utfordringene på Snorre er at tidlig gassgjennombrudd i brønner begrenser oljeproduksjonen. En pilottest med injeksjon av skum i reservoaret har gjort det mulig å forsinke gassgjennombruddet. I følge Norsk Hydro som er operatør på Snorre, har investeringer i skuminjeksjon resultert i ekstra reserver til en bruttov verdi på ca. 250 mill kroner. Oljedirektoratet har anslått at verdiskapingspotensialet ved å bruke denne teknologien på andre felt på norsk kontinentalsokkel ligger i størrelsesorden 3,5 mrd kroner.

Oljedirektoratet framhever følgende innsatsområder som spesielt viktige for å øke feltenes utvinning:

*Reservoarforståelse og reservoartiltak* . Reservoarforståelse inkluderer metoder for reservoarkarakterisering ved hjelp av seismikk og borehullsdata, reservoarmodellering og strømningspredikering. Basert på økt reservoarforståelse vurderer man ulike tiltak for å øke utvinningen. Dette kan være forskjellige injeksjonsstrategier og plassering av brønner.

*Vannbehandling* . For de fleste felt vil vannproduksjonen øke utover i feltets produksjonsfase. Dette vil oppta prosesskapasitet og kan føre til økte prosesskostnader i tillegg til økt miljøbelastning. Bedre løsninger for vannbehandling kan derfor gi økt og forlenget utvinning fra reservoarer med høy vannproduksjon. Det foregår i dag utvikling og testing av metoder for å effektivisere vannbehandlingen. Blant annet er metoder for å blokkere for vanninntrenging fra reservoaret i brønnen under utvikling. Andre metoder tar sikte på å skille ut vannet fra brønnstrømmen før denne kommer til plattformen. Havbunnsseparasjon og nedihullsseparasjon er eksempler på teknologi under utvikling som kan redusere vannmengden som behandles på plattformen betraktelig. Ved å skille ut vann på havbunnen eller i borehullet, reduseres også energibehovet. Dette gir redusert miljøbelastning og bidrar til reduserte driftskostnader.

*Boring og brønn* . Utfordring innen boring ligger i stor grad i kvalifisering og reduksjon av risiko i forbindelse med «smarte» brønner, lange brønner og

flergrensbrønner. Nye typer boreinnretninger og boreteknologi kan redusere kostnader og muliggjøre utvinning av mindre og mer kompliserte reservoarer. Dermed bedres ressursutnyttelsen. For opprettholdelse av oljeproduksjonen vil regelmessig brønnvedlikehold være avgjørende. På bakgrunn av en utvikling mot stadig flere brønner boret fra undervannsinnetninger, vil det derfor være viktig å redusere kostnadene knyttet til brønnvedlikehold av disse.

Myndighetene har som målsetning at den gjennomsnittlige utvinningsgraden heves til 50 pst. når det gjelder oljeutvinning og 75 pst. når det gjelder gassutvinning. For å oppnå dette kreves det imidlertid nye teknologiske løst. Teknologiutvikling vil på den ene siden kunne bidra til å redusere kostnader og øke inntjeningen fra prosjekt for økt utvinning. På den annen side vil teknologiutvikling frambringe nye metoder som gjør økt utvinning fra eksisterende reservoarer teknisk mulig, samtidig som utbygging av vanskeligere og mindre reservoarer muliggjøres. I tillegg vil ny teknologi som øker utvinningen også ofte gi reduserte utslipp til miljøet.

Utvinningsgraden kan økes ved hjelp av forskjellige tiltak i ulike faser av produksjonsforløpet. I visse tilfeller kan det medføre forlenget haleproduksjon, som ofte innebærer lengre tids produksjon med stor andel vann i brønnstrømmen. Lengre produksjonstid – spesielt med høy vannproduksjon og eldre brønner – vil medføre mer bruk av kjemikalier. For å unngå økt miljøbelastning er det derfor viktig at det satses på utvikling av teknologi som hindrer eller renser utslippene av produsert vann, og som reduserer behovet for kjemikalier. Bruken av kjemikalier bør reduseres så langt som mulig, og det må satses på utvikling og bruk av mer miljøvennlige kjemikalier.

Av figur 6.1 ser man at potensialet for økt utvinning er særlig stort i Tampen-området, bl.a. feltene Statfjord, Snorre og Gullfaks, og i den sørlige delen av Nordsjøen, bl.a. feltene Ekofisk, Eldfisk og Valhall. Vi vil derfor gå nærmere inn på utfordringer knyttet til økt utvinning og verdiskaping nettopp i disse områdene senere i kapitlet.

For de modne feltene på norsk kontinentalsokkel er utfordringene bl.a. fallende produksjon, ledig produksjonskapasitet og høye driftskostnader. For disse feltene er det viktig å utnytte kapasiteten i størst mulig grad slik at kostnaden per prosessert/produsert enhet blir minst mulig. Prosjekter for økt utvinning, leting etter og innfasing av omkringliggende ressurser vil bidra til bedre utnyttelse av produksjonskapasiteten, men for at slike prosjekter skal være lønnsomme, er det viktig at de fases inn så tidlig som mulig. Hvis lønnsomheten blir utilfredsstillende, for eksempel fordi driftskostnadene er svært høye, kan konsekvensen bli nedstenging på et tidspunkt der det fortsatt er relativt høy produksjon og store gjenværende ressurser. Produksjonen vil stenges ned når driftskostnadene overstiger inntektene. En forlengelse av produksjonshorisonten kan imidlertid oppnås ved en reduksjon av driftskostnadene, men dette kan implisere store omlegginger av driften og nye investeringer. Av ulike årsaker kan det være vanskelig å få til en omlegging av driften når dette krever store investeringer – aktørene vil da lettere velge en strategi som maksimerer de kortsiktige verdiene. Myndighetene legger imidlertid til grunn at rettighetshaverne forfølger en langsiktig strategi dersom det er påkrevd for at lønnsomme ressurser ikke ødes.



Det er på mange måter tidskrittisk å øke ressursuttaket fra norsk kontinentalsokkel. Gjøres det ikke viktige grep i de kommende årene, vil mye av potensialet trolig gå tapt. Teknologiske framskritt og ny kunnskap er viktig, men det aller viktigste er aktørenes vilje og evne til å implementere tiltak for økt utvinning og forlenget levetid før det er for sent. For noen felt kan det være snakk om å forlenge levetiden i opptil 30 år. I et slikt tidsperspektiv kan mye skje, og muligheten ligger til rette for ytterligere verdiskaping bl.a. gjennom anvendelse av ny teknologi etter hvert som den utvikles.

Myndighetene mener at mot og vilje til å satse penger på visjoner bør belønnes. Siden 1998 har Oljedirektoratet derfor delt ut en pris for økt oljeutvinning som en anerkjennelse fra norske myndigheter til selskap, prosjekter eller personer som har utvist mot, innsats og vilje til å akseptere risiko for å kunne øke oljeutvinningen.

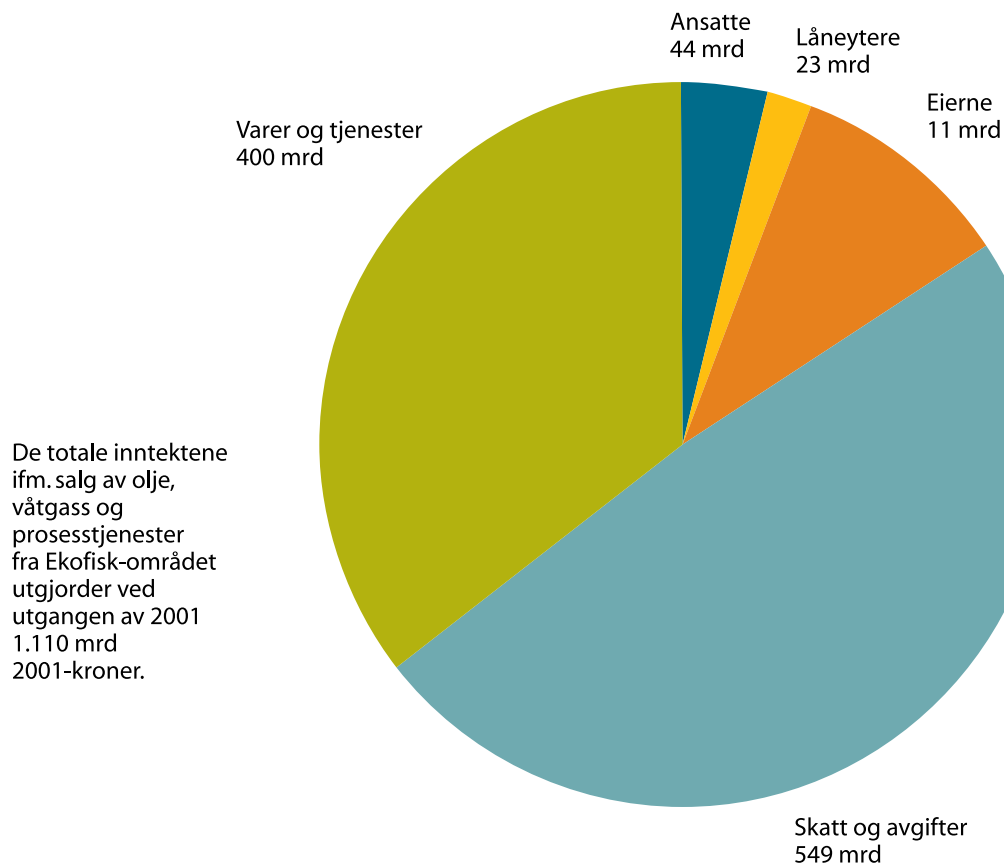
Ny teknologi har store ringvirkninger for hele kontinentalsokkelen. Erfaringene viser at utvikling og bruk av ny teknologi kan gi store gevinster. Regjeringen forventer derfor at selskapene fortsetter sin satsing på utvikling og implementering av ny teknologi, og vil på sin side legge til rette for forskning og utvikling av teknologi for økt utvinning.

### **7.1.2 Utfordringer knyttet til økt verdiskaping i den sørlige delen av Nordsjøen**

Utvinning av petroleum i den sørlige delen av Nordsjøen stammer i hovedsak fra områdene rundt feltene Ekofisk, Eldfisk, Valhall og Ula. Denne delen av norsk kontinentalsokkel kan karakteriseres som et modent område der flere felt er inne i en haleproduksjonsfase, mens produksjonen fra andre felt ville ha avtatt raskt dersom man ikke hadde satt i verk omfattende tiltak for økt utvinning. Feltene Ekofisk, Eldfisk og Valhall har kalksteinsreservoarer som kjenetegnes av langsomme uttømmingsmekanismer. Forventet utvinningsgrad har vært forholdsvis lav fra kalksteinsreservoarene. Bedre reservoarforståelse og ny teknologi har imidlertid hevet forventet utvinningsgrad en rekke ganger, og rettighetshaverne arbeider kontinuerlig for å finne metoder for å heve utvinningen ytterligere.

Erfaringene fra Ekofisk illustrerer på en utmerket måte hvordan en omfattende restrukturering av et modent område og hvordan tiltak for økt utvinning bidrar til forlenget levetid og økt verdiskaping. Grunnet innsynking av havbunnen, høye driftskostnader samt aldrende installasjoner, antok man tidligere at produksjonen fra området måtte avsluttes tidlig på 2000-tallet. Ressurspotensialet i området var imidlertid stort og det ble derfor besluttet å gjennomføre en omfattende restrukturering der nye plattformer ble bygget og gamle stengt ned. I dag ser det derfor ut til at produksjonen vil fortsette i nye 30 år. De opprinnelige planene for Ekofisk tilsa en utvinningsgrad på 17 pst. På grunn av nye utvinningsmetoder som vanninjeksjon, og forlenget levetid for sentrale innretninger er den forventede utvinningsgraden nå hevet til 43 pst. Operatøren Phillips arbeider aktivt for å øke utvinningsgraden ytterligere, og har i den forbindelse planer om betydelige investeringer i perioden fram mot 2010.

Figur 6.3 illustrerer størrelsen og fordelingen av verdiskapingen fra Ekofiskfeltet hittil, og gir en indikasjon på hvilke verdier den videre driften av Ekofisk kan skape.



Figur 7.3 Samfunnsregnskap for Ekofisk 1969–2001.

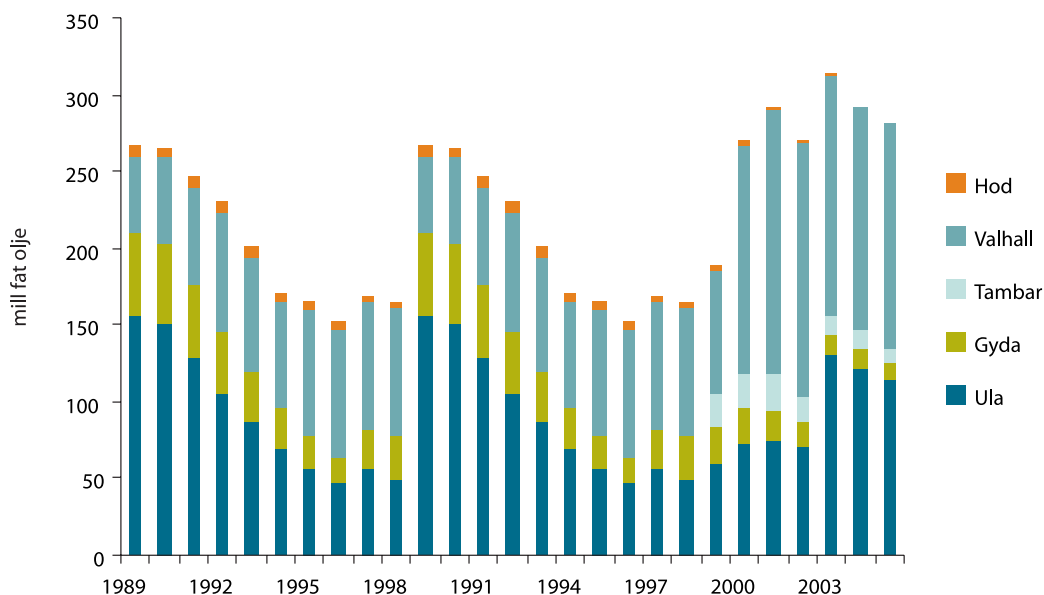
Kilde: Phillips Petroleum

Også på Valhallfeltet er det besluttet å iverksette prosjekter som vil øke utvinningsgraden fra feltet betraktelig. I 2003 vil selskapene starte med vanninjeksjon på feltet. Videre er det vedtatt at to brønnhodeplattformer skal utplasseres på feltets flanker. Flankeplattformene vil bidra til at boring kan gjennomføres billigere, raskere og mer effektivt. I sum er det beregnet at de nevnte prosjektene vil heve utvinningsgraden på Valhallfeltet fra 31 til 42 pst.

Ula-området omfatter feltene Ula, Gyda og Tambar. Feltene Ula og Gyda er inne i en haleproduksjonsfase mens Tambarfeltet først kom i produksjon i 2001. Rettighetshaverne i området arbeider for tiden med å skape sammenfallende interesser på tvers av eksisterende feltgrenser. Det er antatt at dersom man lykkes med dette arbeidet, kan ekstra verdier på omkring 500 mill kroner realiseres. Samordning av separate petroleumforekomster mens de er i drift, representerer noe nytt på norsk kontinentalsokkel. Denne typen initiativ vil kunne gi økt verdiskaping for både rettighetshavere og staten, og myndighetene er derfor svært positive til det arbeidet som nå gjøres.

Det er således allerede iverksatt en rekke tiltak som bidrar til at en større andel av petroleumssressursene i den sørlige delen av Nordsjøen vil bli utvun-

net. Aktiviteten i området vil derfor vedvare i mange år ennå. Figur 6.4 illustrerer utviklingen i BPs gjenværende reserver i de feltene i den sørlige delen av Nordsjøen der selskapet har eierandeler.



Figur 7.4 Utviklingen i BPs andel av reservene i feltene Ula, Valhall, Gyda, Hod og Tambar.  
Kilde: BP Norge

Figur 6.4 viser at BPs gjenværende reserver sør i Nordsjøen vil øke i perioden 1989–2005. I den samme perioden vil BP produsere mer enn 400 mill fat olje fra de samme feltene. Samtidig som det utvinnes store mengder petroleum, klarer man altså å øke potensialet for framtidig utvinning. Dette er erfaringer som gir spennende perspektiver for den framtidige olje- og gassvirksomheten på norsk kontinentalsokkel. Spesielt er det verdt å merke seg den betydelige økningen i gjenværende reserver for Ulafeltet. Ula var nær ved å bli stengt ned i 1999, men i dag ser det ut til aktiviteten vil fortsette ut dagens konsesjonsperiode, som utløper i 2028.

For å bidra til at den positive trenden man har erfart sør i Nordsjøen skal vedvare, har myndighetene forlenget konsesjonsperioden for flere av feltene i området. Rettighetshaverne kan dermed planlegge langsiktig, og det vil være mindre usikkerhet knyttet til framtidig avkastning på investeringer som vedtas i dag. Myndighetene kommer til å følge opp det arbeidet som gjøres med tanke på økt utvinning og samordning av petroleumsvirksomheten sør i Nordsjøen, og vil tilstrebe at positive erfaringer fra dette området også kan komme andre deler av norsk kontinentalsokkel til gode.

### 7.1.3 Utfordringer knyttet til økt verdiskaping i Tampen-området

Tampen er en relativt moden petroleumspvins som består av feltene Statfjord, Statfjord Øst, Statfjord Nord, Murchison, Gullfaks, Gullfaks Sør, Vigdis, Visund, Snorre, Tordis og Sygna.

Figur 6.1 viser at flere av feltene i Tampen er blant feltene med det største gjenværende ressurspotensialet. På grunn av fallende produksjon og meget

høye driftskostnader, vil imidlertid produksjonen fra de største feltene, Statfjord og Gullfaks, med dagens planer trolig opphøre i tidsperioden 2005–2016. Det er 6 installasjoner som skal fases ut i dette tidsrommet. Begge feltene vil ha store gjenværende ressurser ved planlagt feltavslutning. Installasjonene på Statfjord og Gullfaks benyttes til prosessering og lasting av nesten all olje i Tampen, slik at en eventuell nedstenging vil kunne få dramatiske ringvirkninger i området. Dette gjør Tampen-området tidskritisk med hensyn til å sette inn tiltak for å øke levetiden. Tampen står derfor i dag foran et veiskille, der valg som vil avgjøre den framtidige verdiskapingen fra området må tas innen kort tid, før det økonomiske grunnlaget for nye investeringer svekkes ytterligere.

De samlede driftskostnadene for Tampen er betydelige – i størrelsesorden 7–8 mrd kroner i året. For å oppnå en vesentlig reduksjon i driftskostnadene må det store omstillinger til, og en kan ikke utelukke at en total omlegging av driften kan være nødvendig. Besparelser kan også oppnås ved å utnytte synergieffekter, som for eksempel er knyttet til samarbeidsløsninger og koordinering på tvers av utvinningstillatelser.

Utnyttelse av områdesynergier forutsetter samarbeid mellom aktørene. I Tampen er det i dag mange rettighetshavere og til dels svært ulik eiersammensetning mellom feltene. Statoil har imidlertid fått styrket sitt engasjement i området betydelig bl.a. gjennom kjøpet av SDØE-andeler, noe som skulle legge grunnlaget for en aktiv aktør som maksimerer verdiene i et områdeperspektiv. Fra 1. januar 2003 vil Statoil overta operatøransvaret for Snorre og Visund, og selskapet vil dermed være operatør for alle feltene på Tampen.

Av hensyn til ressursutnyttelsen og den totale verdiskapingen for det norske samfunnet, er det av stor betydning at grunnlaget for videre drift utover dagens planer sikres for feltene i Tampen. Dette er i første rekke rettighetshavernes ansvar. En omstrukturering vil stille store krav til deres evne til å tenke nytt, finne nye samarbeidsformer og organisere seg deretter. Myndighetenes rolle i dette bildet er som pådriver og som tilrettelegger, slik at rammeverket tilpasses de utfordringer selskapene står overfor. Når nye løsninger vokser fram, vil det være viktig å sikre at myndighetsrelaterte barrierer ikke vanskeliggjør en ønsket utvikling.

Myndighetene har stor tro på en positiv utvikling i Tampen, men siden utfordringene er store og krevende vil myndighetene ha et sterkt fokus på arbeidet som gjøres. Myndighetene, både ved Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet, vil ha en tett dialog med aktørene i området i tiden framover.

## 8 Gassforvaltning for økt verdiskaping

### 8.1 Nytt gassforvaltningssystem

---

Den norske gassvirksomheten er inne i en omstillingsperiode. Gassforhandlingsutvalget (GFU) ble permanent avviklet fra 1. januar 2002 og selskapene avsetter nå sin gass individuelt. Det er etablert et statlig eiet selskap, Gassco AS, som opererer gassrørledningsnett og derved sikrer nøytralitet og effektivitet i drift og utvikling av transportsystemet. Ytterligere endringer i organiseringen av gasstransporten er satt i gang. Gassmarkedsdirektivet er innlemmet i EØS-avtalen og vil bli fullt ut gjennomført i norsk lovgivning. Norsk implementering av gassmarkedsdirektivet innebærer at andre enn eierne av norske rørledninger får adgangsrett. Rettighetshaverne har meddelt departementet at de er enige om vilkårene for etablering av en ny felles eierstruktur for gasstransportsystemet på norsk kontinentalsokkel gjennom fusjon av de ulike interessentskapene i ett nytt interessentskap. Dette er i tråd med Stortingets forutsetninger jf. St.prp. nr. 36 (2000–2001) og Innst. S. nr. 198 (2000–2001). En enhetlig infrastruktur vil legge til rette for effektiv bruk og nybygging. Samtidig arbeider departementet med å utforme nye regler for adgang til rørledningene og for tariffastsettelse.

Endringene i det norske systemet for ressursforvaltning innebærer et tidsskille i norsk gassvirksomhet. Omstillingstiltakene har som formål å sikre verdiskapingen på lang sikt. Dette innebærer å sikre en effektiv utvikling av gassressursene på norsk kontinentalsokkel.

#### 8.1.1 Avvikling av GFU

Under GFU-ordningen ble salg og markedsføring av gass foretatt av Gassforhandlingsutvalget (GFU, bestående av Statoil og Norsk Hydro). Det var ikke tillatt for selskapene på norsk kontinentalsokkel å markedsføre sin egen gass. Utvalget ble etablert av myndighetene i 1986 og var under kontroll av myndighetene. GFU framforhandlet feltnøytrale salgssavtaler. Når GFU hadde framforhandlet vilkårene for en gassalgsavtale, ble det ikke tatt stilling til hvilket felt som skulle levere gassen. Dette ble gjort senere av Olje- og energidepartementet i såkalte allokeringssaker, som ble avholdt regelmessig på anbefaling fra Forsyningsutvalget (FU). FU bestod av representanter for selskaper med gassressurser på kontinentalsokkelen og Oljedirektoratet.

Formålet med GFU og FU var å sikre gode avsetningsløsninger for norsk gass som ledd i ivaretagelsen av overordnede ressursforvaltningshensyn. Dette innebar at de mest samfunnsøkonomisk lønnsomme gassfeltene på norsk kontinentalsokkel ble bygd ut først, og at rørledninger og mottaksanlegg ble bygd ut på en mest mulig kostnadseffektiv måte. GFU/FU-systemet sikret en koordinert utbygging av gassfelt på norsk kontinentalsokkel basert på samfunnsøkonomiske vurderinger.

Regjeringen besluttet å avvikle avsetning av norsk gass gjennom GFU til EØS-området fra 1. juni 2001. Samtidig ble det tillatt for selskapene selv å selge sin gass. Videre ble det besluttet at GFU ble permanent avviklet fra

1. januar 2002. Avviklingen av GFU er for øvrig omtalt i St.prp. nr. 1 (2001–2002).

GFU-ordningen ble avviklet bl.a. på bakgrunn av at norsk kontinentalsokkel har oppnådd økt modenhet. Mange felt er bygd ut og det er etablert et omfattende system for transport og behandling av norsk gass. Det er derfor forventet at det framover vil bli foretatt færre store investeringer i felt og gasinfrastruktur på norsk kontinentalsokkel, dersom man ser bort fra enkeltprosjekt som Ormen lange. Behovet for felles avsetning gjennom GFU for å løfte nye utbygginger forventes derfor å bli redusert. Et annet forhold av betydning var at det europeiske gassmarkedet for tiden er inne i en periode preget av betydelige endringer, som bl.a. består i at markedet er i ferd med å bli mer kortsiktig, bl.a. som følge av EUs gassmarkedsdirektiv. Dette trekker i retning av at det etter hvert vil bli flere mindre, kortsiktige salg. GFU-ordningen med kildenøytrale salg og påfølgende allokering var i mindre grad egnet for avsetning av gass under kortsiktige kontrakter til mange kunder. Samtidig medfører åpningen av markedet at flere selskaper nedstrøms og oppstrøms ønsker å bli deltakere i hele eller større deler av gasskjeden. For selskapene på norsk kontinentalsokkel har åpningen av markedene nedstrøms gitt nye markedsmuligheter, og flere selskaper har i dag et betydelig nedstrømsengasjement. For flere av disse selskapene er det viktig å kunne avsette sin egenproduserte gass.

Hvert enkelt selskap står nå fritt til å velge salgsnivå og til å inngå gassalgskontrakter med kjøpere innenfor rammer fastlagt ved produksjonstillatelser for hvert felt fastsatt av departementet. Myndighetene vil følge opp gassmarkedene og utviklingen av selskapsbasert avsetning av gass.

Myndighetene ivaretar fortsatt nødvendige ressursforvaltningshensyn ved at man tildeler utvinningstillatelser, godkjenner og eventuelt stiller vilkår til planer for utbygging og drift (PUD), planer for anlegg og drift (PAD) og avtaler inngått på kontinentalsokkelen, fastsetter hensiktsmessig konsesjonslengde, utsteder produksjonstillatelser for naturgass for bl.a. å sikre optimalt væskeuttak og ved at man regulerer gasstransportsystemet.

### **8.1.2 Gasstransportsystemet**

#### *Gassco AS – operatøren for gasstransportsystemet*

Infrastrukturen for naturgass utgjør et helhetlig transportsystem. Det er viktig at samordningsfordeler ved det helhetlige systemet ivaretas. En nøytral og effektiv utnyttelse og utvikling av transport- og behandlingsanlegg for naturgass har stor betydning for realisering av verdien av norsk naturgass og må ses i et langsiktig perspektiv.

Stortinget vedtok å opprette et nytt operatørselskap for transport av naturgass for å sikre uavhengighet og likebehandling av eiere/skipere av naturgass, jf. St.prp. nr. 36 (2000–2001) og Innst. S. nr. 198 (2000–2001). Hovedhensiktene med opprettelsen av et uavhengig transportselskap er følgende:

- Transport- og behandlingsanleggene skal tjene alle produsenter av gass og bidra til en effektiv utnyttelse av ressursene på kontinentalsokkelen.
- Operatøren av transportsystemet for gass skal opptre nøytralt i forhold til alle brukerne.
- Operatøren er systemansvarlig og skal samordne bruken av transportsys-

- temet.
- Operatøren har en sentral rolle når det gjelder videreutvikling av transportsystemet. En operatør som har interesser som eier og bruker av rørledningene vil ikke nødvendigvis ta helhetlige hensyn ved framleggelse av utviklingsalternativer for infrastrukturen.

Det nye operatørselskapet ble formelt stiftet 14. mai 2001 som et statlig eid aksjeselskap med navnet Gassco AS. Aksjekapitalen er 10 mill kroner. Gassco overtok 1. januar 2002 operatørskapet for transportsystemet, som omfatter ansvaret for drift og utvikling av transportsystemet, samt bl.a. ivaretagelse av gjeldende krav til helse, miljø og sikkerhet. Per juni 2002 er operatørskapet for følgende innretninger overført fra eksisterende operatører til Gassco: Zeepipe (inkludert Europipe I), Europipe II, Franpipe, Statpipe (inkludert de transportrelaterte anleggene på Kårstø), Vesterled, Oseberg gasstransport, Åsgard transport, Norne gasseksport, Haltenpipe, mottaksterminalene i St. Fergus, Zeebrugge, Dunkerque, Dornum og på Tjeldbergodden samt den tidligere Statoil-opererte delen av terminalen i Emden. Opprettelsen av selskapet innebar ingen endringer av eierforholdene.

Det arbeides med å få overført operatørskapet for Norpipe, Draugen og Heidrun gasseksport til Gassco i løpet av året. Det kan være aktuelt å utvide Gasscos operatørfunksjon til å gjelde andre innretninger på et senere tidspunkt.

Tekniske driftsoppgaver utføres av Statoil, Norsk Hydro og TotalFinaElf Exploration UK basert på avtaler med Gassco.

Gassco AS har hovedkontor på Bygnes i Karmøy kommune. Gassco har om lag 110 ansatte per 1. juni 2002. Disse kommer hovedsaklig fra Statoil som en del av virksomhetsoverdragelsen. Gassco får dekket sine kostnader av eierne av transportsystemet, basert på innbetalinger fra brukerne. Staten skal derfor verken ha inntekter eller utgifter knyttet til eierskapet i Gassco.

Transport- og behandlingsanleggene på norsk kontinentalsokkel skal tjene alle produsenter av gass og bidra til en effektiv utnyttelse av ressursene på kontinentalsokkelen. Dette kan bare ivaretas av en enhet som er nøytral i forhold til alle brukerne av transportsystemet. Statlig eierskap ivaretar en slik nøytralitet.

### *Eieroppfølging av Gassco AS*

Olje- og energidepartementet er ansvarlig eierdepartement for Gassco AS. Eieroppfølgingen av Gassco vil blant annet omfatte avholdelse av generalforsamling, valg og oppfølging av styret, å ha retningslinjer for oppfølgingen av selskapet i tråd med økonomireglementet, avholdelse av eiermøter og jevnlig kontakt med selskapet.

Utformingen og oppfølgingen av Gasscos virksomhet vil ha fokus på å sikre en effektiv utnyttelse og utvikling av transportsystemet. Dette er av vesentlig betydning for verdiskapingen i norsk gassektor. Eieroppfølgingen vil dermed ha et sterkt faglig fokus.

### *Eierskap i gasstransportsystemet*

Gasstransportørledninger og -anlegg på norsk kontinentalsokkel eies i dag av en rekke ulike interessentskap med oljeselskaper og staten som eiere. Den

gjensidige avhengigheten mellom de ulike rørledningene tilsier at rørledningssystemet må opereres som et helhetlig transportsystem. Dette er ivaretatt gjennom opprettelsen av Gassco AS. Eierskapet i gasstransportnettet bør også reflektere denne enhetlige strukturen.

Stortinget ba i Innst. S. nr. 198 (2000–2001) om at departementet innkalte de aktuelle selskapene til forhandlinger med siktemål å etablere en samlet eierstruktur for gasstransport. I juni 2001 fulgte departementet dette opp ved et brev til eierne av den relevante gassinfrastrukturen der det ble bedt om at slike forhandlinger ble innledet.

Rettighetshaverne har meddelt departementet at de er enige i vilkårene for etablering av en ny felles eierstruktur for gasstransportsystemet på norsk kontinentalsokkel. Alle rik- og tørrgassanlegg som i dag brukes eller snarlig vil bli brukt av andre enn eierne (tredjepartsbruk), omfattes av den nye eierstrukturen. Den nye eierstrukturen som har vært omtalt som GasLed, vil bli gjenstand for særskilt myndighetsbehandling og -samtykke. Departementet vil på et senere tidspunkt eventuelt fremme forslag for Stortinget som gir departementet nødvendige fullmakter for å gjennomføre den nye eierstrukturen.

En helhetlig organisering av gasstransportvirksomheten også på eiersiden vil gi positive effekter i drift og utvikling av transportsystemet.

### *Adgangsregime*

I dag markedsføres ledig kapasitet i transportanlegg av eierne i de ulike interessentskapene. Avviklingen av GFU-ordningen og gjennomføringen av gassmarkedsdirektivets regler for oppstrøms gassrørledningsnett, jf. Ot.prp. nr. 81 (2001–2002), gjør det nødvendig med endringer i dagens ordning for styring av kapasitet i rørledninger og anlegg for naturgass. I tillegg gir en ny eierstruktur for eierandelene i gassrørledninger og transportrelaterte anlegg mulighet for å fastsette et samordnet og helhetlig kapasitetsstyrings- og tariffingsregime som bidrar til en mer effektiv utnyttelse og videreutvikling av transportsystemet.

Departementet vil videreføre reguleringen av gasstransportsystemet slik at fortjeneste tas ut på feltene og ikke i transportsystemet. Adgang til kapasitet vil være basert på behov for transport av gass. For å sikre god ressursforvaltning, vil transportrettighetene kunne overdras mellom brukere dersom behovene endres. Departementet vil tildele myndighet for kapasitetsstyring i transportsystemet til Gassco, som nøytral operatør.

Departementet arbeider på denne bakgrunn med å utforme nye forskriftsbestemmelser om prinsipper for adgang til rørledningene og for tariffastsettelse. Disse planlegges inntatt i Forskrift til lov om petroleumsvirksomhet, fastsatt ved kgl. res 27. juni 1997. Departementet planlegger å sende forslag til forskriftsendringer på høring i nær framtid.

### **8.1.3 Gassmarkedsdirektivet og norsk tilpasning**

Gassmarkedsdirektivet (rådets og parlamentets direktiv 98/30/EC om felles regler for det indre gassmarked) ble vedtatt med frist for gjennomføring i EU-landenes interne lovgivning 10. august 2000.



Gasdirektivets formål er å åpne det indre gassmarked for konkurranse. Dette oppnås i direktivet hovedsakelig ved å gi store naturgasselskaper og kvalifiserte kjøpere rett til å få adgang til rørledninger for overføring og distribusjon av gass, og til lager og LNG-anlegg. Direktivet har også en egen regel om at naturgasselskaper og kvalifiserte gasskjøpere skal sikres adgang til oppstrøms rørledningssystemer. Alle ilandføringsrørledningene fra norsk kontinentalsokkel vil være å anse som oppstrømsrørledninger i direktivets forstand. Norsk implementering av gassmarkedsdirektivet innebærer at andre enn eierne av norske rørledninger får adgangsrett.

Direktivet er besluttet innlemmet i EØS-avtalen. Stortinget ga samtykket til beslutningen i forbindelse med behandlingen av St.prp. nr. 42 (2001–2002). Forslag til nødvendige lovregler fremmet i Ot.prp nr. 81 (2001–2002) ble vedtatt av Stortinget.

## **8.2 Gassmarkedet**

---

Utviklingen i gassmarkedet vil være av avgjørende betydning for utviklingen av norsk gassvirksomhet. Gass er den viktigste primære energibæreren i Europa etter olje. Det er forventet at forbruket av gass vil øke betydelig de neste ti årene. Norge er en av de største leverandørene av gass til det europeiske markedet. Ut fra ressursituasjonen på norsk kontinentalsokkel vil norsk gass være et viktig bidrag til å dekke den økte gassetterspørselen i Europa.

### **8.2.1 Europeisk forbruk av gass**

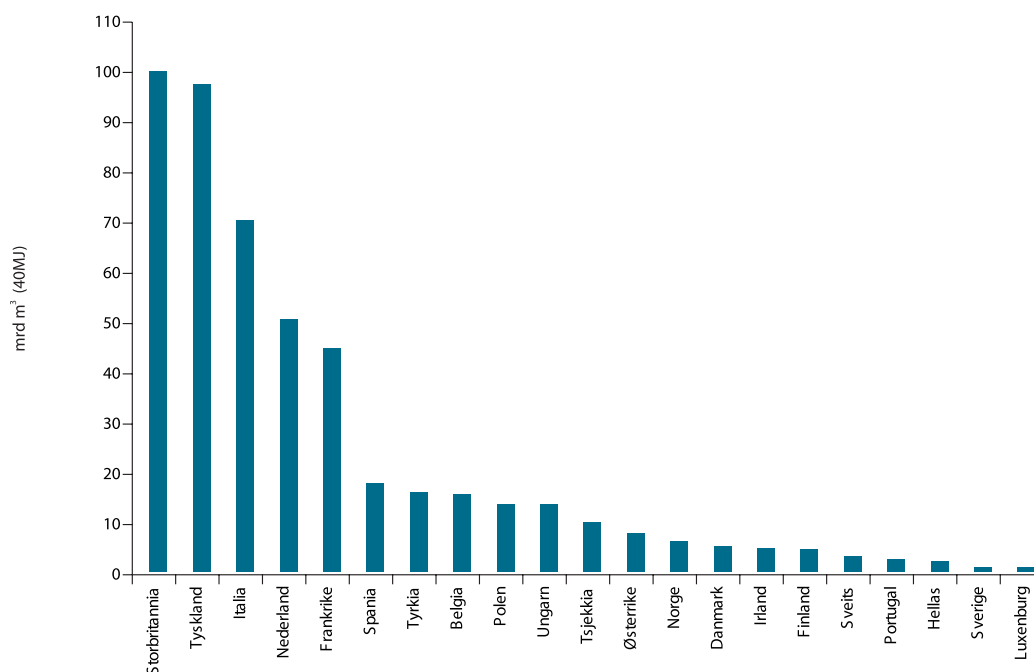
Det europeiske markedet har opplevd en sterk vekst i gassforbruket de siste tiårene. I perioden 1973-2001 vokste forbruket ifølge IEA med 3,6 pst. per år, mens det totale energiforbruket i Europa denne perioden vokste med i underkant av en prosent per år. Dette innebærer at forbruket av gass har økt på bekostning av andre energibærere, i hovedsak olje og kull.

Forbruket av naturgass i Europa <sup>8)</sup> var i 2001 ca. 480 <sup>9)</sup> mrd Sm<sup>3</sup>. Figur 7.1 viser hvordan forbruket i Europa i 2001 fordelte seg på de forskjellige landene <sup>10)</sup>.

<sup>8)</sup> Europa er her definert som Europa OECD

<sup>9)</sup> Kilde IEA. 1 Sm<sup>3</sup> tilsvarer her 40 MJ

<sup>10)</sup> Tall for Norge inkluderer gassforbruk i petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen.



Figur 8.1 Gassforbruket i Europa, 2001.

Kilde: IEA

Av figur 7.1 går det fram at det meste av forbruket er samlet i noen få land. De fem største forbrukerlandene, Storbritannia, Tyskland, Italia, Nederland og Frankrike står for mer enn 70 pst. av det totale gassforbruket.

Det er store variasjoner i naturgassens andel av det primære energiforbruket i de forskjellige landene. I Nederland utgjør gass nærmere 50 pst. av det primære energiforbruket, mens andelen i Sverige er rundt to prosent. Årsakene til variasjonene mellom land kan dels forstås på bakgrunn av forskjeller i nasjonal energipolitikk og dels ut fra kostnadene ved å gjøre gass tilgjengelig i forhold til andre energibærere. Da det er betydelige kostnader knyttet til utbygging av transportinfrastruktur for gass, er forhold som nærhet til gassfelt, befolkningstetthet og topografi viktige faktorer som påvirker kostnadene og dermed mulighetene til å anvende gass.

Gassforbruket i Europa har de siste årene økt innenfor alle markedssegmenter (husholdning/tjenesteytende næring, industri og kraftproduksjon), men det har vært betydelige variasjoner mellom segmentene. I kraftsektoren er den årlige vekstraten i forbruket av gass for perioden 1995 til 2000 anslått til ni prosent, mens den for samme periode i de andre sektorene var på rundt to prosent. Veksten i det vesteuropeiske forbruket kan generelt forklares ut fra at naturgass økonomisk sett er svært konkurransedyktig i forhold til fyringsolje og kull. Gass har blitt beskattet lavere enn for eksempel fyringsolje. Naturgass er mer miljøvennlig enn andre fossile energikilder. I Europa har gass blitt mer tilgjengelig ettersom det har blitt bygd ny transportinfrastruktur for gass. Innenfor kraftsegmentet har naturgass særlig blitt mer konkurransedyktig fordi nye gasskraftverk har blitt mer kostnadseffektive.

Mens veksten i gassforbruket i Vest-Europa har vært betydelig, har Sentral- og Øst-Europa i samme periode opplevd svært liten vekst i forbruket av gass bl.a. på grunn av økonomisk stagnasjon.

Det er forventet vedvarende vekst i det europeiske forbruket av gass i de neste to tiårene. Enkelte anslag viser at forbruket vil øke med mer enn 50 pst. innen 2020. Det er særlig forventet en kraftig vekst i forbruk av gass til kraftproduksjon. Det knytter seg imidlertid usikkerhet bl.a. til behovet for ny genereringskapasitet og takten i utfasing av eksisterende kapasitet, som vil få betydning for hvor raskt behovet for gass vokser i dette segmentet. Innenfor husholdning, industri og tjenesteytende næring forventes det også vekst framover. Her vil veksten særlig være avhengig av at gass fortsetter å være konkurransedyktig i forhold til konkurrerende oljeprodukter.

### **8.2.2 Rørgass og LNG**

Det aller meste av det europeiske gassforbruket dekkes av gass som transporteres i rørledning. Transport av gass i rørledning er den mest kostnadseffektive løsningen over korte og mellomlange distanser. Over lange avstander er nedkjøling av gassen (LNG) for transport med LNG-skip den mest økonomiske måten å transportere gass på. Kostnadene knyttet til LNG-teknologien har de siste årene blitt vesentlig redusert og bidratt til å gjøre transport av LNG til et mer konkurransedyktig alternativ. Dette har ført til at gass fra nye områder som Nigeria og Trinidad & Tobago har fått innpass i Europa. Volumene er imidlertid lave foreløpig, og leveranser av LNG forventes de nærmeste årene å dekke en beskjeden del av gassforbruket i Europa.

### **8.2.3 Forsyning av gass til Europa**

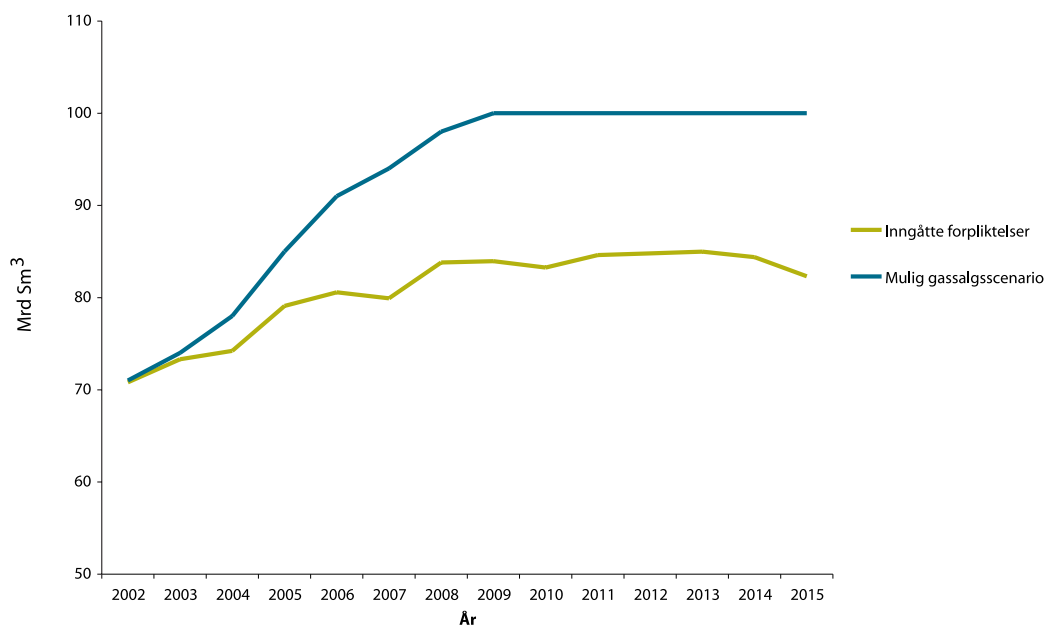
De europeiske gassmarkeder blir i hovedsak forsynt med gass fra Norge, Russland, Algerie, Nederland og Storbritannia. Norge er den tredje største eksportøren etter Russland og Algerie.

#### *Norsk gassforsyning*

Norsk gassalg er et individuelt selskapsansvar. Derfor vil norsk gassforsyning avhenge av selskapenes kommersielle vurderinger.

I forhold til hvor de største markedene for gass i Europa befinner seg har norsk kontinentalsokkel en svært sentral beliggenhet. Det meste av den norske gassen blir solgt til Nordvest-Europa; Tyskland, Frankrike, Nederland og Belgia, hvor norsk gass er svært konkurransedyktig. Norge er også blitt en viktig leverandør av gass til Italia og Spania.

Det norske gassalget var i 2001 på 50,5 mrd Sm<sup>3</sup> og utgjør om lag 12 pst. av forbruket i Europa. I henhold til de gassalgsforpliktelsene som norske gassselgere har inngått, vil det norske gassalget øke til i overkant av 80 mrd Sm<sup>3</sup> per år i 2008. Figur 7.2 viser utviklingen i de inngåtte langsiktige gassalgsforpliktelsene. Figuren viser forpliktelsene ved et årlig avtaksnivå under kontraktene på 100 pst. Historisk har det vært vanlig at kjøperne tar mindre gass under kontraktene (i overkant av 90 pst.).

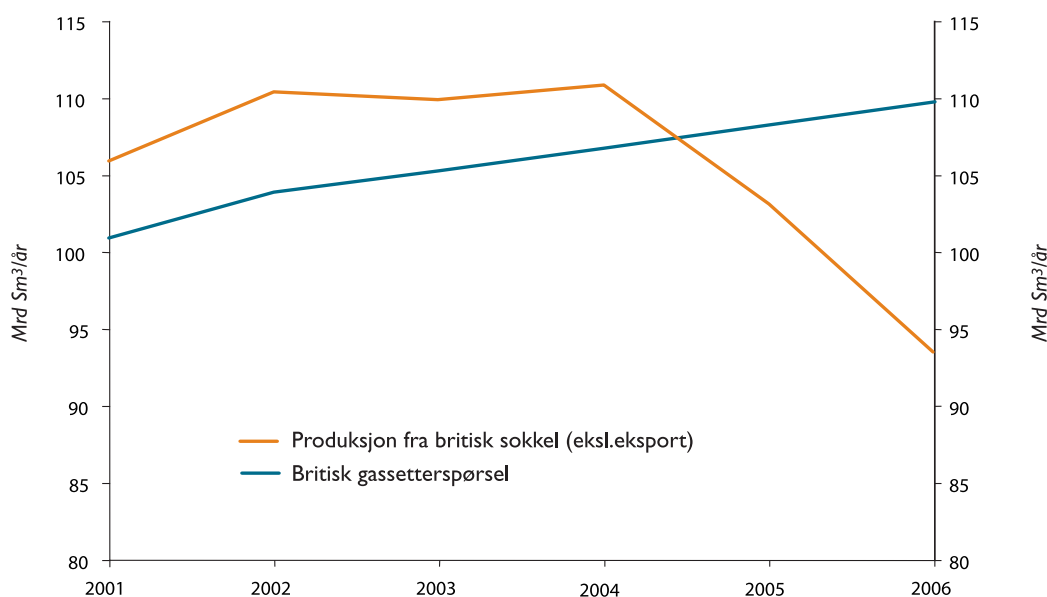


Figur 8.2 Norske inngåtte gassalgforpliktelser (100 pst. gassavtak under kontraktene) og mulig gassalgsscenario.

Kilde: OED

På bakgrunn av ressursituasjonen på norsk kontinentalsokkel og markedssituasjonen kan den norske eksporten av gass bli større enn de inngåtte forpliktelsene så langt. Et salgsnivå på 100 mrd Sm<sup>3</sup> årlig på lengre sikt ansees i dag ikke som urealistisk. Det vil være knyttet usikkerhet til det framtidige salgsnivået som vil avhenge av de enkelte selskaperes kommersielle vurderinger, ressurstilgangen, kostnadsutviklingen på norsk kontinentalsokkel og utviklingen i det europeiske gassmarkedet. Basert på ressursgrunnlaget på norsk kontinentalsokkel (jf. kapittel 7.3) vil Norge kunne forsyne markedene i hele dette hundreåret.

Norsk gass eksporteres i hovedsak til det europeiske kontinent. Det forventes fortsatt vekst i våre hovedmarkeder på kontinentet. Et spesielt interessant marked er det britiske gassmarkedet, og muligens Øst-Europa. På lengre sikt er britisk forbruk av gass forventet å øke, mens egenproduksjonen av gass forventes å avta. Den britiske importen av gass forventes derfor å øke i tiden framover. Basert på prognoser fra britiske myndigheter forventer man et importbehov rundt 2005, jf. figur 7.3. Statoil har i den senere tid inngått flere langsiktige salg til Storbritannia med fritt kildevalg på omlag 7 mrd Sm<sup>3</sup> på vegne av Statoil og SDØE.



Figur 8.3 Britisk tilbud og etterspørsel av gass.

Kilde: Department of Trade and Industry, UK, 2001

1. oktober 2001 ble Vesterled, en ny rørledningsforbindelse fra norsk kontinentalsokkel til Storbritannia, ferdigstilt. Den nye forbindelsen består i en ny rørledning fra Heimdal-plattformen til Frigg-rørledningen samt Frigg-rørledningen til St. Fergus i Skottland. Rørledningen øker eksportmulighetene for norsk gass til Storbritannia.

I 2001 inngikk selskaper på norsk kontinentalsokkel en langsiktig gassalgsavtale med det statlige polske selskapet Polish Oil and Gas Company (POGC). Kjøper og selger må innen 31.12.2002 bekrefte at begge parter ønsker å stå ved avtalen. Et salg til Polen vil gi grunnlag for å vurdere å bygge en ny rørledning fra norsk kontinentalsokkel til Polen.

Utbyggingen av Snøhvit LNG åpner muligheter for salg av gass fra norsk kontinentalsokkel til markeder utenfor Europa. Det er inngått avtale om salg av gass fra Snøhvit til USA.

### Forsyning av gass fra andre land enn Norge

Russland har de største gassressursene i verden og er den største leverandøren av gass til Europa. Det aller meste av gassen kommer fra områder i Vest-Sibir som ligger mer enn 4000 km fra det europeiske markedet. Det er derfor betydelige kostnader knyttet til transport av gassen til Europa. Veksten i gasseksport fra Russland er i stor grad avhengig av at det bygges ny transportkapasitet, noe som vil være svært kostnadskrevende. Det forventes allikevel at en betydelig del av veksten i europeisk gassforbruk vil bli dekket av russisk gass.

Gass fra *Algerie* er mest konkurransedyktig i det sørlige Europa. I 2000 var eksporten til Europa på om lag 60 mrd Sm<sup>3</sup>. Algerie har store gassressurser (om lag 4500 mrd Sm<sup>3</sup>) som gjør at landet også i de neste tiårene har forutsetninger for å være en svært viktig leverandør av gass til Europa.

I *Nederland* er mye av gassressursene konsentrert i Groningen-feltet. De totale reservene er anslått til 1770 mrd Sm<sup>3</sup>. Utviklingen i den nederlandske gassproduksjonen knytter seg i stor grad til den framtidige utvinningstakten fra Groningen. Det har tradisjonelt blitt lagt vekt på langsiktighet i utvinningsen av dette feltet.

*Storbritannia* er den største vesteuropeiske produsenten av gass i dag, og det meste av gassen fra britisk kontinentalsokkel brukes i hjemmemarkedet. På grunnlag av at de påviste reserver er i underkant av 800 mrd Sm<sup>3</sup>, kan reservene ut fra dagens produksjonsnivå vare i om lag 7 år. Det er imidlertid et potensial for å gjøre nye gassfunn på britisk kontinentalsokkel. Det er særlig i områdene vest for Shetland hvor det eksisterer et betydelig ressurspotensial. Kostnadene ved å bygge ut nye felt i dette området og nye rørledninger for å frakte gass til det britiske markedet er imidlertid antatt å være relativt store, og dette gjør det usikkert hvor mye gass som forventes å bli produsert derfra.

#### **8.2.4 Strukturelle endringer i de europeiske gassmarkedene**

For tiden er markedene for gass i Europa inne i en periode preget av strukturelle endringer. En viktig driver i denne utviklingen er at det foregår betydelige omstruktureringer blant aktørene i energisektoren, samt innføringen av Gassmarkedsdirektivet 10. august 2000. Formålet med direktivet er å oppnå økt konkurranse for andre enn eierne, gjennom å åpne opp transportnett for tredjepartsadgang.

Implementeringen av gassdirektivet har således ført til at det nå foregår strukturelle endringer i gassmarkedene som innebærer en gradvis markedsåpning, økt konkurranse og etablering av nye markedsplasser for omsetning av kortsiktige leveranser av gass. Markedsåpningen har bidratt til at selskapene søker å bli mer integrerte i gasskjeden, dvs. deltar i gassvirksomheten både oppstrøms og nedstrøms, i tillegg til at kraftselskap i større grad begynner å delta i gassvirksomheten.

For norske selskaper har de strukturelle endringene i gass- og kraftindustrien ført til at det har åpnet seg nye muligheter for å delta i markedene nedstrøms og dermed skape nye avsetningskanaler for norsk gass.

I EU arbeides det med endringer av gassmarkedsdirektivet som kan føre til ytterligere åpning av markedet.

### **8.3 Gassvirksomheten på norsk kontinentalsokkel**

---

Naturgass vil spille en stadig viktigere rolle i den norske petroleumsvirksomheten. Prognoser fra Oljedirektoratet viser at det på norsk kontinentalsokkel er grunnlag for å se gassproduksjonen i et hundreårsperspektiv. En forutsetning for dette er at det blant annet utvikles ny teknologi.

Ut fra ressursgrunnlaget på norsk kontinentalsokkel vil det være betydelig grunnlag for inngåelse av nye gassalg og utbygging av nye felt.

### 8.3.1 Ressurser og produksjon

#### Gassressurser

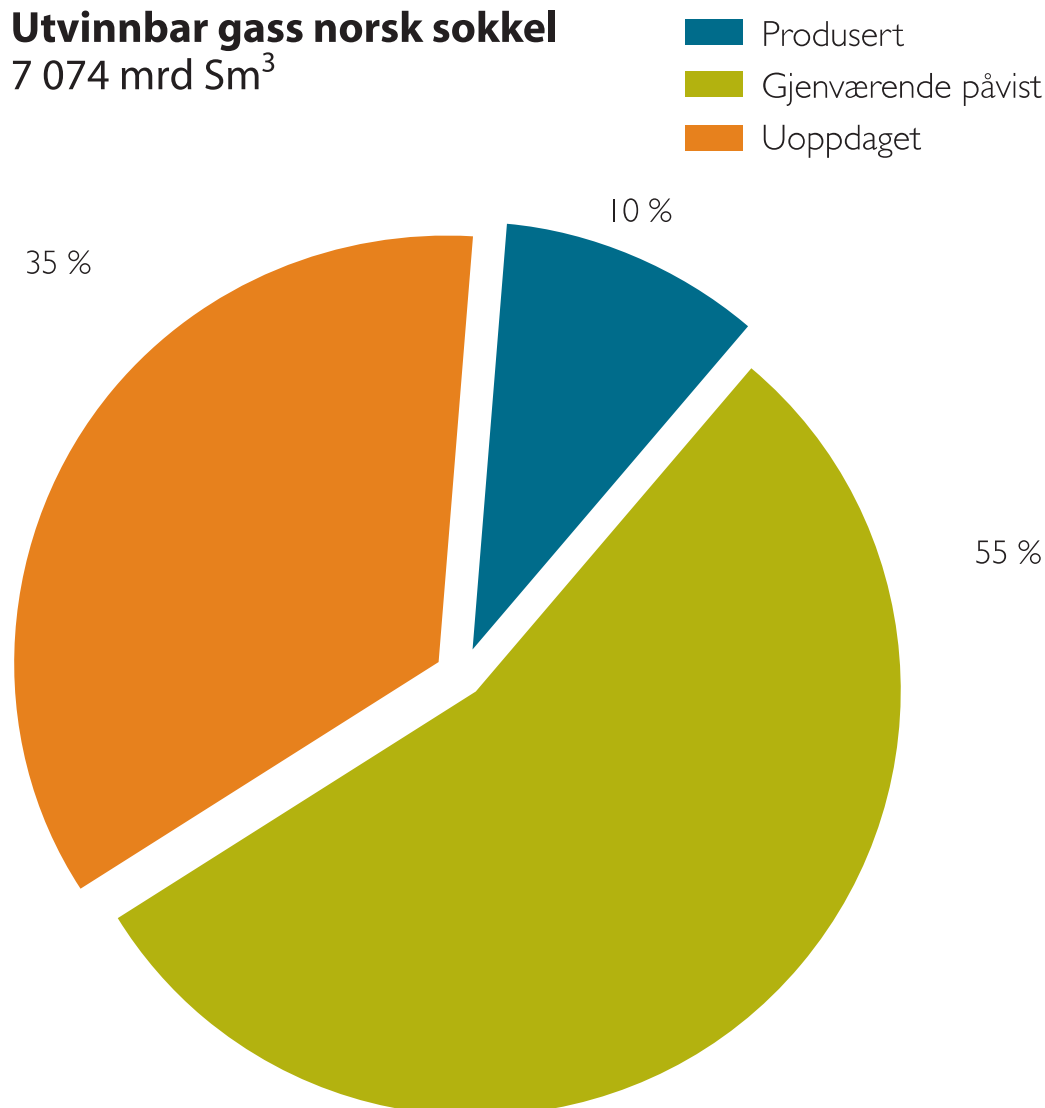
Oljedirektoratet anslår at de totale utvinnbare gassressursene på norsk kontinentalsokkel kan være i størrelsesorden 7074 mrd Sm<sup>3</sup>. Som illustrert i figur 7.4 er det i dette anslaget inkludert den mengden som allerede er produsert. Om lag 730 mrd Sm<sup>3</sup> gass er produsert på kontinentalsokkelen fram til i dag. Dette anslås til å utgjøre om lag 10 pst. av de totale utvinnbare gassressursene.

De gjenværende påviste ressursene i felt og funn på kontinentalsokkelen er estimert til å utgjøre 3834 mrd Sm<sup>3</sup>, noe som er anslått til å utgjøre 55 pst. av de totale ressursene på kontinentalsokkelen. I dette anslaget er det lagt til grunn at om lag 500 mrd Sm<sup>3</sup> gass kan utvinnes som følge av forventede tiltak for økt utvinning, herunder ny teknologi, boring av flere brønner, effektivitetsforbedring med mer.

De uoppdagede ressursene på norsk kontinentalsokkel er forventet å være i størrelsesorden 2510 mrd Sm<sup>3</sup>, om lag 35 pst. av de totale ressursene på norsk kontinentalsokkel.

#### Utvinnbar gass norsk sokkel

7 074 mrd Sm<sup>3</sup>



*Figur 8.4 Produuerte, påviste og uoppdagede ressurser.*

Kilde: OD

### *Nordsjøen*

Som illustrert i figur 7.5 er Nordsjøen det området på norsk kontinentalsokkel med størst gassressursgrunnlag. Anslaget for de totale ressursene er 3350 mrd Sm<sup>3</sup>. Nordsjøen er samtidig det mest modne området på norsk kontinentalsokkel, 22 pst. av de totale ressursene antar man allerede er utvunnet. Påviste ressurser er estimert til om lag 2059 mrd Sm, noe som utgjør omtrent 61 pst. av de totale ressursene i Nordsjøen. Betydelige upåviste gassressurser i størrelsesorden 570 mrd Sm<sup>3</sup> forventes i det sørlige, østlige og nordlige (herunder Tampen-området) området av Nordsjøen.

### *Norskehavet*

Norskehavet blir et stadig viktigere område for den norske petroleumsaktiviteten. En rekke olje- og gassfunn er i produksjon eller under utbygging i Haltenområdet. Samtidig er Norskehavet et attraktivt leteområde, hvor det er planlagt boring av en rekke prospekter.

Totale ressurser for Norskehavet er anslått til 2337 mrd Sm<sup>3</sup>. Av dette er det anslått at om lag 1058 mrd Sm<sup>3</sup> er påviste ressurser og reserver i felt og funn. Store deler av de uoppdagede gassressursene på norsk kontinentalsokkel forventes å være i mindre modne områder som Møre- og Vøringbasenget i Norskehavet. I tillegg forventes det også betydelige gassressurser i de mer modne områdene på Haltenbanken. Totalt anslag på de uoppdagede ressursene i Norskehavet er 1270 mrd Sm<sup>3</sup>, noe som tilsvarer om lag 55 pst. av de totale ressursene i Norskehavet.

Det er flere utfordringer knyttet til videre utvikling av ressursene i Norskehavet. Blant annet inneholder feltene som er i produksjon på Haltenbanken, med unntak av Draugen-feltet, relativt mer gass enn olje og er lokalisert i områder med høyere reservoartrykk i forhold til øvrige felt på kontinentalsokkelen. En betydelig andel av de påviste ressursene i felt i planleggingsfasen i Norskehavet finnes også i funn med høyt trykk og temperatur. Høyt reservoartrykk og høy temperatur skaper store utfordringer med hensyn til utvinningsgrad og medfører store kostnader forbundet med produksjonsboring og komplettering av brønnene. Teknologitviking innenfor dette området er følgelig svært viktig for framtidig verdiskaping på Haltenbanken.

Videre ligger en rekke av funnene i Norskehavet på betydelig dypere vann i forhold til øvrige felt på kontinentalsokkelen. Utbyggingen av Ormen langefeltet, som ligger på 800–1100 meters vanddyp, er viktig for utvikling av ny teknologi på dypvann på norsk kontinentalsokkel. Nye funn på tilsvarende havdyp eller dypere vil dra nytte av dette teknologitvikelingsarbeidet.

### *Barentshavet*

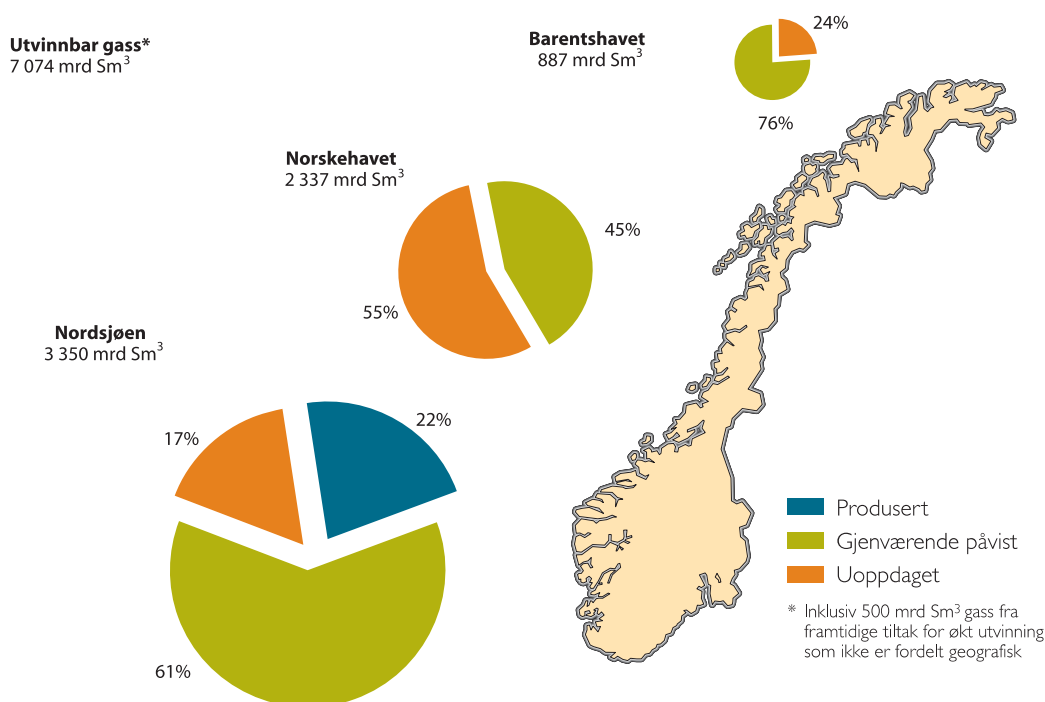
De totale ressursene for Barentshavet er anslått til 887 mrd Sm. Av dette er det anslått at 76 pst. er uoppdagede ressurser.

Utbyggingen av Snøhvit-feltene basert på LNG-eksport representerer en åpning av petroleumsvirksomhet i en ny petroleumsprovins. Infrastrukturen



som etableres i forbindelse med utvinning av gass og kondensat fra feltene vil kunne medføre synergieffekter for framtidige gassutbygginger i området.

Imidlertid er Barentshavet et miljømessig sårbart område. I og med at Snøhvit-prosjektet representerer den første utbyggingen i dette området, legges det stor vekt på at en må gå forsiktig fram. Regjeringen har derfor besluttet at det skal foretas en utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten–Barentshavet. En slik utredning vil omfatte konsekvensene av utvinning av gass, kondensat og olje. Inntil en slik utredning er på plass, vil ikke Barentshavet åpnes ytterligere for petroleumsvirksomhet. Dette er nærmere omtalt i kapittel 4.2.2.



Figur 8.5 Geografisk fordeling av gassressursene på norsk kontinentalsokkel.

Kilde: OD

### Produksjon av gass på norsk kontinentalsokkel

Produksjonsnivået på norsk kontinentalsokkel vil være bestemt av tilgjengelige gassressurser, kostnadene knyttet til utbygging og drift av felt og infrastruktur, markedsbehovet for gass og gasspris.

Den totale produksjonen av gass på norsk kontinentalsokkel per år vil i hovedsak være bestemt av inngåtte gassalgsforpliktelser og ut fra behovet for gass til injeksjon i felt for å øke utvinningsgraden av væske.

I 2001 var total gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel 94,6 mrd Sm<sup>3</sup> (rikgass). Av dette utgjorde eksport av tørrgass til kontinentet og Storbritannia 50,5 mrd Sm<sup>3</sup>. Mengde gass til injeksjon i felt utgjorde 34,5 mrd Sm<sup>3</sup>. I tillegg til dette ble det også ut av rikgassen utskilt nafta og NGL-produkter. Videre ble også en del av den produserte gassen benyttet til energiframstilling på installasjonene på kontinentalsokkelen og på ilandføringsstedene.

En nærmere omtale av framtidig norsk gasseksport er gitt i kapittel 7.2.3.

Når det gjelder bruk av gass i Norge tar regjeringen sikte på å legge fram en egen Stortingsmelding høsten 2002.

### *Gass til injeksjon i felt*

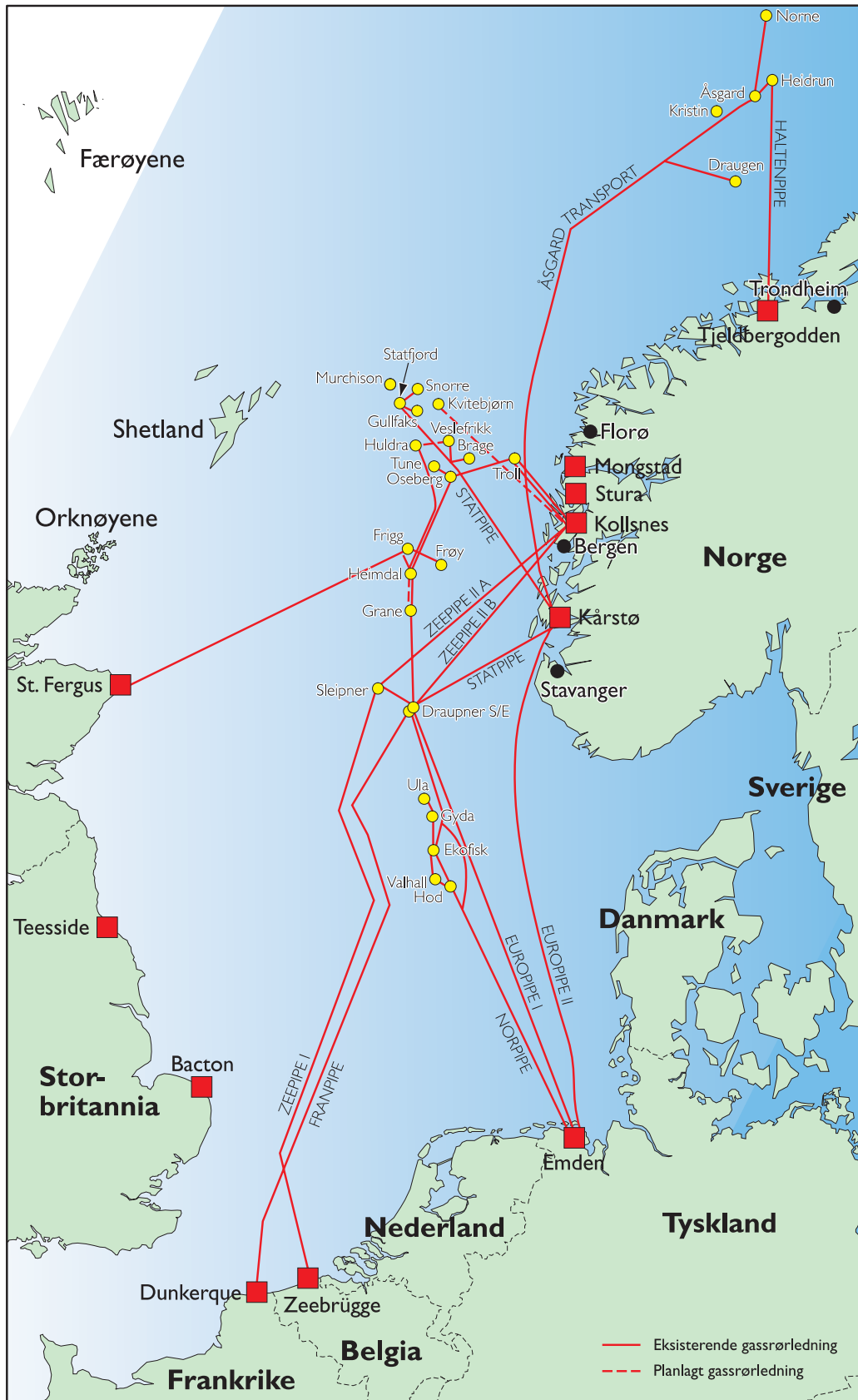
Det forventes at en vesentlig del av gassen som produseres på kontinental-sokkelen i tiden framover, vil bli injisert i felt for å øke oljeutvinningen i disse feltene. Ingen av de norske feltene som produserer gass er rene gassfelt, men inneholder i varierende grad en kombinasjon av gass og olje/kondensat. Utvinningsgraden varierer sterkt fra felt til felt, og er avhengig av blant annet trykkforhold i reservoaret. For å oppnå en høy grad av væskeutvinning er det i enkelte tilfeller nødvendig å beholde gassen i feltet til størstedelen av væsken er produsert. I andre tilfeller vil injeksjon av gass fra andre felt for å opprettholde trykket i reservoaret være gunstig for å øke oljeutvinningen. Mellom 60–90 pst. av den injiserte gassen kan reproduseres senere.

I 2001 ble det injisert gass i 22 felt på norsk kontinentalsokkel. Feltene med høyest bruk av gass til injeksjon er Oseberg, Statfjord, Åsgard og Sleipner Øst. Volumet som injiseres på kontinentalsokkelen vil følge utviklingen i olje- og kondensatproduksjonen. Gassinjeksjonen er anslått å nå en topp i 2005 med om lag 49 mrd Sm<sup>3</sup> gass per år. Deretter forventes omfanget av bruken av gass til injeksjon å reduseres. De store feltene som i dag har gassinjeksjon vil etter hvert gå over til å eksportere den reproduserte gassen og avslutte sin produksjon. Samtidig forventes det færre framtidige gassinjeksjonsprosjekt.

### **8.3.2 Utnyttelse og utvikling av transportkapasiteten for gass**

Kapasiteten i transportsystemet for gass fra norsk kontinentalsokkel til kontinentet og Storbritannia vil til enhver tid avhenge av sammensetningen av gassen som transporteres, temperaturen på denne og hvilket trykkregime en har i røret.

De etablerte transportsystemene fra norsk kontinentalsokkel til kontinentet og Storbritannia har en kapasitet på om lag 84 mrd Sm<sup>3</sup> per år (summen av kapasitetene i Europipe I, Europipe II, Norpipe, Zeepipe, Franpipe og Vest-erled).



Figur 8.6 Norsk transportsystem for gass.

Kilde: OD

Det vil være mulig å øke denne kapasiteten ved behov. Ved å investere i kompresjon i Zeebrügge, utvide prosesseringskapasiteten på Kårstø og ved å benytte muligheten for kompresjon i Norpipe samt noe oppgradering på kompressorstasjonen H7 i Norpipe, vil den samlede eksportkapasiteten fra norsk kontinentalsokkel ligge rundt 92 mrd Sm<sup>3</sup> per år.

Dagens eksportkapasitet vil kunne dekke transportbehovet for inngåtte gassalgsforpliktelser stort sett uten bruk av ovennevnte muligheter for forsterkninger av transportsystemet. Det vil imidlertid i tiden framover være nødvendig å se nærmere på i hvilken grad det vil være behov for ytterligere utbygging av transportsystemet. Det er i denne sammenheng nødvendig å se utnyttelse av eksisterende rør i sammenheng med utbyggingen av nye felt og dermed behovet for ny kapasitet. Produksjonen fra feltene som ble bygget ut tidlig på kontinentalsokkelen er avtagende, og det vil derfor bli økende plass for gass fra nye felt i eksportrørene. De siste årene er det blitt gjort nye betydelige gassfunn i Norskehavet som kan medvirke til en betydelig vekst i salget av gass fra kontinentalsokkelen. Blant annet vil en utbygging av Ormen lange-feltet i Norskehavet kunne kreve ny eksportkapasitet fra norsk kontinentalsokkel til aktuelle markeder.

En mulig måte å øke transportkapasiteten til det europeiske markedet på, utover ovennevnte muligheter for forsterkninger, er å installere kompresjon på Zeepipe og Franpipe. Ved å plassere en kompressor-plattform tilknyttet disse rørledningene, såkalt midtveis kompresjon, vil en kunne øke gjennomstrømningen i Franpipe og Zeepipe med til sammen opp til 10 mrd Sm<sup>3</sup> per år.

Kapittel 7.2.3 omtaler også hvordan det britiske gassmarkedet kan gi muligheter for økt salg av norsk gass. Per i dag er det kun Vesterledrørledningen som gir en direkte norsk eksportrute for norsk gass til St. Fergus i Storbritannia. Vesterled har en kapasitet på 11 mrd Sm<sup>3</sup> per år. For å øke den norske andelen av gassmarkedet i Storbritannia vil en måtte se på mulige nye oppkoblinger ved å legge en ny rørledning med landingsterminal i Storbritannia, eller å knytte seg opp fra norske gassfelt til eksisterende britiske rørledninger. Som en konsekvens av at den britiske gassproduksjon sannsynligvis vil reduseres, vil flere av de britiske gassrørledningene ha stor grad av ledig kapasitet.

Det vil være i både norsk og britisk interesse at forholdene legges til rette for økt gasstransport til Storbritannia. Det er nylig etablert en norsk-britisk samarbeidsgruppe for Nordsjøen for å utvikle samarbeidet mellom den britiske og den norske olje- og gassvirksomheten. Samarbeidsgruppen ble opprettet etter felles anmodning fra de to ansvarlige ministrene, som er enige om at samarbeidet vil bidra til økt verdiskaping i Nordsjøen. I dette samarbeidsforumet vil man blant annet se nærmere på mulighetene for felles bruk av infrastruktur, for å få en enda mer effektiv utnyttelse og utvikling av gasstransportnettet i Nordsjøen, samt norsk-britiske driftsmessige synergier.

## 9 Petroleumsnæringen

### 9.1 Den norskbaserte petroleumsnæringen

---

Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel har lagt grunnlaget for utviklingen av en norskbasert olje- og gassnæring med kompetanse i de fleste fasene i virksomheten for leting, utbygging og utvinning av olje og gass, herunder landbasert virksomhet. Med den norskbaserte olje- og gassnæringen menes de norske oljeselskapene, leverandørindustrien og forsknings- og utdanningsinstitusjonene med tilknytning til petroleumsindustrien. Aktørenes forankring i den norskbaserte olje- og gassnæringen avhenger av i hvor stor grad virksomheten bidrar til verdiskaping i Norge. Lokalisering av hovedkontor og enheter for teknologiutvikling til Norge er viktige parametere for å vurdere om virksomheten bidrar til å styrke olje- og gassnæringen og norsk industri generelt. De norske oljeselskapene har vært og er drivkrefter i oppbyggingen av en norsk leverandørindustri og i utnyttelsen av ressursbasen på norsk kontinentalsokkel. Det er også i framtiden viktig at disse selskapene har hovedkontorer i Norge.

Oljeselskapene på norsk kontinentalsokkel utgjør kjernen i olje- og gassvirksomheten. På norsk kontinentalsokkel har vi i dag 29 selskaper som er rettighetshavere, hvorav 13 er operatører. Oljeselskapenes virksomhet omfatter leting, utbygging og produksjon.

På slutten av 1960-tallet hadde vi praktisk talt ingen norsk virksomhet knyttet til den internasjonale olje- og gassindustrien. Om lag 30 år senere er leverandørindustrien en stor norsk industri. Den norske leverandørindustrien er en sammensatt gruppe av selskaper som leverer produkter og tjenester til petroleumsvirksomheten. En studie utført av SNF <sup>11)</sup> viser at det i Norge er i overkant av 600 foretak med over 25 pst. av omsetningen rettet mot olje- og gassvirksomheten. De fleste av disse er små og mellomstore bedrifter. Aetats årlige kartlegging av sysselsettingen relatert til olje- og gassvirksomheten omfatter ca. 800 foretak (inkludert stiftelser, offentlig virksomhet og lignende) som i større og mindre grad leverer produkter og tjenester til virksomheten. Antall selskaper relatert til olje- og gassvirksomheten ser dermed ut til å ligge mellom 600 og 800.

Tall fra Aetat viser at det i august 2001 var om lag 73 900 personer direkte sysselsatt i olje- og gassvirksomheten, dvs. om lag tre prosent av total sysselsetting i Norge. Leverandørindustrien sysselsetter om lag 60.000 av disse. Det er regionale forskjeller i betydningen olje- og gassnæringen har for sysselsettingen. En stor del av sysselsettingen har til nå vært konsentrert i og omkring kysten av fylkene Rogaland og Hordaland. Det er likevel en betydelig sysselsetting langs hele den norske kysten og i Oslo- og Akershusområdet. Om lag 1000 fagarbeidere bor i typiske innlandsfylker.

Olje- og gassvirksomheten medfører svært store investeringer og driftskostnader. I 2001 var investeringene i overkant av 60 mrd kroner, mens driftsko-

<sup>11)</sup> Heum, Vatne, Kristiansen, Internasjonalisering av norsk petrorettet næringsliv, SNF 2000

stnadene var på om lag 30 mrd kroner. Investeringene og driftskostnadene genererer etterspørsel etter produkter og tjenester fra leverandørindustrien i Norge. Også relaterte næringer drar nytte av denne etterspørselen. De indirekte økonomiske effektene på både sysselsetting og produksjon i landbasert virksomhet er betydelige. Teknologibedriftenes Landsforening (TBL) har estimert at petroleumsvirksomheten indirekte bidrar til ca. 220.000 arbeidsplasser fordelt over hele landet. Dette inkluderer for eksempel transport, overnatting og catering. De lokale og regionale ringvirkningene av petroleumsvirksomheten er derfor svært verdifulle. Den framtidige utviklingen i aktivitetsnivået på norsk kontinentalsokkel er av stor betydning for utviklingen i den offshore- og landbaserte virksomheten.

En annen vesentlig del av olje- og gassnæringen er forsknings- og utdanningsinstitusjonene. Disse har en grunnleggende funksjon i næringen ved å stå for utdanning, videreutdanning og forskning- og utvikling av ny teknologi. Forskningsinstitusjonene står både for langsiktig grunnforskning, men også mer kortsiktige prosjekter på oppdrag fra industrien.

Olje- og gassnæringen har helt siden virksomheten tok til på norsk kontinentalsokkel etterspurt kompetanse og utdanning innenfor en lang rekke fagområder. Tilbudet ved norske læresteder har gradvis blitt utviklet for å møte denne etterspørselen. Viktige læresteder for rekrutteringen til olje- og gassnæringen innen det tekniske fagområdet er i dag Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU), Høgskolen i Rogaland og universitetene i Oslo og Bergen. I tillegg tilbyr en lang rekke andre utdanningsinstitusjoner studier som etterspørres i olje- og gassvirksomheten.



Figur 9.1 Verdikjeden for feltutbygginger.

Kilde: OED

Den norskbaserte leverandørindustrien har aktiviteter innen de fleste delene av verdikjeden for oppstrøms olje- og gassvirksomhet, jf. figur 8.1. Innen segmentet *reservoar og seismikk* er flere norske selskaper representert. Selskapene i dette segmentet samler bl.a. inn seismiske data og analyserer disse. Det har i de siste 10 årene foregått betydelige endringer i metodene for innsamling og analyse av seismiske data, ikke minst på grunn av utviklingen innen informasjonsteknologi (IT). Segmentet *boring og boreutstyr* omfatter bl.a. drift av flytbare borerigger, drift av faste rigger og leveranser av utstyr til bygging av nye borerigger. Norske selskaper har virksomhet innen alle disse områdene, men i internasjonal sammenheng er virksomheten liten. Brønn-tjenester omfatter alt arbeid som utføres i forbindelse med boring av nye brønner og vedlikehold av eksisterende brønner. Dette segmentet er dominert av utenlandske selskaper. Norsk leverandørindustri er i stor grad involvert i *utbygging* av olje- og gassfelt på norsk kontinentalsokkel og internasjonalt. Virksomheten innebærer ingeniørarbeider og fabrikasjon ved bygging av plattformer, produksjonsskip eller undervannsinstallasjoner. I siste fase av olje- og

gassvirksomheten skal produksjonsinnretningene stenges ned og fjernes (*disponering*). På norsk kontinentalsokkel har vi hittil hatt liten aktivitet på dette området, men i årene framover er det en hel del plattformer som må stenges og fjernes. Norsk leverandørindustri kan også ta hånd om disse aktivitetene.

Selv om norske bedrifter er representert i alle ledd i verdikjeden, er det viktig å merke seg to forhold:

- Konsolidering og oppkjøp i petroleumssektoren har gjort at mange foretak som opprinnelig var norskeide nå har utenlandske majoritetsiere. Dette gjelder bl.a. for foretak innen seismikk og boreoperasjoner. I den grad utenlandske eiere velger å flytte virksomhet ut av Norge, kan dette undergrave det norske petroleumsmiljøet og verdiskapingen i Norge.
- Norsk industri har i dag en relativt svak posisjon i de segmentene som forventes å gi størst framtidig verdiskaping. Dette gjelder bl.a. brønntjenester og boreoperasjoner. Disse segmentene har i økende grad blitt dominert av amerikanske selskap, som ofte har kjøpt opp konkurrenter. Disse segmentene kjennetegnes av høye kapitalkostnader og intensiv forskning og teknologiutvikling.

## 9.2 KonKraft

---

Fallet i oljeprisen i 1998/99 har utløst dyptgående strukturelle endringer i olje- og gassindustrien både internasjonalt og nasjonalt. Kombinert med en gradvis modning av norsk kontinentalsokkel har dette stilt den norske petroleumsvirksomheten overfor nye utfordringer. Olje- og energidepartementet har i dialog med den norskbaserte olje- og gassnæringen arbeidet med å svare på disse utfordringene. Hensikten er å styrke norsk kontinentalsokkels, så vel som industriens, konkurransekraft. Denne prosessen er kjent som *KonKraft*.

KonKraft er delvis en fortsettelse av Norsok<sup>12)</sup>, men favner mye bredere. Mens Norsok fokuserte på tids- og kostnadsbesparelser, tar KonKraft opp alle forhold som påvirker næringen, blant annet finansielle forhold, internasjonalisering, forskning og utvikling og helse-, miljø- og sikkerhetsspørsmål.

Deltakerne i KonKraft omfatter representanter for alle deler av petroleumsnæringen. En viktig del av arbeidet i KonKraft er å skape en langsiktig visjon for næringen der det langsiktige utviklingsperspektivet næringen står overfor reflekteres, og å identifisere og iverksette tiltak som bygger opp om dette.

For å sikre en best mulig dialog og gi KonKraft tilstrekkelig tyngde, har det vært nødvendig å opprette en møteplass hvor næringen og myndighetene kan drøfte overordnede problemstillinger og forslag til konkrete tiltak. Denne møteplassen har fått navnet Topplederforum. En samlet industri, representert ved Teknologibedriftenes Landsforening (TBL), Oljeindustriens Landsforening (OLF), Norges Rederiforbund og LO, tok initiativet til opprettelsen av Topplederforum i 2000. Det ble etablert høsten 2000 og ledes av olje- og energiministeren.

I Topplederforum stiller representanter fra hele næringen, dvs. oljeselskaper, leverandørindustri, forskningsinstitusjoner, arbeidstakerorganisasjoner og myndighetene. Topplederforum har som mål å:

<sup>12)</sup> Norsok: Norsk sokkels konkurransekraft

- Styrke norsk kontinentalsokkels konkurransekraft.
- Sikre norsk leverandørindustri konkurranseevne hjemme og internasjonalt.

Siktemålet er å identifisere og iverksette tiltak for å oppnå disse målene og bidra til at aktørene i næringen følger opp de prosesser og tiltak som igangsettes.

Tiltakene man enes om skal være aksjonsorienterte. Styrken i forumet ligger i den brede deltakelsen og at tiltakene forankres på toppnivå i de respektive bedrifter og organisasjoner.

Topplederforum er også arena for informasjonsutveksling og oppfølging når det gjelder initiativ som allerede er etablert, for eksempel Miljøforum, OG<sub>21</sub> og Intsok.

Eksempler på KonKraft-prosjekter er bl.a.:

- Utviklingen av en kommunikasjonsstrategi for å bedre rekrutteringen og styrke framtidig kompetansebygging i næringen. Tiltakene som er definert i denne strategien er nå i ferd med å bli iverksatt.
- En prosjektgruppe har sett på barrierer for inntak av nye og moderne borerigger på norsk kontinentalsokkel. Barrierene er identifisert, og det er foreslått tiltak som skal bidra til et mer velfungerende marked for denne type innretninger.
- Et felles norsk/britisk initiativ er tatt for å identifisere samarbeidsområder på tvers av sokkelgrensene. Blant annet vil man arbeide for en mer effektiv utnyttelse av infrastrukturen i Nordsjøen og forbedret gjensidig markedssadgang for leverandørindustrien.
- Det arbeides også med å kartlegge fakta for eventuelle hindringer for kapitaltilførsel til næringen i lys av at mange norske leverandørselskaper har blitt kjøpt opp av utenlandske konkurrenter, samt at de har en lav verdisetting på Oslo Børs.
- Det arbeides med å formulere en visjon for petroleumsvirksomheten med overordnede mål for 2010. Hensikten er å oppnå en felles virkelighetsforståelse av petroleumsvirksomheten og dens framtidsmuligheter på bakgrunn av sektorens betydning for norsk økonomi og næringsliv.

Regjeringen vil gjennom KonKraft arbeide aktivt for å videreutvikle den norske olje- og gassvirksomheten.

### **9.3 Relaterte næringer**

---

I sum utgjør den norske olje- og gassnæringen et nettverk av olje- og gasselskapene, leverandørselskapene og forsknings- og utdanningsinstitusjonene. I tillegg knyttes selskaper i Norge sammen med olje- og gassindustrien internasjonalt. Olje- og gassindustrien samarbeider også med andre næringer, noe som fører til en gjensidig påvirkning mellom næringene. Olje- og gassnæringen er en svært viktig drivkraft for innovasjon og utvikling av teknologi og arbeidsprosesser i øvrig norsk næringsliv. Dette gir betydelige positive ringvirkninger til annen norsk industri.

De viktigste næringene som er relatert til olje- og gassnæringen er maritim industri, informasjons- og kommunikasjonsteknologinæringen (IKT-næringen), finansnæringen og annen norsk energiindustri. Disse næringene arbeider i forhold til mange andre næringer, men studier<sup>13)</sup> viser at innovas-



jons- og veksttaket gjerne er høyere i de delene som arbeider mot olje- og gassvirksomheten.

Historisk er det sterke bindinger til maritim industri. Norges kompetanse innen maritim industri var vesentlig i oppbyggingen av petroleumsvirksomheten, og spiller fortsatt en viktig rolle. Mange av teknologileverandørene til olje- og gassvirksomheten arbeider innen begge næringene, for eksempel riggselskaper og supplyselskaper. Maritim industri i Rogaland er i dag sterkt spesialisert rundt olje- og gassvirksomheten. De to næringene påvirker hverandre gjensidig og bidrar til videreutvikling av både teknologi og arbeidsprosesser.

Det foregår en stadig mer integrert teknologiutvikling mellom olje- og gassnæringen og IKT-næringen. Denne utviklingen er i stor grad drevet av utfordringene olje- og gassvirksomheten står overfor på norsk kontinentalsokkel. Olje- og gassnæringen har behov for avanserte IKT-løsninger til store utfordrende prosjekter og kan derfor tilby IKT-næringen gode muligheter for utvikling og utprøving av ny teknologi. For IKT-næringen er det verdifullt med krevende kunder som bidrar til å strekke og utfordre teknologiens grenser. Kompetansen som kan bygges gjennom anvendelse av IKT-løsninger i olje- og gassvirksomheten styrker også mulighetene for å videreutvikle den norske IKT-næringen.

Olje- og gassindustrien etterspør finansierings- og forsikringstjenester i Norge. Dette har ført til at finansinstitusjoner og forsikringsselskaper har bygd opp kompetanse på produkter og tjenester rettet mot olje- og gassvirksomheten. I tilknytning til den norske olje- og gassnæringen er det et finansielt kompetansemiljø med base i Norge. Dette miljøet kjenner godt til virksomheten og gjør det mulig for selskapene å skaffe til veie risikokapital. Hovedsakelig er det den norske leverandørindustrien som henter sin finansiering i norske banker <sup>13)</sup>, mens oljeselskapene skaffer til veie finansieringen i morselskapet eller i det internasjonale kapitalmarkedet. Oslo Børs spiller en viktig rolle som markeds plass for egenkapital til næringen.

Det er mange koblinger mellom olje- og gassnæringen og annen energirelatert virksomhet i Norge. Flere av de store oljeselskapene engasjerer seg i kraftmarkedet, energiselskaper ønsker å ta del i gassvirksomheten oppstrøms, og leverandørselskapene ser store muligheter i salg av produkter og tjenester til energiindustrien. Flere av de store internasjonale oljeselskapene har opprettet selskaper som utvikler alternative energikilder, for eksempel vindkraft og solenergi.

En konkurransedyktig norskbasert olje- og gassnæring er et godt utgangspunkt for å videreutvikle Norge som energinasjon. Kompetansen som er bygd opp i olje- og gassnæringen kan legge grunnlaget for satsing innen andre energiformer. En gradvis forvitring av den norske olje- og gassnæringen kan hemme nyskaping og utvikling av relatert energiindustri. Dagens politikk er derfor avgjørende for hvordan Norge som energinasjon vil utvikle seg i fremtiden.

---

<sup>13)</sup> Karlsen, Rogalandforskning 2002

<sup>14)</sup> Karlsen, Rogalandforskning 2002

#### **9.4 Strukturelle endringer i leverandørindustrien**

---

Olje- og gassnæringen i Norge og internasjonalt er i kontinuerlig forandring. I de siste årene har endringene spesielt vært store blant de internasjonale oljeselskapene. Denne utviklingen ble omtalt i St.meld. nr. 39 (1999–2000). Parallelt, og som en respons på utviklingen blant oljeselskapene, foregår det i dag betydelige endringer i leverandørindustrien. Endringene stiller den norskbaserte olje- og gassnæringen overfor nye utfordringer.

Viktige drivkrefter i utviklingen av leverandørindustrien er ny teknologi og anvendelsen av denne, samt responsen på konsolideringstrenden blant oljeselskapene. Vi ser i dag flere parallelle trender i leverandørindustrien hvor de viktigste er:

- allianser, oppkjøp og fusjoner
- økt etterspørsel etter totalleveranser (leveranser av hele produksjonssystemer)
- spesialisering innen et segment eller innen noen få produkter og tjenester
- økende behov for egen teknologiutvikling
- endrede samarbeidsformer mellom leverandørindustrien og oljeselskapene
- økt internasjonalisering

Virkningene av disse trendene på utviklingen av næringen er usikre. Det er derimot sikkert at næringen vil endres over tid, både teknologisk og strukturelt.

En konsekvens av konsolideringen blant de store oljeselskapene har vært at disse har styrket sin markedsposisjon i forhold til leverandørindustrien. Internasjonalt har en rekke leverandørselskaper derfor posisjonert seg gjennom oppkjøp og fusjoner. Dette har ført til at de har utvidet sitt produkt- og tjenestespekter, oppnådd stordriftsfordeler og styrket sin markedsposisjon i forhold til oljeselskapene. Større leverandørselskaper kan levere totalleveranser til oljeselskapene. Vi har delvis sett den samme utviklingen i norsk leverandørindustri. Utviklingen kan forsterkes som en konsekvens av at flere av de nye aktørene på norsk kontinentalsokkel er mindre oljeselskaper med begrenset intern kompetanse. Disse selskapene er avhengig av en leverandørindustri som kan ta hånd om større deler av virksomheten.

En annen utvikling går mot økt spesialisering i leverandørindustrien. De enkelte selskapene fokuserer sin virksomhet innen et enkelt segment og satser der på å være best på leveranser av ett eller noen få produkter. Bak denne spesialiseringen ligger behovet for å foreta betydelige investeringer i forskning, utvikling og demonstrasjon før et produkt kan anvendes i fullskalaproduksjon. På grunn av høye kostnader og spesialisert kompetanse konsentrerer selskapene utviklingen av ny teknologi om færre produkter. Utviklingskostnadene til disse selskapene må fordeles over flere solgte enheter enn hva det norske markedet etterspør. Spesialisering er derfor en drivkraft for internasjonalisering.

En viktig forutsetning for langsiktig utvikling av den norskbaserte olje- og gassnæringen er at selskaper med strategisk betydning i verdikjeden har norsk forankring. Det innebærer at selskapene har lokalisert hovedkontorfunksjoner og/eller enheter for teknologiutvikling i Norge. Disse enhetene er

av stor betydning for den langsiktige utviklingen i leverandørindustrien og ringvirkningene industrien har for annet norsk næringsliv.

Når det gjelder leverandørindustrien må vi også i tiden framover være forberedt på betydelige strukturelle endringer. Regjeringen vil arbeide for å legge forholdene til rette for en konkurransedyktig leverandørindustri basert i Norge.

### **9.5 Internasjonalisering av olje- og gassnæringen**

---

Framtiden til den norske olje- og gassnæringen avhenger av at den lykkes internasjonalt. Internasjonalisering gir utviklingsmuligheter i tillegg til virksomheten på norsk kontinentalsokkel. Utover direkte virkninger på norsk økonomi i form av inntekter og aktivitet, er internasjonalisering avgjørende for bedriftenes langsiktige konkurranseevne og vekst. Internasjonal konkurranse er viktig for læring, innovasjon og utvikling og en forutsetning for fortsatt god vekstevne i petroleumsindustrien.

Konkurransedyktige bedrifter er en forutsetning for at inntektene fra petroleumsindustrien til det norske samfunnet maksimeres. Det er viktig at myndighetene, med de virkemidler som er nødvendige, stiller seg bak bedriftene i internasjonaliseringsprosessen.

#### *Petroleumsindustriens stilling internasjonalt*

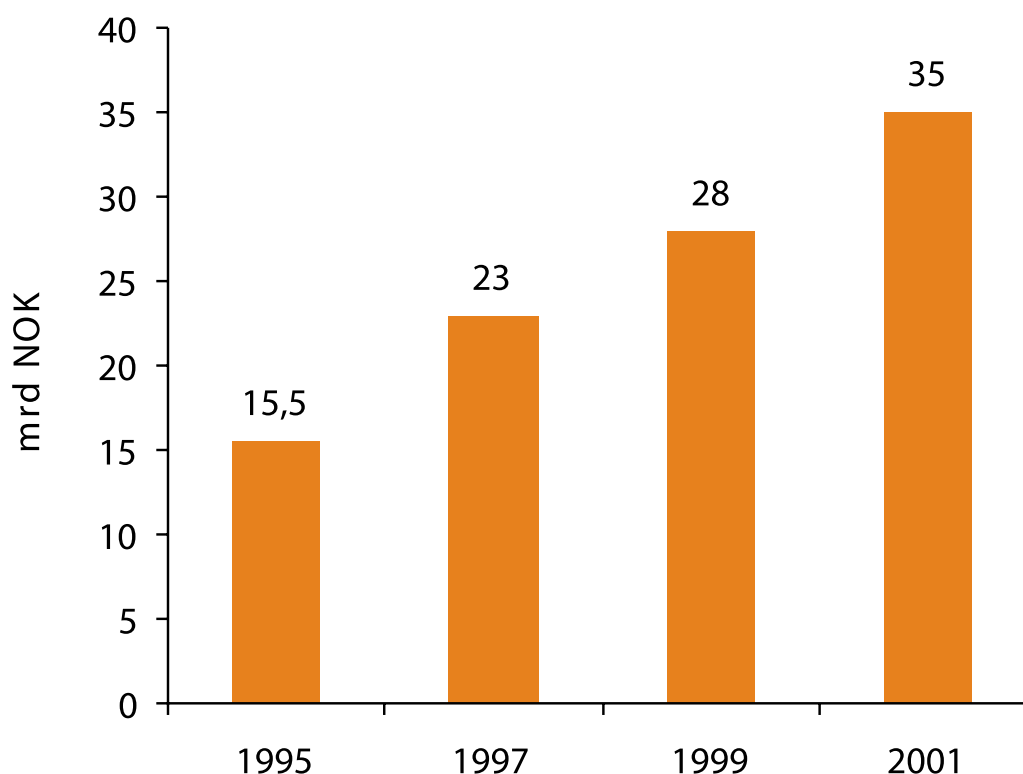
Norsk petroleumsindustri har i dag gode forutsetninger for å ekspandere i utemarkedene fordi norsk kontinentalsokkel til nå har vært ledende på mange viktige områder. Dette gjelder både oljeselskapene og leverandørindustrien. Nordsjøen er i dag blant verdens ledende offshoreprovinser. De norske oljeselskapene er blant de største operatørene når det gjelder utbygginger og produksjonsvolumer til havs.

Det er ikke gitt at industrien vil beholde denne posisjonen. Flere faktorer er viktige i denne sammenhengen. En av disse er betydningen av hjemmemarkedet. Selv om det er store gjenværende og uoppdagede ressurser på norsk kontinentalsokkel, er vekstpotensialet for petroleumsindustrien betydelig større i flere andre offshoreprovinser. De norske selskaperens hjemmearena minsker med andre ord i betydning, og det er helt nødvendig å rette inn innsats og også lykkes internasjonalt for fortsatt å være blant verdens betydeligste offshoreoperatører. Dette stiller store krav til de norske oljeselskapene og industrien for øvrig. En positiv utvikling har langt på vei startet, der petroleumsindustrien er i ferd med å posisjonere seg i de nye viktige vekstmarkedene.

I løpet av det siste tiåret har de norske oljeselskapene bygget opp en betydelig internasjonal portefølje. Både Statoil og Norsk Hydro har posisjonert seg, og til en viss grad fått gjennomslag, i attraktive og strategisk viktige områder. Offshoreområder utenfor Vest-Afrika og Mexicogulfen er blant disse. Det er i disse markedene en forventer størst vekst de nærmeste årene. De norske oljeselskapene deltar her sammen med de fremste globale aktørene. De norske oljeselskapene har også en begynnende aktivitet med petroleumsvirksomhet på land, blant annet i Iran.

Mens de norske oljeselskapene opererer store produksjonsvolum på norsk kontinentalsokkel, har de til nå hovedsakelig bare vært andelseiere internasjonalt. En hovedutfordring for selskapene er å skaffe *operatørskap* internasjonalt. Både Statoil og Norsk Hydro satser aktivt for å få dette til. Størrelse og finansiell kapasitet er her en utfordring. Samtidig viser erfaring at teknisk kompetanse og evnen til å se vertslandets behov for opplæring og teknologioverføring også kan være en avgjørende faktor.

Mange selskaper innen leverandørindustrien er i likhet med oljeselskapene allerede godt etablert internasjonalt. Andre er i ferd med å etablere seg. Norske vare- og tjenesteleverandører omsetter i et betydelig omfang internasjonalt, enten direkte fra Norge eller gjennom utenlandsetableringer.



Figur 9.2 Omsetning internasjonalt (eksport og omsetning i utlandet gjennom utenlandsetableringer) norsk petroleumsrettet leverandørindustri 1995–2001.

Kilde: SNF 2002

Figur 8.2 viser en betydelig omsetning, 35 mrd kroner i 2001, og en markant økning (25 pst. fra 1999 til 2001) i den olje- og gassrelaterte omsetningen internasjonalt. Til sammenligning utgjør den totale eksporten fra den norske fiskerinæringen om lag 30 milliarder kroner. I forhold til det totale markedet for denne type varer og tjenester er imidlertid markedsandelen svært liten (1–3 pst.). Potensialet og mulighetene for norsk industri er her store.

#### *Virkninger på norsk økonomi*

Den direkte eksporten gir inntekter, aktivitet og sysselsetting i Norge. Direkte investeringer og produksjon i utlandet vil kunne gi overskudd som kan føres

tilbake til virksomheten i Norge. Spesielt når det gjelder oljeselskaperenes overskudd av produksjon internasjonalt, vil en etter hvert forvente betydelige direkte virkninger på norsk økonomi. Til en viss grad vil en også få direkte virkninger på aktivitetsnivå og sysselsetting i Norge av investeringer i utlandet, for eksempel i form av økt aktivitet ved selskaperenes hovedkontorfunksjoner i Norge, eller ved økt etterspørsel etter varer og tjenester produsert i Norge <sup>15)</sup>.

#### *Internasjonal aktivitet og aktivitet hjemme; avgjørende gjensidige virkninger*

En viktig premisse for de norske bedriftenes aktiviteter utenlands har vært å ha utført krevende oppgaver hjemme, med sterk innovativ teknologiutvikling. Internasjonaliseringen av den norske olje- og gassindustrien har vært sterkt knyttet til teknologiutvikling. Når internasjonale operatører og statsoljeselskaper i store petroleumsnasjoner f.eks. i Midt-Østen samarbeider med de norske oljeselskapene, er det spissteknologi bl.a. innen reservoarforvaltning, boring og håndtering av komplekse gassprosjekter som er av interesse. En fortsatt sterk teknologiutvikling på norsk kontinentalsokkel er et viktig springbrett for videre internasjonalisering av norsk olje- og gassindustri.

Samtidig er internasjonal erfaring og deltagelse i internasjonale forskningssprosjekter avgjørende for videreutviklingen av norsk kontinentalsokkel. Ved å bli eksponert for internasjonale prosjekter og krevende internasjonale kunder vil den norskbaserte olje- og gassnæringen stå bedre rustet til å utvikle de mest krevende prosjektene i dypvannsområdene på norsk kontinentalsokkel. Deltagelse i internasjonale prosjekter og i internasjonale markeder bringer ny erfaring og kunnskap tilbake til Norge.

Den gjensidige virkningen mellom norske og internasjonale prosjekter er svært viktig i forhold til å realisere verdipotensialet som ligger i den langsiktige utviklingsbanen, omtalt i kapittel 1.

#### *Myndighetenes medvirkning*

Regjeringen ønsker å bidra til at norsk industri får gjennomslag i internasjonale markeder. Basert på industriens konkurransedyktighet og strategier for internasjonalisering ønsker myndighetene å legge forholdene til rette for internasjonalisering. Myndighetenes arbeid med internasjonalisering av petroleumsindustrien skjer gjennom ulike tiltak på flere plan. Intsok er en hjørnestein i dette arbeidet (se boks 8.1 for nærmere omtale). Samlet er det for 2002 bevilget 16 mill kroner til internasjonalisering av petroleumsindustrien.

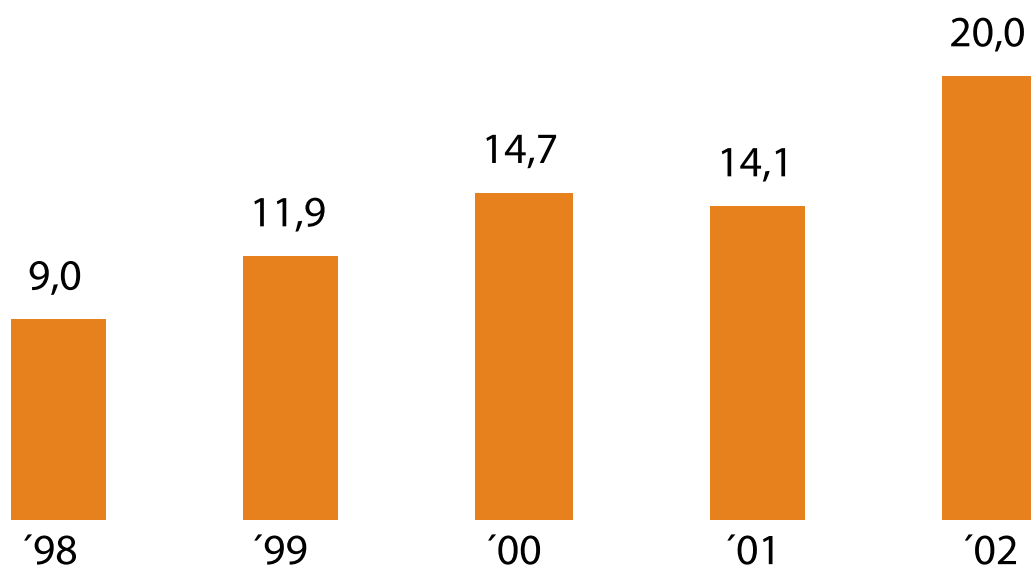
Det er utstrakt kontakt på myndighetsnivå mellom Norge og andre viktige petroleumsnasjoner. Kontakt på politisk nivå bidrar til å markere Norge som en betydningsfull petroleumsnasjon og har en viktig døråpningsfunksjon for industrien. Myndighetene bidrar til å presentere den norske petroleumsindustrien i markeder det fokuseres spesielt på fra industriens side.

Den utveksling av erfaring og bistand som foregår på myndighetsplan bidrar til å danne en plattform og et grunnlag for industriens arbeid i internasjonale markeder.

<sup>15)</sup> Heum, Vatne, Kristiansen, SNF 2000.

**Boks 9.1 Intsok**

Norske myndigheter etablerte i 1997 Intsok for å bistå bedriftene i internasjonaliseringsprosessen. Intsok er et samarbeidprosjekt mellom myndighetene (representert ved Olje- og energidepartementet, Utenriksdepartementet og Nærings- og handelsdepartementet) og industrien. Industrien finansierer «sin» del av Intsok ved «partneravgift» og deltageravgifter ved ulike arrangementer. I tillegg står industrien for en rekke andre bidrag. Om lag halvparten av budsjettet finansieres av Olje- og energidepartementet. (Budsjett, Intsok, figur 8.3)



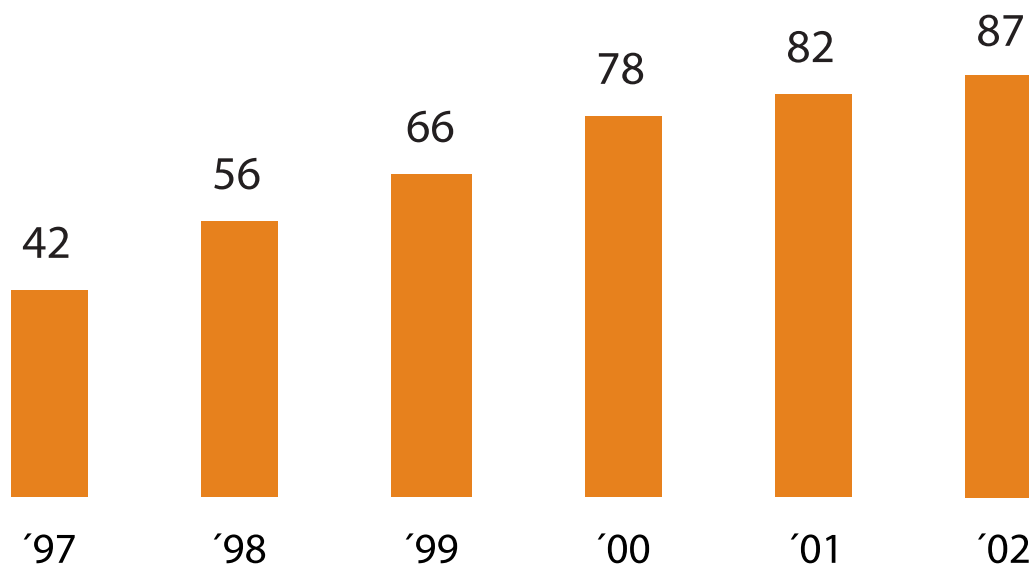
Figur 9.3 Budsjett Intsok (mill kr) 1998–2002.

Kilde: St.prp. nr. 1 (2001–2002)

Intsok vil styrke det langsiktige grunnlaget for verdiskaping og sysselsetting i norsk olje- og gassindustri gjennom fokusert internasjonal virksomhet, med utgangspunkt i bedriftenes samlede konkurransekraft.

Intsoks styre, bestående av representanter fra industrien og myndighetene, utarbeider strategien for en to-årsperiode. Intsok representerer slik en samlestrategi for petroleumsnæringen når det gjelder internasjonalisering, og denne søkes reflektert også i myndighetenes arbeid. Intsok samarbeider nært med myndighetene og tilknyttede organisasjoner, spesielt i forbindelse med delegasjonsbesøk på politisk nivå.

Etter de fem årene Intsok har operert, må en kunne si at etableringen har vært vellykket. Medlemsmassen har økt jevnt siden starten og viser at det er betalingsvilje for «produktet». I første halvår 2002 teller Intsok 87 bedrifter (se figur 8.4).



Figur 9.4 Intsok medlemsbedrifter 1997–2002.

Kilde: Intsok

Medlemsmassen representerer mesteparten av verdiskapingen innen den norske olje- og gassindustrien og dekker hele bredden fra oljeselskaper til små underleverandører. Intsok har som mål at omsetningen internasjonalt av varer og tjenester fra medlemsbedriftene (oljeselskapene holdt utenom) skal nå 50 mrd kroner i løpet av 2005.

Intsokstyret påpeker særlig viktigheten av å forankre en holdning om et mer forpliktende samarbeid, der bedrifter ikke bare høster, men også er villige til å dele sine erfaringer med andre. Denne problemstillingen blir også tatt opp innen KonKraft.

### Samfunnsansvar

Internasjonaliseringen av norsk olje- og gassindustri berører i mange tilfeller spørsmål relatert til menneskerettigheter, korrupsjon og demokratiutvikling. Internasjonale organisasjoner, interesseorganisasjoner, myndigheter, i tillegg til bedriftene selv, har viet disse problemstillingene økt oppmerksomhet de siste årene. Regjeringen legger til grunn at de norske selskapene utviser en høy etisk standard og setter samfunnsansvar på dagsorden i sitt internasjonale engasjement.

Olje- og energidepartementet er representert i det konsultative organ for menneskerettigheter og norsk økonomisk engasjement i utlandet, KOMpakt, som regjeringen etablerte sommeren 1998. Formålet er å bidra til å styrke respekten for menneskerettighetene, blant annet gjennom å bidra til økt bevissthet om menneskerettighetsspørsmål i næringslivet. KOMpakt skal også skape økt dialog, informasjonsutveksling og gjensidig forståelse mellom menneskerettighetsmiljøer, næringsliv og norske myndigheter.

## 9.6 Teknologiutvikling og kompetanse

---

### *Betydningen av ny teknologi*

Utvikling og implementering av ny teknologi har betydd svært mye for norsk kontinentalsokkel. Ny teknologi for økt utvinning har spilt en spesielt stor rolle for økningen i gjennomsnittlig utvinningsgrad. Dette har gjort at betydelige petroleumsressurser som tidligere var regnet som ulønnsomme eller teknologisk umulig å utvinne, har blitt tilgjengelige. Den forventede gjennomsnittlige utvinningsgraden for olje på norsk kontinentalsokkel økte med 10 prosentpoeng, dvs. fra 34 pst. til 44 pst. fra 1991 til 1997. Økningen i forventet utvinningsgrad fram til 1997 skyldes i stor grad framskritt innen områder som bore- og brønnaktiviteter, reservoarkartlegging og økt injeksjon av vann og gass. I tillegg er det utviklet bedre metodikk og større fokus på verktøy for bedre reservoarstyring. Teknologi for økt utvinning er omtalt nærmere i kapittel 6.1.1.

Teknologiske sprang vil være viktig for å realisere flere utbyggingsprosjekter gjennom ytterligere reduksjoner i balansepris og tiltakskostnader for økt utvinning. Demo 2000-programmet har for eksempel lagt et viktig grunnlag for å oppnå reduksjon av balanseprisen på 2–3 USD/fat gjennom framskynding av bl.a. plattformfrie utbyggingsanlegg (boks 8.2).

Det er i dag særlig høye forventninger til teknologi som utvikles for produksjon på havbunnen eller i brønnen og reservoaret. Eksempler på slike teknologier er havbunns- og nedihullsseparasjon. Dette er teknologi som gir økt ressursutnyttelse og forbedrer lønnsomheten i produksjonen. Tradisjonelt har økt utvinning ofte ført til høyere vannproduksjon og energibruk, noe som igjen gir noe høyere utslipp. Havbunns- og nedihullsseparasjon er imidlertid eksempler på teknologiforbedringer som gir både økt ressursutnyttelse og reduserte utslipp. Effekter av disse teknologiene omtales i kapittel 4.4.

Teknologiske nyvinninger som kan bidra til å redusere driftskostnadene vil øke feltenes kontantstrøm og lønnsomhet, samt forlenge levetiden og øke utvinningen fra feltene. For de fleste modne oljefelt utgjør brønnvedlikehold en vesentlig del av driftskostnadene, og alle kostnadsreducerende tiltak innen boring vil følgelig også få en gunstig effekt på driftskostnadene. I tillegg vil nye metoder for vannbehandling kunne gi vesentlige bidrag til reduksjoner i driftskostnadene. Teknologi for bedret innsamling av reservoardata i driftsfasen (f.eks. 4D-seismikk) i kombinasjon med forbedrede metoder for reservoarmodellering vil gi bedre grunnlag for mer presise tiltak for reservoarstyring.

### **Boks 9.2 Demo 2000 – Prosjektrettet teknologiutvikling for olje- og gasssektoren**

I Demo 2000 har ny og kostnadsbesparende undervannsteknologi vært et satsingsområde siden programmet startet. Omkring 20 av totalt 65 prosjekter er direkte relatert til utvikling av nytt utstyr og nye systemer for undervannsproduksjon, havbunnsprosessering og rørtransport. Denne teknologien er i første omgang velegnet til å utvide rekkevidden og anvendelsesområdet for tilknytning av mindre felt til feltsentre som etter hvert får ledig kapasitet når hovedfeltet går av platå. Ved å plassere utstyr for vannseparasjon, vanninjeksjon, flerfasepumping, gasstørking



og kompresjon nær brønnhodet, kan eksisterende plattformkapasitet utnyttes uten at det er behov for komplekse og kostnadskrevenne modifikasjoner til havs. Samtidig vil teknologien utløse store miljøgevinster der hvor produsert vann kan separeres og reinjiseres i reservoaret slik at man oppnår null utslipp. På lengre sikt vil den nye havbunnsteknologien gjøre det mulig å produsere direkte til land uten produksjonsplattform på feltet.

Industriens målsetting om å redusere kostnaden per produsert fat med 2–3 USD oppnås gjennom kostnadseffektivisering i flere ledd. Kostnadsreduksjonene er betydelige i utbygginger hvor plattformer eller annet overflateutstyr kan erstattes av enklere undervannsinstallasjoner. I tillegg gir den nye teknologien en fleksibilitet som styrker prosjektøkonomien i utbyggingene. I stedet for å dimensjonere for feltets krav til vannbehandling og kompresjon, som ofte inntreffer mot slutten av produksjonsforløpet, kan man utsette store investeringer ved å installere undervannsutstyret i flere byggetrinn. Videre vil driftsbesparelser oppnås ved å samle produksjon fra omliggende felt til sentrale plattformer og ved å redusere bemanningen til havs.

For å ta i bruk den nye teknologien for miljøvennlig og kostnadseffektiv havbunnsprossessering i stor skala, er det avgjørende å høste konkrete erfaringer fra utbygging og drift slik at sikre anslag for kostnader og regularitet kan etableres. Utstyrsutviklingen er nå kommet så langt at det kun gjenstår pilotprosjekter for utprøving i mindre skala på felt enten i Norge eller internasjonalt. Her har norsk industri en unik anledning. Oljeselskapene i Demo 2000 ser nå på ulike samarbeidsmodeller for å gjennomføre dette.

Visjonen til Demo 2000 er at Norge skal være et globalt testlaboratorium for utvikling, testing og kvalifisering av ny teknologi. En sterk teknologiutvikling på norsk kontinentalsokkel vil være et viktig springbrett for videre internasjonalisering av norsk olje- og gassindustri. Aktivitetene på norsk kontinentalsokkel er et viktig område for teknologiutvikling i den norskbaserte olje- og gassnæringen. De konkurransefortrinn næringen har i dag kan gå tapt dersom det ikke satses tilstrekkelig på teknologiutvikling.

### *Utvikling av ny teknologi*

Det tar lang tid å introdusere ny teknologi i olje- og gassvirksomheten. En studie utført av McKinsey viser at det i gjennomsnitt tar 30 år fra idé til en teknologi er 50 pst. introdusert i markedet. Dette er to til tre ganger så lang tid som innenfor enkelte andre bransjer. Uttesting av ny teknologi i en kapitalintensiv bransje som olje- og gassvirksomheten er derfor generelt meget kostnadskrevenne og har høy risiko. Dette stiller store krav til teknologileverandørens finansielle situasjon.

I petroleumssektoren går det i retning av at leverandørindustrien blir ansvarlig for en større del av sektorens FoU-innsats. Dette kommer bl.a. av at oljeselskapenes FoU-virksomhet i løpet av 1990-tallet har blitt mer kortsiktig som følge av at store deler av teknologiutviklingen er overlatt selskapenes forretningsenheter og rettighetshavergruppene. Det lange tidsrommet fra FoU-

investeringer foretas til de skaper resultater gjør at eierskapet til resultatene av denne innsatsen i første rekke kommer framtidig virksomhet til gode. Den enkelte tillatelse står på sin side igjen med risikoen ved førstegangs bruk. Den finansielle nedsiden prosjektene står overfor ved eventuelle forsinkelser og overskridelser når ny teknologi introduseres, er betydelig på grunn av de store kontantstrømmene involvert i virksomheten. Dessuten har vi ikke lenger mange store felt som enkeltvis kan bære betydelige forsknings- og utviklingskostnader.

Det samlede FoU-forbruket i sektoren har blitt redusert de seneste årene samtidig som bl.a. mindre felt og dypere vann medfører betydelige teknologiutfordringer på norsk kontinentalsokkel. Teknologiutviklingen har på flere viktige områder bare i begrenset grad holdt følge med de teknologiske utfordringene som nå knytter seg til å realisere en større del av petroleumsressursene. Dette gjelder bl.a. innen økt utvinning.

De industrielle og kompetansemessige ringvirkningene av teknologiutvikling er svært viktig for utviklingen av den norskbaserte olje- og gassnæringen. En effektiv teknologiutvikling i industrien vil øke konkurransekraften og vekstmulighetene i næringen. Samtidig vil det gi bedre forutsetninger for internasjonalisering gjennom bl.a. styrket kompetanseutvikling og teknologieksport.

Visse grunnleggende svakheter ved teknologiutviklingen i den norske olje- og gassnæringen skaper behov for en overordnet forbedringsprosess. En av grunnene er at forskningsinnsatsen innen sektoren har framstått som fragmentert. Det er også en økende utfordring at leverandørindustrien ikke har god nok inntjening til å bære investeringer i tyngre forsknings- og utviklingsaktiviteter alene. I tillegg har det funnet sted betydelig nedbemanning i store deler av instituttsektoren som følge av reduserte forskningsoppdrag relatert til aktivitetene på norsk kontinentalsokkel.

Sett i forhold til verdiskapingspotensialet og de tekniske utfordringene på norsk kontinentalsokkel, har det over tid oppstått et økende behov for en samlet gjennomgang av den nasjonale forsknings- og teknologiinnsatsen i sektoren. En slik gjennomgang er viktig for å vurdere etablering av et mer helhetlig og målrettet system for teknologi og FoU rettet mot petroleumsvirksomheten. Olje- og energidepartementet tok initiativ til strategisamarbeidet «Olje og gass i det 21. århundre (OG<sub>21</sub>)» for å foreta en slik gjennomgang (boks 8.3).

Staten har de største økonomiske interessene knyttet til olje- og gassvirksomheten og er tjent med å sikre verdiskapingsmulighetene og potensialet for økt konkurransekraft gjennom utvikling og bruk av ny teknologi. Myndighetene vil derfor legge til rette for at selskapene kan videreføre sin satsing på utvikling og implementering av ny teknologi.

I Sem-erklæringen slår regjeringen fast at den ønsker å satse på forskning og teknologiutvikling i petroleumssektoren. Stortinget har i Innst. S. nr. 222 (2001–2002) bedt regjeringen om å vurdere tiltak for å styrke forsknings- og utviklingsinnsatsen innen petroleumssektoren.

Regjeringen vil komme nærmere tilbake til den offentlige forskningsinnsatsen innenfor petroleumssektoren i forbindelse med statsbudsjettet for 2003.

**Boks 9.3 Oljeindustrien i det 21. århundre, OG<sub>21</sub>**

Staten som ressurseier har de største interessene i å sørge for at framtidig teknologiutvikling fortsatt sikrer en effektiv utvikling av olje- og gassforekomstene. En konkurransedyktig olje- og gassnæring vil være et hovedfundament i dette. I 2000 etablerte Olje- og energidepartementet i nært samarbeid med Norges forskningsråd og olje- og gassnæringen et permanent samarbeid om en nasjonal strategi for teknologi og forskning. Initiativet er i særlig grad rettet inn mot å øke verdiskapingen i olje- og gassnæringen og dermed styrke konkurransekraften og generere nye positive miljøgevinster gjennom en generell effektivisering av lete- og utvinningsaktiviteten. Strategiarbeidet er etablert som *Olje- og gassindustrien i det 21. århundre, OG21*.

**Styrking av forsknings- og teknologiutviklingen i næringen gjennom OG<sub>21</sub>**

Som følge av at forsknings- og teknologiinnsatsen innen olje- og gasssektoren til nå har framstått som fragmentert og at teknologiutviklingen innen viktige områder er i ferd med å stagnere, ble det i St.meld. nr. 39 (1999–2000) «Olje- og gassvirksomheten» pekt på behovet for en samlet strategigjennomgang innen teknologi og forskning. Dette aktualiserte annonsering av en helhetlig gjennomgang av forsknings- og teknologiinnsatsen langs hele verdikjeden fra grunnforskning, utvikling til demonstrasjon og kommersialisering av teknologi, jf. figur 8.5.

Langsiktige samarbeidsrelasjoner har tradisjonelt vært et kjent trekk ved måten olje- og gassnæringen har organisert sin forretningsutvikling på, og vil trolig bety mye i den videre utviklingen av næringen, både nasjonalt og internasjonalt. Som en oppfølging av behovet for en effektivisering av teknologiutviklingen i olje- og gassnæringen satte Olje- og energidepartementet sommeren 2000 i gang et forberedende arbeid for å få fram anbefalinger om etablering av en nasjonal strategi knyttet til den samlede teknologi- og forskningsinnsatsen innen petroleumsektoren, *OG21 – Olje og gass i det 21. århundre*. Representanter fra oljeselskapene, leverandørindustrien og forskningsinstitusjoner deltok i dette arbeidet gjennom et strategipanel, som vurderte innretning, nivå og organisering av den samlede forskningsinnsatsen. En sluttrapport som danner grunnlaget for det videre arbeidet ble framlagt i februar 2001. Sluttrapporten finnes i elektronisk versjon på [www.OG21.org](http://www.OG21.org).

Arbeidet med *OG21* har så langt bunnet ut i anbefalinger fra næringen om etablering av et mer kraftfullt system for forskning og utvikling gjennom en permanent strategiprosess i olje- og gassnæringen. Bakgrunnen var dels begrunnet ut fra ovennevnte svakheter ved samspillet i næringen i teknologiutviklingen. Et viktig premiss var også at næringen selv fant at den kunnskapsmessige innsatsen langs forsknings- og teknologikjeden i olje- og gassnæringen i dag er for svak til å møte de tyngste utfordringer bransjen står overfor.

Med utgangspunkt i anbefalingene fra næringen ble det i august 2001 opprettet en fast organisasjon for OG<sub>21</sub> med et styre med representanter fra oljeselskaper, leverandører og forskning. OG<sub>21</sub> forholder seg løpende til relevante styrende organer i Forskningsrådet og er et repre-

sententativt organ i næringen. Styret i OG<sub>21</sub> står ansvarlig overfor departementet og næringen for strategien og driver det løpende arbeidet med denne med støtte i et eget OG<sub>21</sub>-sekretariat.

OG<sub>21</sub> - strategien vil trekke opp anbefalinger for innretning av de offentlige midlene til petroleumsrettet forskning og teknologiutvikling og den ressursinnsats næringen selv velger å legge inn i strategien. Et eget programstyre for olje og gass vil være ansvarlig for bevilgninger av offentlige midler til brukerstyrte forskningsprosjekter. Demo 2000 ivaretar demonstrasjonsoppgaven i OG<sub>21</sub>, mens Forskningsrådets programstyre innen langsiktig forskning vil være ansvarlig for forvaltning av offentlige midler til strategisk forskning. Styret i OG<sub>21</sub> har så langt identifisert fem hovedprioriteringer:

- økt utvinning
- miljø
- dypt vann
- småfelt
- gassutnyttelse



Figur 9.5 Helhetlig gjennomgang av forsknings- og teknologiinnsatsen innen olje- og gassnæringen.

Kilde: OED/OG<sub>21</sub>

En samlet FoU- og teknologistrategi for næringen ble lagt fram av OG<sub>21</sub> i juni 2002.

De helse-, miljø- og sikkerhetsmessige konsekvensene av teknologiutviklingen som følger av OG<sub>21</sub>-strategien, vil bli fulgt opp i forskningsprogrammet som er forankret i St.meld. nr. 7 (2001–2002) «Om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten».

## 10 Statlig engasjement i petroleumsvirksomheten

### 10.1 Innledning

---

Staten har et betydelig engasjement innenfor norsk petroleumsvirksomhet gjennom statens direkte økonomiske engasjement (SDØE), som majoritetseier i Statoil ASA og som minoritetseier i Norsk Hydro ASA. Staten har dessuten etablert to nye statsaksjeselskaper, Petoro AS og Gassco AS. Petoro er forvalterselskap for SDØE-porteføljen, og Gassco er et nytt operatørselskap for transport av naturgass. For nærmere omtale av Gassco vises til kapittel 7.1.2.

Olje- og energidepartementet er ansvarlig eierdepartement for Statoil, SDØE og Petoro som ett konsern. Nærings- og handelsdepartementet er ansvarlig eierdepartement for Norsk Hydro.

Olje- og gassforekomstene tilhører hele det norske samfunnet og skal forvaltes til beste for nålevende og kommende generasjoner. Målsettingen for regjeringens olje- og gasspolitikk er derfor å bidra til en best mulig forvaltning av ressursene for å sikre høyest mulig verdiskaping og at en størst mulig andel av verdiskapingen tilfaller fellesskapet.

De statlige virkemidlene i petroleumspolitikken har vært vurdert og tilpasset de utfordringer staten til enhver tid har stått overfor. Markeds- og konkurranseforholdene i olje- og gassindustrien har gjort det nødvendig å foreta tilpasninger for å nå målene og fortsatt sikre sysselsetting, høy verdiskaping og en sterk norsk olje- og gassindustri. I dette perspektivet er det gjennomført store strukturelle endringer i det statlige eierskapet. Stortinget vedtok 26. april 2001 omfattende endringer i det statlige engasjementet, jf. St.prp. nr. 36 (2000–2001). Staten kunne selge inntil 21,5 pst. av SDØE, 15 pst. til Statoil og 6,5 pst. til andre selskap enn Statoil. Videre ble det besluttet å ta inn nye eiere i Statoil, dog slik at staten skulle beholde 2/3 av aksjene i selskapet.

De vedtatte tiltakene er gjennomført. Staten har solgt utvalgte SDØE-andeler til Statoil samt at staten har kjøpt noen eierandeler fra Statoil, et nettosalg tilsvarende 15 pst. av verdien av den opprinnelige SDØE-porteføljen. Olje- og energidepartementet har videre gjennomført salg tilsvarende 6,4 pst. av verdien av SDØE-porteføljen etter at 6,5 pst. ble lagt ut for salg i september 2001. Noen mindre justeringer gjenstår. Statoil ble delprivatisert og børsnotert 18. juni 2001. Staten eier 81,8 pst. av selskapet. Petoro AS ble stiftet 9. mai 2001. Olje- og energidepartementet anser endringene som et svært viktig ledd i å sikre en effektiv og kommersiell utvikling av ressursene på norsk kontinentalsokkel for å øke verdiskapingen.

Det er en betydelig oppgave både for industrien og myndighetene å bidra til at målene med den omfattende restruktureringen realiseres.

#### *Eierskap*

Regjeringen forutsetter at Statoil også i tiden framover vil være en stor eier, rettighetshaver og operatør på norsk kontinentalsokkel. Statoil har i flere år

vært den rettighetshaveren med flest operatøroppgaver på kontinentalsokkelen. Selskapet spiller, og vil fortsette å spille, en nøkkelrolle i utvinning og drift av betydelige olje- og gassfelt i Norge. Som en følge av sitt engasjement på kontinentalsokkelen sitter Statoil med essensiell kunnskap og erfaring med tanke på de utfordringer norsk kontinentalsokkel står overfor i tiden framover. Norsk Hydro er også en betydelig operatør, men selskapet inngår ikke i statens felles eierskapsstrategi slik som Statoil og Petoro som forvalter for SDØE.

Statoil er operatør av de fleste feltene hvor staten har SDØE-andeler. Dette, sammen med selskapets ansvar for avsetningen av statens olje og gass, setter Statoil i en spesiell situasjon. Statens felles eierskapsstrategi og avsetningsinstruksjonen forutsetter at staten er majoritetseier i Statoil. Staten vil derfor også på lang sikt være en meget betydelig eier i selskapet. Det er helt nødvendig for å sikre at Statoil kan ivareta de langsiktige oppgavene selskapet er tillagt innenfor norsk olje- og gassvirksomhet.

## **10.2 Statens direkte økonomiske engasjement, SDØE**

---

### **10.2.1 Bakgrunn**

SDØE-ordningen, som ble opprettet i 1985, innebærer at staten betaler en andel av alle investeringer og driftskostnader i prosjekter tilsvarende statens økonomiske eierandel. Staten får, på lik linje med de øvrige eierne en tilsvarende andel av inntektene fra salget av produksjonen og andre inntekter. Stortinget vedtar hvert år SDØEs budsjett og rammer. SDØEs inntekter, utgifter og investeringer kanaliseres dermed direkte over statsbudsjettet.

SDØE-deltakelsen gjenspeiler ressurspotensialet og den forventede lønnsomheten i de respektive utvinningstillatelsene på det tidspunktet tildelingen finner sted.

### **10.2.2 Gjennomførte endringer knyttet til SDØE**

Salget av 15 pst. til Statoil og 6,4 pst. til andre selskaper er en svært omfattende restrukturering. Målet har vært å bedre konkurransekraften på norsk kontinentalsokkel og dermed selskapenes effektivitet gjennom å legge grunnlaget for en bedre og mer gjennomgående jevn eierstruktur innen de forskjellige områdene. Videre har Statoil blitt styrket, særlig med gassressurser. Det var også viktig å få en mer konsentrert SDØE-portefølje. Staten har bevart store andeler i de feltene med størst verdi og høyest kontantstrøm og i gasstrategisk viktige felt.

Statoil har fra opprettelsen av SDØE i 1985 og fram til børsnoteringen av selskapet 18. juni 2001 vært forretningsfører for SDØE. Dette omfattet også salg av statens olje og gass. SDØE-ordningen med Statoil som forretningsfører har fungert godt. Som følge av delprivatiseringen av Statoil var det imidlertid ikke mulig å videreføre ordningen med Statoil som forvalter av SDØE. Dermed ble det besluttet å opprette et nytt selskap, Petoro AS, til å ivareta SDØE-porteføljen. Statoil har imidlertid som tidligere ansvar for å avsette statens olje og gass sammen med sin egen, i henhold til egen avsetningsinstruks.

Hovedtrekkene i SDØE-ordningen består selv etter at disse endringene er gjennomført. Staten eier fremdeles SDØE-andelene direkte, inntekter, utgifter

og investeringer bevilges av Stortinget og nettokontantstrømmen kanaliseres direkte til statskassen.

### 10.2.3 Langsiktige mål og strategier

Det overordnede langsiktige målet for forvaltningen av SDØE-porteføljen er, som før, å maksimere inntektene til staten. SDØE, kombinert med skatte- og avgiftssystemet, er et velegnet virkemiddel for å sikre staten en høy andel av verdiskapingen på norsk kontinentalsokkel. Det nye er at SDØE-porteføljen er mindre og mer fokusert, og at det er en ny ivaretager av porteføljen, Petoro AS.

I tråd med restruktureringen av SDØE-porteføljen vil staten, ved Petoro, framover konsentrere seg i sterkere grad blant annet om de store inntektsgenererende olje- og gassfeltene som Troll, Åsgard, Heidrun, Oseberg, Draugen, Norne og Gullfaks, samt andre felt av stor verdi som måtte bli besluttet utbygd.

Olje- og energidepartementet vil på vegne av staten også i framtiden beholde andeler i enkelte utvinningstillatelser og tillatelser til anlegg og drift som tildeles på bakgrunn av lønnsomhetspotensial og verdiskapingsmuligheter i den enkelte tillatelse. I tilleggstiladelinger vil SDØE-andelene som hovedregel reflektere eierandeler i tilstøtende felt eller områder.

Den gjennomførte restruktureringen har vært av en svært omfattende karakter. De nærmeste årene vil Olje- og energidepartementet legge stor vekt på at den forventede økte verdiskapingen fra disse tiltakene faktisk realiseres. Regjeringen har ingen aktuelle planer om videre salg av SDØE-andeler.

### 10.2.4 SDØE-porteføljen i dag

Etter den gjennomførte restruktureringen har staten fremdeles andeler i mange felt og funn, men størsteparten av verdiene, reservene og produksjonen er konsentrert rundt noen få, store felt.

#### 10.2.4.1 Eierandeler i de 10 største feltene

Etter salget av 21,4 pst. av SDØE har staten direkte eierandeler i 80 utvinningstillatelser. De ti største feltene hvor staten har direkte eierandeler er:

- Troll
- Åsgard
- Heidrun
- Oseberg Øst
- Oseberg Sør
- Draugen
- Norne
- Snorre
- Gullfaks
- Ormen lange

### *SDØEs eierandeler i transportsystemer/landanlegg*

Etter salget har SDØE andeler i 24 transportsystemer og landanlegg <sup>16)</sup>. Eksempler på viktige transportsystemer staten har en andel i er Statpipe, Franpipe, Europipe I og II og Åsgard transport. I tillegg har staten blant annet andeler i Mongstad, Kårstø og Kollsnes.

#### **10.2.5 Kontantstrøm fra SDØE**

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

I perioden fram til 1996 var netto kontantstrøm lavere enn 10 mrd kroner eller negativ. Dette skyldes at SDØE i denne perioden var i en oppbyggingsfase med et høyt investeringsnivå. I 1996 var både produksjonen og prisene høyere i forhold til tidligere år samtidig som investeringsnivået var lavere. Dette førte til en betydelig økning i netto kontantstrøm for SDØE, til 37,6 mrd kroner (2001 kroner). I 1997 økte produksjonen og investeringer i forhold til 1996, mens prisene holdt seg på om lag samme nivå, noe som ga en netto kontantstrøm på 42,8 mrd kroner. Den lave oljeprisen i 1998 medførte en betydelig nedgang i netto kontantstrømmen på 27,5 mrd kroner til 15,3 mrd kroner. En bedring i 1999 medførte en netto kontantstrøm på 26,6 mrd kroner for året. År 2000 er det klart beste året med henhold til netto kontantstrøm fra SDØE, på 98,2 mrd kroner. En gjennomsnittlig realisert oljepris på 250 kroner hadde stor betydning for den høye kontantstrømmen. I 2001 var nettokontantstrømmen redusert til 94,3 mrd kroner. Dette er et meget godt resultat med tanke på at staten solgte 15 pst. av SDØE-porteføljen med virkning fra 1. januar 2001.

Det forventes en lavere netto kontantstrøm fra SDØE i årene framover, blant annet som følge av lavere prisanslag enn realiserte priser i 2000 og 2001 og at SDØE-porteføljen er 21,4 pst. mindre enn tidligere. Kontantstrømmen fra SDØE vil også i årene framover utgjøre en betydelig andel av statens inntekter fra petroleumsvirksomheten.

### **10.3 Forvalterselskap for SDØE, Petoro AS**

---

#### **10.3.1 Bakgrunn og etablering**

Beslutningen om å introdusere flere eiere i Statoil innebar at forvalterordningen for SDØE måtte endres. Ulike ivaretakerordninger og organisasjonsmodeller ble vurdert. Et nytt statsaksjeselskap ble ansett å være den beste selskapsformen. Det ble lagt stor vekt på å beholde og videreutvikle de positive elementene i ordningen med Statoil som forretningsfører for SDØE, for fortsatt å kunne ivareta statens økonomiske interesser på en mest mulig effektiv måte.

Regjeringen anså det som viktig at forvalterordningen ble sikret et særskilt lovgrunnlag. I Ot.prp. nr. 48 (2000–2001) foreslo regjeringen et nytt kapit-

<sup>16)</sup> Se også omtale av transportsystemer i kapittel 7.



tel 11 i petroleumsloven for å regulere forvalterselskapets virksomhet. Stortinget sluttet seg til dette forslaget, jf. Innst. O. nr. 70 (2000–2001).

Det nye forvalterselskapet for SDØE-porteføljen ble stiftet 9. mai 2001 som et statsaksjeselskap under navnet Petoro AS. Selskapet skal være et forvalterselskap. Det skal ikke utvikle seg til et nytt statlig eid oljeselskap. Petoro skal være en partner som gjennom kunnskap og informasjon fra arbeidet i interessentskapene konsentrerer virksomheten på områder som vil bidra til økt verdiskaping for staten.

### **10.3.2 Oppbygging av selskapet**

Petoro overtok forretningsføreransvaret for SDØE 17. juni 2001. Det ble inngått en avtale med Statoil om en overgangsordning for oppfølgingen av SDØE. Statoil har dermed utført en del oppgaver for Petoro i oppbyggingsfasen. Petoros hovedkontor ligger i Stavanger.

I tråd med Stortingets forutsetninger er det lagt opp til en relativt liten, fleksibel organisasjon som kan ivareta de funksjoner selskapet er tillagt, blant annet ved bruk av forretningsførere og kjøp av andre eksterne tjenester for deler av oppgavene. Det må understrekes at det er et krevende og omfattende ivaretakeroppdrag Petoro har, og det vil settes høye krav til selskapets prestasjoner. SDØE-porteføljen representerer svært store verdier, og staten ønsker en best mulig forvaltning av ressursene. Selskapet er bemannet med personell som har god kompetanse, bred erfaring og en overordnet forståelse av virksomheten, herunder av utviklingsforløpet i utvinningstillatelsene og av områdene på norsk kontinentalsokkel.

Petoro er i ferd med å bygge opp et selskap med 60 fast ansatte, først og fremst knyttet til primæroppgavene: oppfølging av utvinningstillatelsene, rørledningene, landanleggene, eventuelt nye prosjekt og oppfølging av Statoils avsetning av statens petroleum. Virksomheten vil dessuten være avhengig av kjøp av eksterne tjenester og innleid ekspertise for en del spesialist- og prosjektrelaterte aktiviteter samt administrative tjenester.

### **10.3.3 Hovedoppgaver og mål**

På bakgrunn av rammer og ansvar for Petoros virksomhet som følger av petroleumsloven kapittel 11, relevante stortingsdokumenter og selskapets vedtekter, er Petoros hovedoppgave på et forretningsmessig grunnlag å skape størst mulig økonomiske verdier fra statens olje- og gassportefølje. De sentrale oppgavene for selskapet er således:

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

Olje- og energidepartementet har lagt til grunn at Petoros bruk av bevilgede midler, ressurser samt selskapets kompetanse konsentreres om disse oppgavene. Det er selskapets ansvar å se til at prioriteringene er i samsvar med de tre hovedoppgavene.

### *Ivaretagelse av statens deltakerandeler*

Petoro AS skal på vegne av staten ivareta SDØE-porteføljen i utvinningstillatelser, og de rørledninger og landanlegg staten til enhver tid har direkte eierandeler i på et forretningsmessig grunnlag. Petoros formål framgår av selskaps vedtekter § 1:

«Selskapets formål er på vegne av Staten for Statens regning og risiko å ha ansvaret for og ivareta de forretningsmessige forhold knyttet til statens direkte engasjement i petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel og virksomhet i tilknytning til dette.»

Selskapet vil være en best mulig partner i de utvinningstillatelser og interessenskap staten har andeler i, uten å inneha operatørskap. Selskapet vil legge vekt på godt samspill med de øvrige aktørene på kontinentalsokkelen.

Staten er fremdeles eier av SDØE-andelene, men Petoro vil stå som rettighetshaver i utvinningstillatelsene, rørledningene og landanleggene på vegne av staten. Styret i Petoro skal i henhold til petroleumslovens § 11–6 vurdere sammensetningen av porteføljen av deltakerandeler og eventuelt fremme forslag til Olje- og energidepartementet om mulige endringer. Den gjennomførte restruktureringen av SDØE har vært av en så omfattende karakter, at regjeringen mener at det i tiden framover ikke vil være aktuelt å foreta annet enn eventuelle mindre justeringer i porteføljen for eksempel for å bidra til jevnere eierstruktur for å unngå unitiseringer eller lignende. Petoros eventuelle forslag om salg, kjøp eller bytte av andeler vil bli vurdert av Olje- og energidepartementet før saken om nødvendig legges fram for Stortinget.

Selskapet vil prioritere de felt som genererer størst kontantstrøm til statskassen uavhengig av om det er olje- eller gassfelt. I dag og i mange år framover vil det være de store oljefeltene, og noen få gassfelt, som genererer størst kontantstrøm. På lang sikt vil gass bli mer framtrædende i inntektsbildet. Petoro vil i noen grad kunne benytte forretningsførere i felt som genererer en lavere kontantstrøm, og i utvinningstillatelser som har lavere potensial eller som ikke representerer store utfordringer for SDØE.

Som redegjort for i St.meld. nr. 7 (2001–2002) «Om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten», vil Petoro være underlagt krav til styring av helse, miljø og sikkerhet på samme måte som de øvrige rettighetshaverne på norsk kontinentalsokkel.

### *Overvåking av avsetning av statens olje og gass*

Petoro vil ikke selv stå for salg av olje og gass som selskapet forvalter, og vil således ikke være en aktør i olje- og gassmarkedene. Gjennom en egen instruks er Statoil gitt ansvaret for avsetning av statens petroleum. Kontantstrømmen fra salg av SDØE-petroleum går direkte fra Statoil og inn i statskassen.

Selskapet har ansvar for å overvåke at Statoils avsetning av den petroleum som produseres fra statens direkte deltakerandeler er i tråd med avsetningsinstruks fra staten til Statoil. Dette framgår av Petoros vedtekter § 11:

«Som følge av statens felles eierskapsstrategi som majoritetsaksjonær i Statoil ASA og eier av statens deltagerandeler, skal Statoil ASA forestå avsetningen av statens petroleum som produseres fra statens

deltagerandeler, samt petroleum som erlegges som produksjonsavgift sammen med Statoil ASAs egen petroleum. Selskapet [Petoro] skal ha ansvar for å påse at Statoil ASA utfører sine oppgaver i samsvar med avsetningsinstruks som er vedtatt på generalforsamling i Statoil ASA. Selskapet skal som følge av statens felles eierskapsstrategi legge vekt på statens samlede eierinteresser ved beslutning som kan ha betydning for gjennomføringen av avsetningsordningen.»

Statoils ansvar for avsetning av statens samlede petroleumsvolumer er også nedfelt i Statoils vedtekter. Petoro skal på denne bakgrunn rapportere til Olje- og energidepartementet hvordan Statoil i praksis har etterlevd avsetningsinstruksen. Både Statoil og Petoro har et stort og selvstendig ansvar for at statens felles eierskapsstrategi iverksettes etter hensikten.

### *Økonomistyring*

Petoro drives på grunnlag av bevilgninger fra staten. Driftsbudsjettet for Petoro var i 2001 på 50 mill kroner og i 2002 er det på 250 mill kroner. Selskapet vil ikke erverve inntekter fra SDØE-andelene. Det føres separat regnskap for driften av Petoro i henhold til reglene i regnskaps- og aksjelovgivningen. Det vil være et klart skille mellom økonomiske forhold knyttet til SDØE, inntekter og utgifter, og Petoros driftskostnader.

SDØE-andelene forvaltes av selskapet for statens regning og risiko. Stortinget vedtar hvert år bevilgninger knyttet til SDØE. Utgifter og inntekter knyttet til SDØE-andelene vil som tidligere kanaliseres over statsbudsjettet. Det føres separat regnskap for SDØE både etter kontantprinsippet i henhold til bevilgningsreglementet og økonomireglementet samt etter regnskapsprinsippet. Riksrevisjonen vil som tidligere revidere SDØE-regnskapet.

### **10.3.4 Eieroppfølging av Petoro AS**

Petoro ivaretar svært store verdier for staten. Det er viktig å ha en god og aktiv oppfølging av Petoro. En viktig oppgave for staten som eier av Petoro AS vil være å legge forholdene til rette for at selskapet når de mål staten har for selskapet, samt sikre at selskapet driver sin aktivitet innenfor de til enhver tid gjeldende rammer, herunder krav til helse, miljø og sikkerhet.

Petoro AS er et statsaksjeselskap. De ordinære selskapsrettslige reglene i aksjeloven gjelder også for Petoro, men aksjeloven inneholder visse særregler for statsaksjeselskapene som styrker generalforsamlingens stilling i selskaper der staten eier alle aksjene (§§ 20–4 til 20–6). Statsråden i Olje- og energidepartementet representerer staten som eneeier av Petoro gjennom generalforsamlingen, som er selskapets øverste myndighet.

Som generalforsamling i selskapet utpeker statsråden selskapets styre med unntak av ansattes representanter<sup>17)</sup>. Styret er ansvarlig for selskapets virksomhet, og er eierens forlengede arm i forhold til selskapets administrasjon.

Stortinget skal godkjenne utgifter som følger av den direkte statlige deltakelsen og vedtar årlige bevilgninger. Det er imidlertid gitt noen fullmakter til kongen til å vedta enkelte saker vedrørende SDØE, jf. St.prp. nr. 1 (2001–

<sup>17)</sup> Jf. aksjelovens § 20-4 jf. § 6-4

2002). Årlige bevilgninger knyttet til forvaltningen av SDØE og driften av Petoro vil framgå av det årlige tildelingsbrevet fra Olje- og energidepartementet til Petoro.

Olje- og energidepartementet har ansvar for budsjettering og rapportering til regjeringen og Stortinget.

Det vil ikke bli fastsatt utbyttepolitikk overfor Petoro da selskapet ikke erverver inntekter fra SDØE-andelene. Olje- og energidepartementet vil på årlig basis måle og vurdere Petoros grad av måloppnåelse. Selskapet vil bli målt fra og med 2003, etter at første hele driftsår er fullført. Med basis i målet om forretningsmessig å skape størst mulig verdier, har selskapet utviklet et prestasjons- og målesystem som inkluderer både finansielle og operasjonelle prestasjonsmål. Selskapet vil først og fremst bli målt etter evnen til å overholde det mandatet eier har gitt selskapet.

Oppfølging av Petoro omfatter blant annet avholdelse av generalforsamling, ansvar for valg og oppfølging av styret, utarbeidelse av tildelingsbrev med rammebetingelser, fastsettelse av konkrete rammer for selskapets virksomhet og informasjonsutveksling gjennom regelmessige møter og jevnlig kontakt med selskapet.

## **10.4 Statoil ASA**

---

### **10.4.1 Bakgrunn og status**

Stortinget vedtok 26. april 2001 delprivatisering og børsnotering av Statoil, jf. Innst. S. 198 (2000–2001). Det ble åpnet for nye eiere i Den norske stats oljeselskap a.s med inntil 1/3 av selskapets verdi. I første omgang skulle det tas inn nye eiere tilsvarende 15–25 pst. av selskapets verdi, gjennom en kombinasjon av emisjon og statlig nedsalg av aksjer.

Statoil ble børsnotert og delprivatisert den 18. juni 2001. Selskapet er omdannet fra aksjeselskap til allmennaksjeselskap og heter nå Statoil ASA. Etter børsnotering eier staten 81,8 pst. av aksjene og private aksjonærer 18,2 pst. Aksjesalget ble gjennomført av et banksyndikat bestående av norske og internasjonale investeringsbanker, som var ledet av hovedtilretteleggerne DnB Markets, Morgan Stanley og UBS Warburg. Selskapets aksjer er notert både på Oslo Børs og New York Stock Exchange.

Alle kostnader og inntekter i forbindelse med delprivatiseringen er gjennomgått i St.prp. nr. 24 (2001–2002) «Om endringar av løyvingar på statsbudsjettet for 2001 m.m. under Olje- og energidepartementet og utbygging, anlegg og drift av Kristinfeltet».

Olje- og energidepartementet vil framover følge utviklingen i selskapet og markedet på lik linje med øvrige aksjonærer. Departementet må innhente løpende informasjon om selskapet på samme måte som andre aksjonærer eller aktører i markedet. Styret er ansvarlig for den forretningsmessige utviklingen av selskapet. Departementet vil på vegne av den norske stat som hovedaksjonær i selskapet avvente eventuelle vurderinger og anbefalinger fra styret knyttet til videreutvikling av selskapet, herunder eventuelle anbefalinger som kan få betydning for aksjonærstrukturen i selskapet. Regjeringen vil løpende vurdere størrelsen på statens eierandel i Statoil.

### 10.4.2 Målsettinger med statlig eierskap

#### *Staten som eier i olje- og gassvirksomheten*

Staten har flere roller i petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel. Staten er ressurseier og forvaltningsmyndighet, aksjonær i flere selskaper samt eier av SDØE.

Eierskapets funksjon som petroleumspolitisk virkemiddel har gjennomgått en betydelig utvikling over tid. Da Statoil ble opprettet i 1972 ble det vurdert som viktig å ha et heleid statlig selskap. Dette for at staten skulle dra størst mulig fordel av og oppnå den ønskede styringen med utviklingen av landets petroleumsressurser. Selskapet ble brukt aktivt i petroleumspolitikken, blant annet i forbindelse med tildeling av nytt leteareal og ved beslutninger om utbygging av felt.

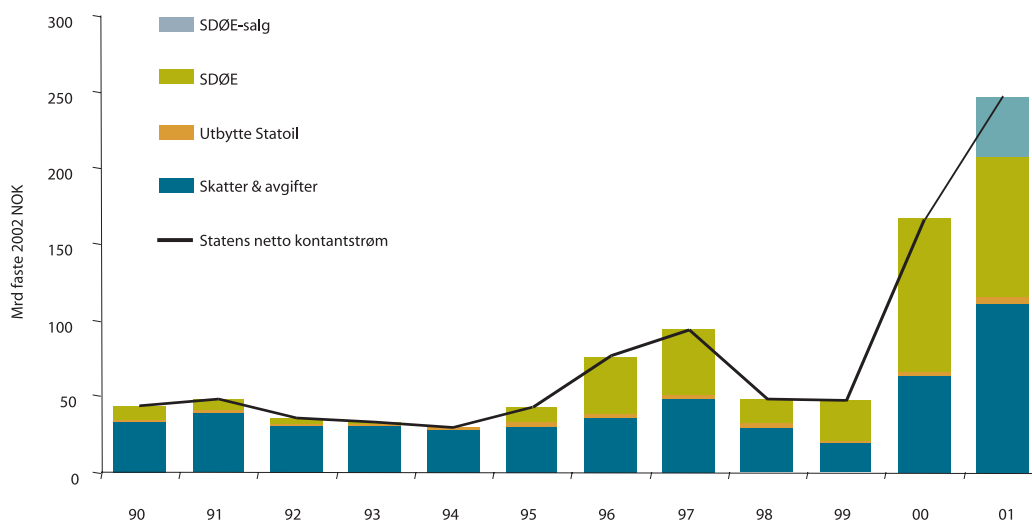
I dag konkurrerer Statoil på lik linje med andre aktører, og har ikke lenger en politisk instrumentrolle for staten. Det samme gjelder for Norsk Hydro<sup>18)</sup>. Generelt har det utviklet seg en bred forståelse og aksept for at statens styring av petroleumsvirksomheten først og fremst skal ivaretas gjennom lover, reguleringer, enkeltvedtak mv. Likevel har det statlige eierskapet også i dag en viktig funksjon.

Statens overordnede mål er å maksimere det samlede samfunnsøkonomiske resultatet fra virksomheten på norsk kontinentalsokkel. I tillegg til direkte inntekter fra petroleumsvirksomheten, vil også verdien av for eksempel industriutvikling, nasjonal kompetanse, arbeidsplasser mv. inngå i totalbildet av det samfunnsøkonomiske resultatet av virksomheten. Det statlige eierskapet i petroleumsvirksomheten har som mål å sikre at selskapene beholder en sterk forankring i Norge, samt å oppnå en størst mulig avkastning til staten. SDØE er sammen med skattesystemet viktig for å sikre fellesskapet inntekter fra petroleumssektoren. Statens eierandeler i Statoil og Norsk Hydro er i dag primært motivert ut fra målet om å sikre en nasjonal forankring av selskapene, jf. St.meld. nr. 22 (2001–2002). Eierandelen i Statoil er også avgjørende for å gjennomføre avsetningsordningen for statens olje og gass. Petoro AS og Gassco AS er nyopprettede selskaper med spesielle funksjoner som henholdsvis forvalter av SDØE og som operatør for gassinfrastrukturen. Eierskapet i Petoro AS og Gassco AS genererer i seg selv ikke kapitalinntekt til staten som eier.

#### *Statens inntekter fra petroleumsvirksomheten*

Statens inntekter fra petroleumssektoren stammer fra tre kilder: skatte- og avgiftssystemet, SDØE og utbytte fra statens aksjer i Statoil ASA og Norsk Hydro ASA.

<sup>18)</sup> Nærings- og handelsdepartementet er ansvarlig eierdepartement for Norsk Hydro ASA.



Figur 10.1 Statens inntekter fra petroleumsnæringen 1990–2001.

Kilde: OED

Figur 9.1 viser statens inntekter fra petroleumssektoren i perioden 1990 til 2001. Statens inntekter fra petroleumsvirksomheten genereres hovedsakelig av skattesystemet og SDØE. Utbytte fra Norsk Hydro er ikke med i denne figuren på grunn av at selskapets konglomeratstruktur gjør det vanskelig å bestemme hvor mye av utbyttet som genereres fra Norsk Hydros olje- og gassvirksomhet. Statens utbytte fra Statoil har de siste årene variert mellom 0,02 og 3 pst. av statens totale inntekter fra petroleumsvirksomheten.

Inntektene fra skattesystemet er generelt ikke avhengig av statens eierskap i Norsk Hydro og Statoil. Inntektene fra SDØE er delvis avhengig av eierskapet i Statoil. Dette skyldes at staten som majoritetsaksjonær i Statoil og eier av SDØE har en felles eierskapsstrategi. En følge av denne strategien er at Statoil har fått ansvar for å avsette statens olje og gass som produseres fra SDØE, samt petroleum som erlegges som produksjonsavgift, sammen med sin egen. Målsettingen med avsetningsordningen er å oppnå en høyest mulig samlet verdi for Statoils og statens petroleum. En felles eierskapsstrategi forutsetter at staten har en betydelig eierandel i Statoil.

Med unntak av avsetningsordningen vil det derfor være slik at statens kapitalinntekt fra eierandeler i Statoil og Norsk Hydro utgjør en relativt mindre del av statens inntekter fra petroleumsvirksomheten. Det statlige eierskapet i Statoil og Norsk Hydro er følgelig begrunnet ut fra flere forhold enn kun de rent finansielle.

### Statlig eierandel og norsk forankring

Norsk forankring av selskapene innebærer at hovedkontorfunksjoner og kunnskapsmiljøer lokaliseres i Norge. En betydelig statlig eierandel i Statoil og Norsk Hydro er avgjørende for å sikre at selskapenes norske forankring opprettholdes på sikt fordi:

- Staten er den eneste mulige norske eier med tilstrekkelig finansiell styrke og vilje til å sikre norsk forankring av selskapene i et langsiktig perspektiv.

- Erfaringene, blant annet fra delprivatiseringen av Statoil og Telenor, viser at det norske kapitalmiljøet ikke har tilstrekkelig kapasitet til å kjøpe større eierandeler i de to norske oljeselskapene.

### *Industriell utvikling – Statoil og Norsk Hydro*

De norske oljeselskapene utgjør kjernen i den norskbaserte olje- og gassnæringen, som også består av leverandørindustrien og utdannings- og forskningsinstitusjonene. I tillegg har næringen viktige koblinger til flere relaterte næringer, for eksempel annen norsk energiindustri, maritim industri, IKT-næringen og finans og forsikring. Samspillet mellom olje- og gassnæringen og disse næringene fører til gjensidig påvirkning og utvikling.

Statoil og Norsk Hydro har som norskbaserte selskaper hovedkontorer og forskningsavdelinger i Norge. Disse funksjonene er av stor betydning for selskapenes bidrag til videreutvikling av norsk kontinentalsokkel og den norskbaserte olje- og gassnæringen. Oljeselskapene utvikler egen teknologi ved sine forskningssentre, samtidig som de etterspør og stimulerer til utvikling av ny teknologi fra leverandørindustrien og forskningsinstitusjonene. Til sammen bidrar dette til svært positive effekter for olje- og gassnæringen og annet relatert norsk næringsliv.

Norsk forankring av oljeselskapene vil sikre at selskapene opprettholder hovedkontorfunksjoner og forskningssentre i Norge. Dette er av stor betydning for at selskapenes forskning og teknologiutvikling også i framtiden skal komme den norskbaserte olje- og gassnæringen til gode.

Norske oljeselskaper, med en stor del av sin virksomhet i Norge, vil på lang sikt ha større oppmerksomhet på norsk kontinentalsokkel enn andre oljeselskaper. Dette skyldes at de norske selskapene i lang tid framover vil få den største delen av inntektene sine fra virksomheten på norsk kontinentalsokkel. Selskapene ser på norsk kontinentalsokkel som sitt hjemmemarked, hvor de har en sterk markedsposisjon og gode muligheter for å utnytte eksisterende infrastruktur og stordriftsfordeler. I takt med at norsk kontinentalsokkel blir mer moden, må det antas at de internasjonale oljeselskapene gradvis vil flytte virksomheten til petroleumsprovinser med et større potensial.

Det internasjonale markedet for olje- og gassindustrien er betydelig. Samtidig er det største vekstpotensialet for olje- og gassindustrien internasjonalt. Dette fører til at også Statoil og Norsk Hydro i større grad orienterer sin virksomhet mot internasjonale markedsmuligheter. Disse operasjonene er hovedsaklig drevet i de nye petroleumsprovinserne, men gir samtidig virksomhet i Norge. Både hovedkontorfunksjonene og forskningsvirksomhet i Norge blir involvert i denne virksomheten. Erfaringene selskapene får fra olje- og gassvirksomhet i andre petroleumsprovinser kan bidra til å styrke selskapene og senere komme til anvendelse på norsk kontinentalsokkel.

Økningen i Statoils og Norsk Hydros internasjonale virksomhet kan føre til at den norskbaserte leverandørindustrien får økte markedsmuligheter internasjonalt. Aktørene i den norskbaserte olje- og gassnæringen kjenner hverandres teknologi, arbeidsmetoder og har erfaring fra samarbeid på norsk kontinentalsokkel. Det er samtidig slik at oljeselskapene i nye prosjekter til en viss grad er avhengig av sitt etablerte leverandørnettverk. Dette kan føre til at

det åpner seg nye markedsmuligheter internasjonalt for leverandørindustrien i takt med at de norske oljeselskapene utvikler sin internasjonale virksomhet.

### *Oppsummering*

Innslaget av statlig eierskap og eierskapets funksjon i petroleumsvirksomheten har gjennomgått en rekke endringer i løpet av de senere år. SDØE er fortsatt meget viktig for statens inntekter fra virksomheten. Den statlige eierandelen i selskapene Statoil og Norsk Hydro har relativt sett en mindre finansiell betydning, men er avgjørende for å sikre en langsiktig forankring av selskapene i Norge. Avsetningsordningen for statens olje og gass betinger at staten forblir en betydelig eier i Statoil.

Regjeringen legger betydelig vekt på at norsk kontinentalsokkels potensial utnyttes fullt ut. Statoils og Norsk Hydros bidrag er avgjørende for å få realisert disse verdiene. En betydelig statlig eierandel i begge selskapene er nødvendig for å sikre det norske samfunn størst mulig verdiskaping fra hele olje- og gassklyngen.

Olje- og energidepartementet

t i l r å r :

Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 28. juni 2002 om olje- og gassvirksomheten blir sendt Stortinget.

---

---