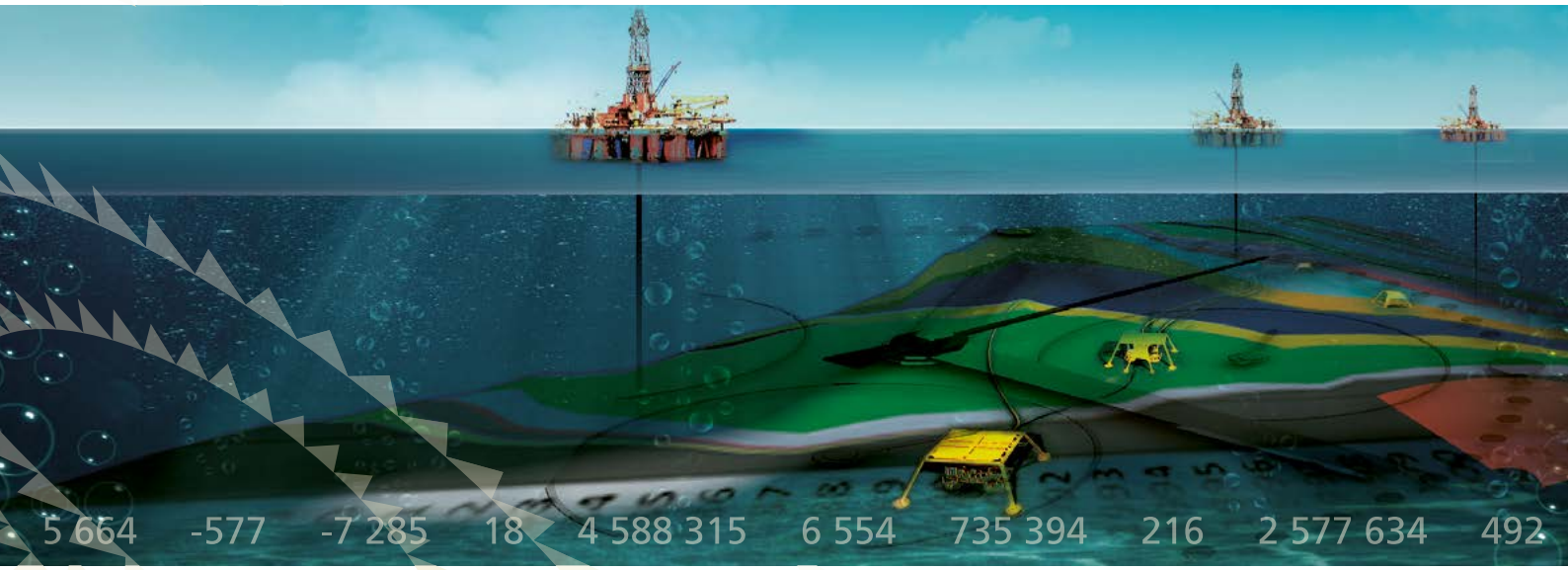
Dokument 3-serien

Riksrevisjonen

Riksrevisjonens undersøkelse av myndighetenes arbeid for økt oljeutvinning fra modne områder på norsk kontinentalsokkel

Dokument 3:6 (2014–2015)



Denne publikasjonen finnes på internett:
www.riksrevisjonen.no

Offentlige institusjoner kan bestille publikasjonen fra
Departementenes servicesenter
Telefon: 22 24 20 00
E-post: publikasjonsbestilling@dss.dep.no
www.publikasjoner.dep.no

Andre kan bestille fra
Bestillinger offentlige publikasjoner
Telefon: 55 38 66 00
Telefaks: 55 38 66 01
E-post: offpub@fagbokforlaget.no

Fagbokforlaget AS
Postboks 6050 Postterminalen
5892 Bergen
www.fagbokforlaget.no/offpub

ISBN 978-82-8229-305-1

Forsideillustrasjon: 07 Oslo

Dokument 3-serien

Riksrevisjonens undersøkelse av myndighetenes arbeid for økt oljeutvinning fra modne områder på norsk kontinentalsokkel

Dokument 3:6 (2014–2015)

Til Stortinget

Riksrevisjonen legger med dette fram Dokument 3:6 (2014–2015) *Riksrevisjonens undersøkelse av myndighetenes arbeid for økt oljeutvinning fra modne områder på norsk kontinentalsokkel.*

Riksrevisjonen, 15. april 2015

For riksrevisorkollegiet

Per-Kristian Foss
riksrevisor

Innhold

1	**Hovedfunn**	8
2	**Riksrevisjonens merknader**	8
3	**Riksrevisjonens anbefalinger**	11
4	**Departementets oppfølging**	12
5	**Riksrevisjonens sluttmerknad**	13
Vedlegg 1: Riksrevisjonens brev til statsråden		15
Vedlegg 2: Statsrådens svar		19
Vedlegg 3: Rapport		33
Ordliste og forkortelser		39
1	Innledning	42
2	Metodisk tilnærming og gjennomføring	45
3	Revisjonskriterier	49
4	Hvordan blir oljeressursene i modne områder utnyttet?	57
5	Forvaltning gjennom petroleumsloven	65
6	Oljedirektoratets oppfølging av feltutbygging og drift	87
7	Forvaltningen av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)	97
8	Utvikling og bruk av ny teknologi	107
9	Olje- og energidepartementets og Oljedirektoratets samhandling med andre myndigheter	114
10	Vurderinger	117
11	Referanseliste	122
Utbrett: Bakgrunn og mål for undersøkelsen. Funn og anbefalinger.		

Olje- og energidepartementet

Riksrevisjonens undersøkelse av myndighetenes arbeid for økt oljeutvinning fra modne områder på norsk kontinentalsokkel

Mange oljefelt på norsk kontinentalsokkel har passert utvinningstoppen. Økt utvinning fra felt i drift og utbygging av funn nær eksisterende infrastruktur er blant de viktigste utfordringene i petroleumssektoren, jf. Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten*. Utnyttelsesgraden på norsk kontinentalsokkel er høy, men det er fortsatt betydelige mengder olje som kan utvinnes i modne områder. Disse ressursene representerer betydelige verdier for samfunnet. En rekke tiltak for å øke utvinningen er tidskritiske fordi eksisterende infrastruktur med tiden blir teknisk uegnet eller ulønnsom å holde i drift. I tillegg er nye funn nær felt i drift ofte avhengig av å bli bygget ut mens eksisterende infrastruktur er på plass.

Mest mulig av petroleumen i forekomstene skal utvinnes i samsvar med sunne økonomiske prinsipper, jf. petroleumsloven § 4-1. Rettighetshaverne til utvinningstillatelsene er ansvarlig for å planlegge, bygge ut og drifte feltene, og vurderer hvilke prosjekter og tiltak de skal gjennomføre. I tillegg til forekomstenes antatt utvinnbare mengde olje har faktorer som oljepris, utbyggings- og driftskostnader og myndighetenes rammebetingelser, spesielt på skatte- og HMS-området, stor betydning for gjennomføring av prosjekter for økt utvinning. Stabile rammebetingelser har preget norsk petroleumsforvaltning og er en viktig forutsetning for at private aktører investerer på norsk sokkel. Olje- og energidepartementet legger i sin forvaltning av petroleumsvirksomheten stor vekt på at rammebetingelsene er utformet slik at interessene til oljenæringen i størst mulig grad blir sammenfallende med samfunnets interesser.

Målet med undersøkelsen har vært å belyse utnyttelsen av oljeressursene i modne områder på norsk kontinentalsokkel, og å vurdere hvordan Olje- og energidepartementets forvaltning bidrar til økt utvinning. Det er undersøkt hvordan Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet gjennom styring og oppfølging bidrar til økt utvinning, i hvilken grad myndighetene bidrar til utvikling og implementering av ny teknologi, og i hvilken grad forvaltningen av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) bidrar til økt utvinning fra modne felt. Undersøkelsen omfatter i hovedsak forvaltningen av felt i Nordsjøen, som er et modent område. Undersøkelsesperioden er 2006–2014.

Undersøkelsen har tatt utgangspunkt i følgende vedtak og forutsetninger fra Stortinget:

- Petroleumsloven av 29. november 1996 med tilhørende forskrifter
- Innst. 143 S (2011–2012), jf. Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten* (petroleumsmeldingen)
- Innst. S. nr. 249 (2003–2004), jf. St.meld. nr. 38 (2003–2004) *Om petroleumsvirksomheten*
- Innst. S. nr. 243 (2006–2007), jf. St.prp. nr. 60 (2006–2007) *Sammenslåing av Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet*
- Innst. S. nr. 198 (2000–2001), jf. St.prp. nr. 36 (2000–2001) *Eierskap i Statoil og fremtidig forvaltning av SDØE*
- Olje- og energidepartementets budsjettproposisjoner i perioden (2006–2014) og tilleggsproposisjoner

Rapporten ble forelagt Olje- og energidepartementet ved brev 9. oktober 2014. Olje- og energidepartementet har i brev 17. november 2014 gitt kommentarer til rapporten. Kommentarene er i hovedsak innarbeidet i rapporten og i dette dokumentet.

Rapporten, riksrevisorkollegiets oversendelsesbrev til departementet 4. februar 2015 og statsrådens svar 4. mars 2015 følger som vedlegg.

1 Hovedfunn

- Det er risiko for at samfunnsøkonomisk lønnsomme oljeressurser i modne områder ikke blir utvunnet i tide.
- Oljedirektoratet har ikke tilstrekkelig gjennomslag i oppfølgingen av prosjekter der økt utvinning er tidskritisk.
- Det er behov for styrket oppfølging av samordningsmuligheter på tvers av utvinningstillatelser.
- Olje- og energidepartementet bruker i begrenset grad de virkemidlene som er tilgjengelig for å sikre økt utvinning i modne områder.
- Petoros kapasitet begrenser selskapets muligheter for å maksimere verdien av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE).

2 Riksrevisjonens merknader

2.1 Det er risiko for at samfunnsøkonomisk lønnsomme oljeressurser i modne områder ikke blir utvunnet i tide

Det har i perioden 2006–2013 vært en betydelig tilvekst av oljereserver, og det er gjort nye funn i Nordsjøen. Flere tiltak har bidratt positivt til dette, som ordningen med tildeling av utvinningstillatelser i forhåndsdefinerte områder (TFO) etter 2003, innskjerping av arealavgiften og tiltak for å øke antall og mangfoldet av rettighetshavere. Likevel er det fortsatt betydelige mengder olje som kan utvinnes i modne områder.

Det kommer fram i intervjuer med operatører i feltutvalget og Petoro at rettighetshaverne ofte legger til grunn høyere avkastningskrav enn myndighetene ved vurdering av investeringer. I tillegg er rettighetshavernes tilnærming til dels mer kortsiktig. Rettighetshaverne vurderer prosjekter som kan bidra til økt utvinning opp mot andre prosjekter på norsk sokkel og internasjonalt. Selskapenes begrensete tilgang til kapital tilsier at bare de mest lønnsomme prosjektene blir gjennomført. Dette innebærer at enkelte samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter for økt utvinning kan bli nedprioritert av rettighetshaverne. Utnyttelse av ressurser i modne områder kan være tidskritisk, fordi blant annet eksisterende infrastruktur med tiden blir teknisk uegnet eller ulønnsom å holde i drift. For lønnsom utbygging av nye, mindre funn i nærheten av eksisterende felt er det ofte en forutsetning at etablert infrastruktur fortsatt er på plass.

2.2 Oljedirektoratet har ikke tilstrekkelig gjennomslag i oppfølgingen av prosjekter der økt utvinning er tidskritisk

Oljedirektoratets hovedmål er å bidra til størst mulig verdier for samfunnet fra olje- og gassvirksomheten med en forsvarlig og effektiv ressursforvaltning innen utbygging og drift, jf. Prop. 1 S (2013–2014) Olje- og energidepartementet.

God ressursforvaltning forutsetter at rettighetshaverne velger løsninger som er både bedrifts- og samfunnsøkonomisk lønnsomme. Oljedirektoratet har den faglige kompetansen og er delegert myndighet til den løpende oppfølgingen av arbeidet i rettighetshavergruppene.

Oppfølging av felt i drift og utbyggingsplaner er ressurskrevende for myndighetene med bakgrunn i at antall utvinningstillatelser og aktører har økt betydelig i perioden 2006–2013. I tillegg har kompleksiteten i problemstillingene på norsk sokkel bidratt til å øke oppgavemengden uten at antall ansatte i Oljedirektoratet er økt tilsvarende.

Oljedirektoratet prioriterer i sitt arbeid enkelte felt og har i hovedsak oppmerksomhet på utvinningstillatelser der det skal tas viktige beslutninger. I de fleste tilfellene følger direktoratet opp feltene ved å delta i styrings- og arbeidskomitémøter i rettighetshavergruppene, og ved direkte kontakt med operatører og rettighetshavere. Denne dialogbaserte arbeidsformen er ifølge Olje- og energidepartementet godt egnet til å følge opp planleggingsprosessene i utvinningstillatelsene. Riksrevisjonen vurderer det som positivt at Oljedirektoratet er en aktiv pådriver for god ressursutnyttelse i de prioriterte utvinningstillatelsene gjennom blant annet å vurdere ressursgrunnlaget, følge opp utbyggingsplaner og etterspørre alternative løsninger ved behov. Undersøkelsen viser imidlertid at Oljedirektoratets løpende oppfølging ikke alltid er tilstrekkelig til å sikre god nok framdrift i enkelte prosjekter der økt utvinning er tidskritisk.

2.3 Det er behov for styrket oppfølging av samordningsmuligheter på tvers av utvinningstillatelser

Ifølge petroleumsloven § 4-7 skal rettighetshaver søke å oppnå avtale om rasjonell samordning dersom en petroleumsforekomst strekker seg over flere blokker som ikke har samme rettighetshaver, eller når det åpenbart vil være rasjonelt å samordne virksomheten på tvers av flere forekomster.

Samordning av felt og utbygginger er viktig for å bidra til lavere samlede kostnader med felles utbyggings- og driftsløsninger og for å utnytte eksisterende innretninger gjennom tredjepartstilknytning. Undersøkelsen viser at for å få til gode samordningsløsninger må det inngås avtaler om dette tidlig i utbyggingsfasen. Dersom planleggingsprosesser er kommet langt eller er i ulike faser, vil det ofte ikke være mulig å realisere de løsningene som er best samfunnsøkonomisk. Myndighetene involverer seg i store enkeltsaker og har dialog med rettighetshaverne for å få etablert avtaler om samordning. Undersøkelsen viser imidlertid at forhandlingsprosesser mellom rettighetshavere kan trekke ut i tid, og at muligheten for hensiktsmessig samordning dermed kan bli svekket.

Forskrift om andres bruk av innretninger slår fast at rettighetshavere som har behov for å bruke en annens innretning, skal ha rett til slik bruk. Forskriften er viktig for å sikre mindre utbygginger tilgang til eksisterende infrastruktur. Det er krevende å få på plass tilknytningsavtaler, blant annet fordi det er lite åpenhet om kapasiteten på innretningene, og fordi det kan være vanskelig for partene å bli enige om fordeling av risiko og kostnader. Riksrevisjonen mener at det er viktig at petroleumsmyndighetene har nødvendig informasjon og bidrar til å sikre at bestemmelsene om informasjonsdeling i forskriften blir etterlevd.

I mange områder varierer eiersammensetningen i rettighetshavergruppene. Rettighetshaverne har dermed ikke helhetlig oversikt over tilgjengelig kapasitet og samordningsmuligheter, noe Oljedirektoratet gjennom sin tilgang til informasjon kan ha. Direktoratet viser til at det har foretatt egne områdestudier for enkelte områder.

Etter Riksrevisjonens oppfatning bør direktoratet ha en mer systematisk og overordnet tilnærming for å identifisere samordningsmuligheter på et tidlig tidspunkt. Dette kan også styrke oppfølgingen av samordningsmuligheter.

2.4 Olje- og energidepartementet bruker i begrenset grad de virkemidlene som er tilgjengelig for å sikre økt utvinning i modne områder

Virkemidlene hjemlet i petroleumslovgivningen gir et stort handlingsrom for å sikre god ressursutnyttelse gjennom feltenes levetid. Når et felt bygges ut, mangler operatøren kunnskap og erfaring med reservoaret. Framlagt plan for utbygging og drift (PUD) er forbundet med usikkerhet og legger ofte liten vekt på drift sent i feltets livsfase, særlig ved felt med antatt lang levetid. Myndighetene stiller i liten grad vilkår om framtidig drift og utvikling av feltene i sine godkjennelser av PUD. Olje- og energidepartementet legger vekt på at PUD er et resultat av en prosess der det forutsettes at det er tatt hensyn til myndighetenes synspunkter. Riksrevisjonen vil understreke betydningen av at det i godkjent PUD i størst mulig grad tas høyde for senere tiltak for å maksimere uttaket av økonomisk lønnsomme ressurser i feltene – selv om marginene i slutten av feltenes levetid eventuelt skulle bli lavere.

Rettighetshaverne skal underrette departementet dersom det oppstår vesentlige avvik eller endringer sammenlignet med PUD, og eventuelt legge fram ny eller endret plan, jf. petroleumsloven § 4-2 siste ledd. Selv om det for felt med lang levetid legges fram endret PUD, resulterer ikke det i en helhetlig oppdatering av utvinningsstrategien og videre planer basert på opparbeidet driftserfaring eller endrete forhold. Etter Riksrevisjonens vurdering kan det være vanskeligere for Oljedirektoratet å følge opp feltene systematisk når en helhetlig, oppdatert strategi og plan for videreutvikling av feltet ikke er formalisert enten i PUD eller endret PUD. Dette gjelder særlig sent i feltenes driftsfase. Riksrevisjonen mener at dette kan gi myndighetene mindre handlingsrom til å være pådriver for videre utvikling og eventuelt å kunne pålegge tiltak i produksjonstillatelsen som kan øke utvinningen.

I tillegg til PUD og endret PUD har departementet flere virkemidler til rådighet for å styrke Oljedirektoratets mulighet for å være en effektiv og langsiktig pådriver for god ressursutnyttelse. Departementet kan gjennom produksjonstillatelser stille vilkår som ivaretar samfunnsinteresser eller effektiv ressursutnyttelse i produksjonsfasen. Petroleumsloven angir ikke noe spesifikt om produksjonstillatelsenes varighet, men etablert praksis er å gi tillatelsen for ett år om gangen. Vurdering av søknader om årlig produksjonstillatelse skjer blant annet basert på den årlige rapporteringen fra operatørene. Riksrevisjonen mener at myndighetenes forventninger til videre utvikling og drift av felt bør formidles klarere i produksjonstillatelsene, selv om eventuelle vilkår ikke kan gå lengre enn de forutsetningene som er beskrevet i PUD.

Olje- og energidepartementet kan pålegge rettighetshavere å utarbeide rapport om feltrelaterte forhold, jf. petroleumsloven § 4-4 siste ledd, men departementet har ikke ansett bruk av dette virkemiddelet som nødvendig. Riksrevisjonen mener at dette virkemiddelet for eksempel kunne blitt brukt for å gjøre systematiske og formelle vurderinger av feltenes drift og videre utvikling sammenlignet med opprinnelige planer.

Olje- og energidepartementet skal godkjenne søknader om særskilt forlengelse av konsesjonstiden for en utvinningstillatelse ved samme eierstruktur dersom søknaden sannsynliggjør bedre utnyttelse av ressursene. Olje- og energidepartementet legger vekt på at rettighetshaverne beslutter videre investeringer i feltene, og har ved flere anledninger innvilget kortere konsesjonsperioder enn omsøkt for å sikre departementet framtidig handlingsrom. Bruk av særskilt forlengelse av konsesjonstiden er et effektivt

virkemiddel for å sikre utvinning i slutten av feltenes levetid, men det kan gi risiko for at investeringene i økt utvinning blir kortsiktige. Feltene kan også framstå som mindre attraktive for tredjepartstilknytninger. Riksrevisjonen mener at en formell oppdatering av utvinningsstrategien i løpet av driftsfasen i god tid før utløp av konsesjonsperioden ville være mer hensiktsmessig for å sikre en langsiktig videreutvikling av feltet.

2.5 Petoros kapasitet begrenser selskapets muligheter for å maksimere verdien av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)

Statsaksjeselskapet Petoro AS (Petoro) ivaretar de forretningsmessige forholdene ved Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Selskapet opptrer som rettighetshaver på lik linje med andre oljeselskaper, men er ikke operatør. Petoro skal være en aktiv partner i rettighetshavergruppene som bidrar til å maksimere verdien av SDØE.

Petoro har prioritert sin innsats med å realisere ressurspotensialet i og nær store modne felt som utgjør en stor del av SDØE-porteføljen. Antall utvinningstillatelser i porteføljen er mer enn doblet siden 2003 og problemstillingene har blitt mer komplekse, mens antall ansatte i perioden 2007–2014 har økt med ca. 20 prosent. Bruk av ordningen med forretningsførere ble avsluttet i 2013, og de aktuelle feltene følges etter dette opp av Petoro. I de 3–4 høyest prioriterte feltene utøver Petoro sin rolle som aktiv partner i rettighetshavergruppen gjennom å stille spørsmål, utrede alternative løsninger og arbeide for å ta i bruk ny teknologi. Etter Riksrevisjonens vurdering bidrar Petoro på denne måten til mer langsiktige beslutninger i disse utvinningstillatelsene.

Olje- og energidepartementet framhever at SDØE og Petoro ikke er et ressursforvaltningsmessig virkemiddel for økt utvinning, men et finansielt instrument som skal skaffe staten inntekter. Etter Riksrevisjonens oppfatning kan Petoros begrensete kapasitet gjøre det vanskelig for selskapet å ha en aktiv oppfølging av de øvrige utvinningstillatelsene i SDØE-porteføljen. Det vises til at flere operatører mener at Petoro, blant annet som følge av manglende ressurser, ikke har mulighet til å utfordre operatørene slik andre rettighetshavere er i stand til. Riksrevisjonen vurderer det derfor som usikkert om statens interesser blir godt nok ivaretatt med Petoros muligheter og begrensninger.

3 Riksrevisjonens anbefalinger

For å sikre en langsiktig og god ressursforvaltning anbefaler Riksrevisjonen at Olje- og energidepartementet

- vurderer hvordan Oljedirektoratets oppfølging av felt kan gjøres mer effektiv
  - direktoratet kan styrke oppfølgingen av rettighetshaverne med systematiske gjennomgåelser av drift og videreutvikling ved ulike tidspunkter i feltenes levetid
  - det kan i noen tilfeller være behov for mer utøvelse av myndighet

- stiller klarere krav til rettighetshaverne om samordning der det er rasjonelt, og til Oljedirektoratet om å prioritere at det foreligger områdeplaner som gjør det mulig å foreslå og følge opp samordning

- vurderer på hvilken måte Petoro ytterligere kan bidra til størst mulig verdiskaping for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)

4 Departementets oppfølging

Statsråden viser til at det norske rammeverket for petroleumsvirksomheten gir en klar rolle- og ansvarsfordeling mellom myndigheter og næring. Myndighetene styrer gjennom forutsigbare rammer i form av lover, forskrifter og konsesjoner som gir rettighetshaverne rettigheter og plikter. Aktørene i næringen, som har mest kunnskap, kompetanse og informasjon om muligheter og utfordringer, er ansvarlig for å lete etter, planlegge, bygge ut, drive og videreutvikle olje- og gassfeltene. Ifølge statsråden skal rammeverket skape et attraktivt forretningsklima som gjør det interessant for de beste selskapene å investere i norsk petroleumsvirksomhet.

Statsråden mener at den norske forvaltningsmodellen og rammeverket har vist seg å være robust over tid og gitt svært gode resultater i form av verdiskaping. Systemet har gitt en stabilitet og forutsigbarhet som er en styrke for norsk sokkels konkurransekraft sammenliknet med mange andre petroleumsprovinser, og det har fått internasjonal anerkjennelse. Statsråden peker på at økt bruk av virkemidlene i petroleumsloven lett vil bryte med dagens forvaltningsregime og medføre risiko for at hovedmodellen med en tydelig rolle- og ansvarsfordeling mellom myndighetene og rettighetshaverne undergraves.

Når det gjelder risikoen for at samfunnsøkonomisk lønnsomme oljeressurser i modne områder ikke blir utvunnet i tide, framhever statsråden det som viktig at myndighetene kontinuerlig vurderer utformingen av rammene for petroleumsvirksomheten. Det kan ifølge statsråden være rasjonelle grunner til å utsette prosjekter, som spesielt høy risiko, spesielle ressursbegrensninger, behov for mer modning av prosjekter eller nødvendige prioriteringer mellom ulike prosjekter. I de fleste tilfellene er det ifølge statsråden hensiktsmessig at selskapene gjør disse krevende vurderingene.

Statsråden framhever videre at Oljedirektoratet er en aktiv pådriver for å realisere mest mulig av ressurspotensialet, og prioriterer sin oppfølging ut fra de budsjettrammene som Stortinget har gitt. Det understrekes at myndighetene i liten grad pålegger rettighetshaverne bestemte løsninger, og at Oljedirektoratet påvirker uten å anvende lovfestede virkemidler. Departementets erfaring er at rettighetshaverne normalt er lydhøre overfor myndighetenes synspunkter under utformingen av et utbyggings-prosjekt. Rettighetshaverne er klar over at vilkår om nødvendig kan bli stilt ved ulike myndighetsgodkjennelser. Statsråden mener at Oljedirektoratet har gjennomslag for sine synspunkter i viktige saker. Feltene Troll og Snorre framheves som gode eksempler på det. Statsråden mener det likevel er viktig at direktoratet kontinuerlig arbeider for å forbedre sine systemer for oppfølging av felt.

Statsråden redegjør videre for Oljedirektoratets arbeid med samordning, viser til at vurdering av potensialet for samordning er en viktig del av direktoratets oppfølging, og at direktoratet gjør egne områdestudier. Som følge av kapasitetsbegrensninger prioriterer direktoratet å gjøre større områdestudier for de delene av norsk sokkel der det ser størst verdipotensial. Etter statsrådens mening har Oljedirektoratet gode systemer for å identifisere, følge opp og være en pådriver for at samordningsmuligheter på tvers av utvinningstillatelser utnyttes. Direktoratet gjør i dag et viktig arbeid med å vurdere slike muligheter. Statsråden mener at Oljedirektoratet allerede i dag følger Riksrevisjonens anbefaling. Direktoratet vil i de årlige planleggingsprosessene prioritere sine ressurser mot de oppgavene der det kan bidra mest til verdiskaping. En økning i direktoratets arbeid med samordning må veies opp mot andre viktige arbeidsoppgaver.

Etter statsrådens vurdering vil økt bruk av virkemidlene i petroleumsloven lett bryte med dagens forvaltningsregime og medføre risiko for å undergrave hovedmodellen med en tydelig rolle- og ansvarsdeling mellom myndighetene og rettighetshaverne. Konsekvensen av en slik utvikling kan være at næringen får lavere tillit til myndighetene, og at risikoen for investeringer blir oppfattet som større. Dette kan resultere i mindre interesse for å utvikle krevende, marginale utbyggingsprosjekter, og dermed redusert verdiskaping fra sokkelen.

Når det gjelder Petoro, anses det som viktig at selskapet fortsetter å bidra til gode løsninger for langsiktig feltutvikling og økt utvinning fra de modne feltene i SDØE-porteføljen. Ifølge statsråden legges det spesielt vekt på at Petoro yter en særlig innsats for å videreutvikle modne olje- og gassfelt av stor verdi for staten. Statsråden viser til at Petoro er et lite selskap med relativt få ansatte som foretar en streng prioritering av sine arbeidsoppgaver, og at Petoro over flere år har fått bevilget ekstra midler til arbeid med modne felt.

Avslutningsvis peker statsråden på at både departementet og direktoratet kontinuerlig vurderer om politikk og praksis for styringen er slik at hovedmålet i petroleums-politikken nås, og om det er riktig balanse mellom rammestyring og bruk av direkte pålegg og vilkår i forbindelse med ulike godkjennelser. Statsråden viser til at Riksrevisjonens vurderinger og anbefalinger vil bli tatt med i det videre arbeidet med å forvalte petroleumsressursene slik at det legges til rette for lønnsom produksjon i et langsiktig perspektiv.

5 Riksrevisjonens sluttmerknad

Etter Riksrevisjonen oppfatning kan en mer systematisk gjennomgåelse av drift og videre utvikling av felt ved ulike tidspunkter i feltenes levetid gi Oljedirektoratet et bedre referansepunkt i sin oppfølging av rettighetshaverne – før det eventuelt kan bli nødvendig å bruke andre virkemidler. Riksrevisjonen er kjent med at Oljedirektoratet også foreslo dette for departementet etter Stortingets behandling av Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten*.

Saken sendes Stortinget.

Vedtatt i Riksrevisjonens møte 20. mars 2015

Per-Kristian Foss

Beate Heieren Hundhammer **Gunn Karin Gjul** **Arve Lønnum**

Bjørg Selås

Karl Eirik Schjøtt-Pedersen fratrådte under behandlingen.

Vedlegg 1

Riksrevisjonens brev til statsråden

Riksrevisjonen

Vår saksbehandler
Gisela Hytten 22241016
Vår dato | Vår referanse
04.02.2015 | 2013/01880-94
Deres dato | Deres referanse

Utsatt offentlighet jf. rr. lov § 18(2)

OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET
Postboks 8148 Dep
0033 OSLO

Riksrevisjonens undersøkelse av Olje- og energidepartementets arbeid for å øke oljeutvinningen fra modne områder på norsk kontinentalsokkel

Vedlagt oversendes utkast til Dokument 3:x (2014–2015) *Riksrevisjonens undersøkelse av Olje- og energidepartementets arbeid for å øke oljeutvinningen fra modne områder på norsk kontinentalsokkel*.

Dokumentet er basert på en rapport som ble oversendt Olje- og energidepartementet ved vårt brev av 9. oktober 2014, og på departementets svar 17. november 2014.

Statsråden bes redegjøre for hvordan departementet vil følge opp Riksrevisjonens merknader og anbefalinger, og eventuelt om departementet er uenig med Riksrevisjonen.

Departementets oppfølging vil bli sammenfattet i det endelige dokumentet til Stortinget. Statsrådens svar vil i sin helhet bli vedlagt dokumentet.

Svarfrist: 23. februar 2015.

For riksrevisorkollegiet

Per Kristian Foss
riksrevisor

Vedlegg:
Utkast til Dokument 3:x (2014–2015) *Riksrevisjonens undersøkelse av Olje- og energidepartementets arbeid for å øke oljeutvinningen fra modne områder på norsk kontinentalsokkel*

Vedlegg 2

Statsrådens svar

DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Statsråden

Riksrevisjonen
Postboks 8130 Dep
0032 OSLO

Deres ref	Vår ref	Dato
	13/908-	04.03.2015

Riksrevisjonens undersøkelse av Olje- og energidepartementets arbeid for å øke oljeutvinningen fra modne områder på norsk kontinentalsokkel

Jeg viser til Riksrevisjonens undersøkelse av Olje- og energidepartementets arbeid for å øke oljeutvinningen fra modne områder på norsk kontinentalsokkel og utkast til Dokument 3:x (2014-2015) av 4. februar 2015. Riksrevisjonen ber om min redegjørelse for hvordan departementet vil følge opp Riksrevisjonens merknader og anbefalinger, og eventuelt om departementet er uenig med Riksrevisjonen. Jeg vil i det følgende komme med mine kommentarer til Riksrevisjonens merknader og anbefalinger.

Olje- og energidepartementet (OED) har i sin kommunikasjon med Riksrevisjonen lagt vekt på å forklare forvaltningsregimet og rolle- og ansvarsfordelingen som ligger til grunn for forvaltningen av petroleumsressursene. Riksrevisjonens vurderinger reflekterer etter mitt syn ikke i tilstrekkelig grad en forståelse av disse grunnleggende forutsetningene for hvordan myndighetene regulerer sektoren. Jeg vil derfor innledningsvis gi en beskrivelse av forvaltningsregimet, herunder rolle- og ansvarsfordelingen mellom myndighetene og næringsaktørene. Utformingen av forvaltningsregimet legger grunnleggende premisser for hvordan myndighetene følger opp virksomheten, og er en viktig forutsetning for å forstå mine merknader til Riksrevisjonens hovedfunn og anbefalinger.

1. Forvaltningsregimet for petroleumsvirksomheten

Petroleumsressursene er statens eiendom. Hovedmålet i petroleumspolitikken er å legge til rette for lønnsom produksjon av olje- og gassressursene i et langsiktig perspektiv, jf. Meld. St. 28 (2010-2011). Dette overordnede målet er nedfelt i

Postadresse: Postboks 8148 Dep. 0033 Oslo
Kontoradresse: Akersgata 59 Telefon: 22 24 90 90 Telefaks: 22 24 95 69
Org. nr.: 977 161 630

petroleumsloven. Gjennom petroleumsloven har Stortinget fastsatt rammene for styringen av virksomheten.

Staten utvikler ikke petroleumsressursene selv, men bidrar til at det skapes verdier gjennom å tilrettelegge for kommersiell utnyttelse av ressursene. En hovedoppgave for myndighetene i forvaltningen av petroleumsressursene er å etablere og vedlikeholde et rammeverk for virksomheten som gjør at oljeselskapene har en egeninteresse i å utnytte olje- og gassressursene på en måte som også er til det beste for samfunnet i tråd med hovedmålet i petroleumspolitikken. Norsk ressursforvaltning er basert på at selskapene, innenfor rammene myndighetene setter, har økonomiske insentiver til å skape størst mulig verdier av ressursene. Forvaltningen av sektoren bygger på de samme hovedprinsippene som forvaltningen av annen næringsvirksomhet i Norge. Dette betyr at myndighetene regulerer sektoren ved å sette helhetlige, klare og forutsigbare rammer, mens de kommersielle aktørene gjennom sine aktiviteter skaper verdiene innenfor disse rammene.

Det er i det norske rammeverket for petroleumsvirksomheten en klar rolle- og ansvarsfordeling mellom myndigheter og næring. Myndighetene styrer gjennom rammer i form av lover, forskrifter og konsesjoner som gir rettighetshaverne på norsk sokkel rettigheter og plikter. Det er aktørene i næringen, som har mest kunnskap, kompetanse og informasjon om muligheter og utfordringer i leting, i utbygging av funn og i driften av feltene, som forestår den daglige operasjonelle aktiviteten. I tråd med dette er det operatørene og rettighetshaverne på sokkelen som er ansvarlig for å lete etter, planlegge, bygge ut, drive og videreutvikle olje- og gassfeltene. Det er et mål for utformingen av rammeverket å skape et attraktivt forretningsklima som gjør det interessant for de beste selskapene å investere i norsk petroleumsvirksomhet.

Staten har samtidig valgt å sikre seg sterkere styringshjemler overfor petroleumsvirksomheten enn overfor annen næringsvirksomhet på fastlandet fordi staten eier ressursene og fordi det er store økonomiske verdier knyttet til disse. Det er imidlertid helt avgjørende for en god ressursforvaltning at disse direkte styringshjemlene anvendes på en måte som ikke undergraver hovedmodellen hvor de kommersielle selskapene er ansvarlig for beslutninger om investeringer og drift innenfor de rammene som er satt av myndighetene.

Den etablerte ansvars- og rollefordelingen mellom staten og rettighetshaverne samsvarer med det bærende prinsipp om å skille forretning og forvaltning. Et viktig prinsipp er at en statsråd eller en regjering ikke påtar seg parlamentarisk eller konstitusjonelt ansvar for å styre eller etterprøve kommersielle beslutninger. Rollefordelingen innebærer at ansvaret for kommersielle beslutninger på prosjekter og felt på sokkelen ligger fullt og helt hos selskapene som står for driften, fatter investeringsbeslutninger og gjennomfører prosjekter for sin egen regning og risiko.

OED har det overordnede ansvaret for at forvaltningen av petroleumsressursene skjer i samsvar med bestemmelser i petroleumsloven og vedtak fattet av Stortinget og Kongen i Statsråd. OED utformer rammene for petroleumsvirksomheten og står for tildeling av utvinningstillatelser, behandling av plan for utbygging og drift (PUD)/plan for anlegg og drift (PAD) og godkjenner de årlige produksjonstillatelsene.

Oljedirektoratet (OD) har en sentral rolle i forvaltningen av olje- og gassressursene på norsk kontinentalsokkel og er et viktig rådgivende organ for departementet. ODs hovedmål er å bidra til størst mulig verdier for samfunnet fra olje- og gassvirksomheten gjennom forsvarlig ressursforvaltning, og skal være en aktiv pådriver overfor oljeselskapene for å realisere ressurspotensialet ved å følge opp at det legges vekt på langsiktige løsninger, oppsidemuligheter, samdrifts- og stordriftsfordeler og bidra til at tidskritiske ressurser ikke går tapt. OD legger til rette for at de forhold myndighetene er opptatt av blir utredet og vurdert av selskapene på et hensiktsmessig tidspunkt gjennom sin faglige dialog med selskapene. Denne dialogen suppleres med mer aktive virkemidler som direkte myndighetspålegg og ved å stille vilkår i forbindelse med ulike godkjennelser når det vurderes som hensiktsmessig. Myndighetspålegg og vilkårsstillelse må imidlertid utøves med et innhold og et omfang som ikke bryter med prinsippene i forvaltningsmodellen og den etablerte ansvarsdelingen mellom kommersielle selskaper og myndighetene.

OD prioriterer sin oppfølging av petroleumsvirksomheten innenfor de budsjettmessige rammer som er bevilget av Stortinget. Direktoratet har etablert systemer for å prioritere hvilke olje- og gassfelt eller mer generelle problemstillinger på norsk sokkel som skal følges opp tett for å sikre en god forvaltning av olje- og gassressursene. Det vises til nærmere omtale av denne systematikken senere i brevet.

Jeg mener den norske forvaltningsmodellen og rammeverket har vist seg å være robust over tid og har levert svært gode resultater i form av verdiskaping fra olje- og gassressursene. Systemet har gitt en stabilitet og forutsigbarhet som er en styrke for norsk sokkels konkurranseevne sammenliknet med mange andre petroleumsprovinser. Vårt system har også høstet internasjonal anerkjennelse.

2. Kommentarer til Riksrevisjonens merknader

2.1 Det er risiko for at samfunnsøkonomisk lønnsomme oljeressurser i modne områder ikke blir utvunnet i tide

Myndighetene bidrar til at det skapes verdier av ressursene gjennom å tilrettelegge for kommersiell utnyttelse av ressursene. Innenfor rammene som myndighetene legger, vurderer og velger rettighetshaverne hvilke prosjekter og tiltak de vil investere i og gjennomføre. Rolle- og ansvarsdelingen innebærer at det i stor grad er selskapenes lønnsomhetsvurderinger som ligger til grunn for hvilke prosjekter og tiltak som gjennomføres, innenfor de rammene myndighetene legger for virksomheten.

Et viktig hensyn i utformingen av petroleumsskattesystemet er at det skal virke nøytralt på selskapenes investeringsbeslutninger, dvs. at investeringsbeslutninger som er lønnsomme for selskapene før skatt også skal være det etter skatt. En slik egenskap ved skattesystemet medfører at vi sikrer store inntekter til fellesskapet og at selskapene ønsker å gjennomføre alle lønnsomme prosjekter.

Samfunnet som helhet står i hovedsak overfor samme type risiko og problemstillinger som selskapene, og må forholde seg til mange av de samme ressursbegrensningene som selskapene står overfor, som arbeidskraft, boreriggkapasitet og lignende. Spesielt høy risiko, spesielle ressursbeskrankninger, behov for mer modning av prosjekter eller nødvendige prioriteringer mellom ulike prosjekter, kan alle være grunner til at det er rasjonelt å utsette prosjekter. Dette er krevende vurderinger som det i de fleste tilfeller er hensiktsmessig at selskapene som har mest kunnskap om prosjektene tar.

Myndighetene er opptatt av at alle alternativer for å få produsert ressurspotensialet blir behørig vurdert, men dersom det ikke finnes utbyggingsløsninger som gir en lønnsom utbygging av ressursene så skal ikke disse prosjektene gjennomføres. Myndighetene bør ikke gripe inn for ofte i enkeltsaker. Et større omfang av enkeltinngrep, vilkår eller pålegg fra myndighetene kan gi de kommersielle aktørene dårligere forutsigbarhet og dermed redusere investeringsviljen.

De kommersielle aktørene driver sin virksomhet innenfor rammene som er fastlagt av myndighetene. Det er derfor viktig at myndighetene kontinuerlig vurderer utformingen av rammene som legges for petroleumsvirksomheten og på den måten sikrer at disse gir de ønskede resultatene.

2.2. Oljedirektoratet har ikke tilstrekkelig gjennomslag i oppfølgingen av prosjekter der økt utvinning er tidskritisk

OD er en aktiv pådriver for å realisere mest mulig av ressurspotensialet på norsk sokkel. Direktoratet prioriterer sin oppfølging av ressurspotensialet gitt de budsjettmessige rammer som er bevilget av Stortinget. OED har gjennom tildelingsbrevet for 2014 bedt OD om å prioritere oppfølgingen av de største oljefeltene. OD har god oversikt over hva som skjer på norsk sokkel og det er etablert systemer for å prioritere hvilke olje- og gassfelt eller mer generelle utfordringer som skal følges opp for å sikre en god forvaltning av olje- og gassressursene.

Det er per i dag et stort antall funn og felt i produksjon på norsk sokkel. OD gjennomfører derfor årlig en prioritering av hvilke funn, felt eller mer generelle problemstillinger som skal følges opp. OD har til dette formålet utviklet et prioriteringsverktøy som inneholder en rekke kriterier. Noen viktige kriterier som blir brukt for å prioritere er: store funn og felt med høyt utvinningspotensial, felt med lav utvinningsgrad sammenliknet med tilsvarende felt, avveiinger mellom produksjon av olje og gass, samordningsmuligheter, økt utvinning og tidskritikalitet.

ODs prioriteringer skjer på bakgrunn av den informasjon som foreligger om det enkelte funn og felt. Informasjonen om funn og felt fås gjennom en rekke rapporter utarbeidet av operatører i utvinningstillatelsene, deltakelse på komitémøter i utvinningstillatelsene, informasjon gjennom ulike former for søknader, rapportering til Revidert nasjonalbudsjett (RNB) og informasjon fra møter mellom OD og rettighetshavere.

OD utarbeider for prioriterte funn og felt detaljerte aktivitetsplaner og deltar som observatør på både tekniske møter og styringskomitemøter i utvinningstillatelsene. OD utfører også større faglige studier innen ulike fagområder for å kunne utfordre rettighetshavernes faglige vurderinger og på den måten være en pådriver for aktivitet i utvinningstillatelsen. For felt som ikke er prioritert, har OD en mer begrenset oppfølging, men feltene gjennomgås i forbindelse med de faste milepælene for rapportgjennomgang og tillatelser gjennom året.

Petroleumsforvaltningen er på ressursforvaltningssiden preget av at myndighetene i liten grad pålegger rettighetshaverne bestemte løsninger. Det kan brukes lovfestede virkemidler, men ofte utøver OD forvaltning uten å anvende virkemidlene i petroleumsloven. OD utøver sitt pådriv i utvinningstillatelsene i både utbyggings- og driftsfasen for å bidra til god ressursforvaltning og større verdiskaping. Dette skjer ved at OD bl.a. ber rettighetshaverne om å utrede ulike løsninger, påpeker svakheter ved foreliggende planer, etterspør nye planer osv. OD følger tett opp nye utbyggingsprosjekter og viktige prosjekter på felt i drift gjennom hele planfasen frem mot investeringsbeslutning/levering av PUD for å godtgjøre at det blitt tatt hensyn til god ressursforvaltning.

OD forholder seg til operatøren og rettighetshavernes planer og initiativer på det enkelte olje- og gassfelt. OD sin oppfølging fører i stor grad til at rettighetshaverne inkluderer innspillene fra OD i sine planer. Operatørens investeringsprosess og OD sin faglige dialog med operatøren gjennom hele planleggingsfasen medfører at myndighetene påvirker utformingen av et utbyggingsprosjekt. Rettighetshaverne er normalt lydhøre overfor myndighetenes synspunkter, og oppfølgingen av arbeidet i utvinningstillatelsen er derfor i stor grad basert på dialog. Rettighetshaverne er klar over at dersom de ikke tar hensyn til OD sine innspill og tar disse med i sine vurderinger og planer, kan det bli stilt vilkår ved ulike myndighetsgodkjennelser. Gode eksempler på større olje- og gassfelt hvor OD i senere år har drevet et aktivt og omfattende pådriv, og har hatt stor fremgang med sine synspunkter, er Troll og Snorre.

Det er rettighetshaverne som har ansvaret for å planlegge, bygge ut og drive olje- og gassfeltene på sokkelen best mulig, herunder utnytte alle økonomiske ressurser på tidsriktig måte. I tillegg har OD en viktig rolle som pådriver for å utnytte alle økonomiske ressurser.

Denne modellen for hvordan myndighetene følger opp og påvirker et utbyggingsprosjekt som gjennomføres av de industrielle aktørene, har over tid vist seg å være en effektiv måte for myndighetene å sikre forsvarlig ressursforvaltning. Dersom dialogen med rettighetshaverne ikke leder frem vil mulighetene for å stille vilkår kunne benyttes. Det er for flere utbygginger de siste årene stilt en rekke vilkår i forbindelse med godkjennelse av plan for utbygging og drift.

ODs arbeid er viktig for å bidra til god ressursforvaltning og høyest mulig verdiskaping på norsk sokkel. Jeg mener OD følger opp virksomheten på en god måte og har gjennomslag for sine synspunkter i viktige saker. Jeg er derfor godt tilfreds med det arbeidet som utføres av Oljedirektoratet innenfor de budsjettmessige rammene som er bevilget av Stortinget.

2.3. Det er behov for styrket oppfølging av samordningsmuligheter på tvers av utvinningstillatelser

Samordning og utnyttelse av stordriftsfordeler er et kjennetegn ved utviklingen av aktiviteten på norsk sokkel. Det er utstrakt grad av samordning på norsk sokkel både av forekomster som strekker seg over flere utvinningstillatelser og forekomster som ligger i ulike utvinningstillatelser. Svært mange av feltene som per i dag er i produksjon består av forekomster som strekker seg over flere utvinningstillatelser med ulike eiere og disse er samordnet (unitisert) i forbindelse med utbygging. Andre felt består av flere forekomster som ligger i forskjellige utvinningstillatelser med ulike eiere. Den vanligste formen for samordning er når nye forekomster bygges ut knyttet opp mot eksisterende infrastruktur, også disse i utvinningstillatelser med ulike eiere. Det er videre omfattende samordning når det gjelder transport av olje og gass. Samordning mellom funn og felt, både innenfor en utvinningstillatelse og mellom ulike utvinningstillatelser, kan gi store samfunnsøkonomiske gevinster.

I forbindelse med planleggingen av en utbygging eller andre tiltak utreder operatøren mulighetene for samordning med andre felt og utbygginger. Rettighetshaverne har både en juridisk forpliktelse, jf. petroleumsloven § 4-7, til å samordne utvinning der det er åpenbart rasjonelt, samt sterke økonomiske insentiver til å utnytte de gevinstene slik samordning kan gi.

Vurderinger av potensialet for samordning er en viktig del av ODs oppfølging. Direktoratet følger systematisk opp samordning i områder og mellom felt. En sentral oppgave for OD er å være en pådriver for at det blir utviklet gode områdeløsninger når det legges nye planer for feltutbygginger.

Rettighetshaverne skal i PUD inkludere en vurdering av samordningsmulighetene i området. Dette er en del av grunnlaget myndighetene etterspør ved nye utbygginger. OD etterspør også slike vurderinger tidligere i planleggingsfasen i utbyggingsprosjekter.

Eksempler på slike studier er kvadrant 35 (rundt Gjøafeltet), Snorre/Beta og Ekofisk Sør/Eldfisk.

OD gjennomfører også egne områdestudier, spesielt i forkant av viktige beslutninger i et utbyggingsprosjekt, som konseptvalg for nye utbyggingsprosjekter eller ved godkjennelse av PUD. Eksempler på slike studier utført av OD er for Castberg-området, Heimdal-området og for Snorre. ODs områdevurderinger i forbindelse med nye feltutbygginger vil bli inkludert i direktoratets vurdering av utbyggingsplanen som sendes departementet.

Det er viktig at OD utfører områdestudier, spesielt i områder der samordning kan øke verdiskapingen, og hvor rettighetshaverne ikke sitter med tilstrekkelig informasjon om andre utvinningstillatelser. OD gjør flere typer områdestudier og vurderinger, da spesielt i forkant av PUD-behandlinger og konseptvalgsvurderinger. OD gjør større områdestudier over deler av norsk sokkel, men har imidlertid ikke kapasitet til å utføre større områdestudier over alle områder på sokkelen. Det blir derfor prioritert å gjøre større områdestudier der OD ser størst verdipotensial. I forbindelse med den interne prioriteringsprosessen for funn og felt vil potensialet for verdiskaping gjennom samordning være en sentral faktor for hvilke felt og områder som blir prioritert. Denne prosessen vil også lede frem til hvilke områdestudier/vurderinger og spesifikke feltstudier som vil bli utført av OD.

Samordning innebærer i mange tilfeller utbygging av funn som fases inn til vertsfelt dvs. tredjepartsbruk av eksisterende innretninger. Forskrift om andres bruk av innretninger (TPA-forskriften) slår fast at rettighetshavere som har behov for å bruke en annens innretning, skal ha rett til slik bruk. TPA-forskriften fastsetter regler om forhandlingsprosess og avtalevilkår ved inngåelse av avtaler om andres bruk av innretninger. Forskriften legger opp til at det er partene som skal forhandle frem avtaler om andres bruk av innretninger innenfor disse reglene. Det er i tillegg mulighet for å bringe uenigheter inn for departementet under forskriftens § 13. Departementet involverer seg ellers ikke i forhandlingene.

I forskriften er det fastsatt flere regler om informasjonsdeling både mellom eier og bruker og mellom partene og myndighetene. Disse skal bidra til bedre informasjonsflyt mellom partene og til at myndighetene har nødvendig informasjon. Siden det er partene som har ansvar for å gjennomføre forhandlingene, er det de som må spørre om den informasjonen de har behov for og krav på fra den andre part. Dersom det er uenighet om hvilken informasjon som skal deles mellom partene, kan uenigheten bringes inn for departementet. Departementet har erfart at slik uenighet mellom parter har løst seg etter at den ene part har brakt uenigheten inn for departementet, uten behov for vedtak fra departementets side.

Det er rettighetshaverne som har ansvaret for å planlegge, bygge ut og drive olje- og gassfeltene på sokkelen på best mulig måte – herunder identifisere og utnytte mulige

samordningsmuligheter på tvers av utvinningstillatelser. I tillegg har OD en viktig rolle som pådriver for gode løsninger for samordning.

Jeg mener OD har etablert gode systemer for å identifisere, følge opp og være en pådriver for at samordningsmuligheter på tvers av utvinningstillatelser utnyttes. OD gjør i dag et viktig arbeid for å vurdere slike muligheter. Økt innsats fra OD på dette området må imidlertid veies opp mot andre viktige oppgaver som OD arbeider med. I forbindelse med de årlige planprosessene vil OD prioritere å bruke sine ressurser på de oppgavene hvor direktoratet kan bidra mest til verdiskaping i virksomheten.

2.4. Olje- og energidepartementet bruker i begrenset grad de virkemidlene som er tilgjengelig for å sikre økt utvinning i modne områder

Det norske rammeverket for petroleumsvirksomheten har som vist til over en klar rolle- og ansvarsfordeling mellom myndighetene og næringen. Myndighetene styrer gjennom rammer som består av lover, forskrifter og konsesjoner som gir rettighetshaverne på norsk sokkel rettigheter og plikter. Rettighetshaverne utvikler verdiene i petroleumssektoren ved sine kommersielle beslutninger innenfor disse rammene.

Den dialogbaserte modellen for hvordan myndighetene følger opp og påvirker et utbyggingsprosjekt som gjennomføres av de industrielle aktørene, har over tid vist seg å være en effektiv måte for myndighetene å sikre forsvarlig ressursforvaltning. Forvaltningsmodellen er utviklet over lang tid basert på erfaringene i samspillet mellom myndighetene og næringen. En viktig forutsetning for den dialogbaserte oppfølgingen er at petroleumsloven anvendes som et "ris bak speilet" og at den kan anvendes i de tilfellene hvor selskapene av ulike årsaker ikke tar hensyn til myndighetenes anbefalinger. Denne modellen gjelder i alle faser av virksomheten og har vist seg å være en vellykket modell for ressursforvaltningen på norsk sokkel. En større grad av enkeltinngrep, vilkår eller pålegg fra myndighetene vil over tid høyst sannsynlig verken være treffsikkert eller gi bedre løsninger enn dagens modell.

Jeg mener økt bruk av virkemidlene i petroleumsloven lett vil bryte med dagens forvaltningsregime og medføre risiko for at hovedmodellen med en tydelig rolle- og ansvarsfordeling mellom myndighetene og rettighetshaverne undergraves. En slik endring i bruken av virkemidlene vil kunne føre til at rettighetshavernes forhold til myndighetene endres og at mulighetene for en dialogbasert oppfølging av virksomheten svekkes. Konsekvensene av en slik utvikling kan være at næringen får lavere tillit til myndighetene, risikoen knyttet til å investere på sokkelen blir oppfattet som større og det kan bli mindre interesse hos de kommersielle aktørene for å utvikle krevende, marginale utbyggingsprosjekter. En slik utvikling vil medføre redusert verdiskaping fra sokkelen.

Jeg mener myndighetene gjennom dagens praksis har funnet en rimelig god balanse mellom å styre gjennom rammer og ved å gripe direkte inn med vilkår og pålegg i enkeltsaker.

2.5. Petoros kapasitet begrenser selskapets muligheter for å maksimere verdien av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)

Det overordnede målet for Petoros ivaretakelse av statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) på norsk sokkel er å skape størst mulig verdi for, og å oppnå høyest mulig inntekt til, staten. SDØE-porteføljen, som er sammensatt av utvinningstillatelser i letefase, felt under utbygging, felt i drift, rørledninger og landanlegg, domineres av store andeler i modne felt. OED vektlegger derfor at Petoro fortsetter å bidra til gode løsninger for langsiktig feltutvikling og økt utvinning fra de modne feltene i SDØE-porteføljen. Siden 2012 er det årlig bevilget ekstra midler til Petoros arbeid med modne felt. Petoro har blant annet på bakgrunn av disse særskilte midlene oppnådd gode resultater i dette arbeidet.

3. Riksrevisjonens anbefalinger – merknader og oppfølging

Jeg vil avslutningsvis kommentere på Riksrevisjonens anbefalinger.

For å sikre en langsiktig og god ressursforvaltning anbefaler Riksrevisjonen at Olje- og energidepartementet:

- *"vurderer hvordan Oljedirektoratets oppfølging av felt kan gjøres mer effektiv"*
  - *direktoratet kan styrke oppfølgingen av rettighetshaverne med systematiske gjennomgåelser av drift og videreutvikling ved ulike tidspunkter i feltenes levetid*
  - *det kan i noen tilfeller være behov for mer utøvelse av myndighet"*

Jeg er godt tilfreds med det arbeidet Oljedirektoratet utfører for å følge opp felt i drift. Oppfølgingen er systematisk og effektiv innenfor rammene av ansvars- og rollefordelingen i petroleumsvirksomheten, samt de budsjettmessige rammer som er bevilget av Stortinget. OD har etablert systemer for å kunne prioritere hvilke olje- og gassfelt eller mer generelle problemstillinger som skal følges opp for å sikre en god forvaltning av olje- og gassressursene. Direktoratet har en tett dialog med operatøren og rettighetshaverne på det enkelte felt om utviklingen på feltet. Denne dialogen suppleres med mer aktive virkemidler som direkte pålegg og oppstilling av vilkår i forbindelse med ulike godkjennelser når det vurderes som hensiktsmessig. Denne modellen for oppfølging av feltene, som både inkluderer dialog og aktive pålegg, har over tid vist seg å være en effektiv måte for myndighetene å sikre forsvarlig ressursforvaltning. Det er likevel viktig at OD kontinuerlig arbeider for å forbedre dette systemet.

Jeg mener Riksrevisjonens anbefaling om generelt å øke bruken av pålegg og vilkår lett vil bryte med dagens forvaltningsregime og rolle- og ansvarsfordelingen i virksomheten. En større grad av enkeltinngrep kan svekke de kommersielle aktørenes tillit til myndighetene, øke den oppfattede risikoen ved å investere på norsk sokkel og dermed svekke selskapenes investeringsvilje. Konsekvensene av en slik endring i forvaltningsregimet vil fort være lavere verdiskaping fra norsk sokkel – ikke høyere.

- *"stiller klarere krav til rettighetshaverne om samordning der det er rasjonelt, og til Oljedirektoratet om å prioritere at det foreligger områdeplaner som gjør det mulig å foreslå og følge opp samordning"*

Det er i dag utstrakt samordning på norsk sokkel mellom forekomster på tvers av utvinningstillatelser. Rettighetshaverne har både en juridisk forpliktelse og sterke økonomiske insentiver til å utnytte de gevinstene samordning kan gi. I tillegg er Oljedirektoratet en pådriver for samordning ved å etterspørre vurderinger av samordning fra rettighetshaverne, samt gjennomføre egne felt- og områdestudier.

I lys av at det er en utstrakt grad av samordning på sokkelen, og at Oljedirektoratet allerede systematisk følger opp samordningspotensialet, er det min vurdering at direktoratet allerede følger Riksrevisjonens anbefaling. I forbindelse med de årlige planleggingsprosessene vil OD prioritere sine ressurser mot de oppgavene hvor direktoratet kan bidra mest til verdiskaping i virksomheten. En økning i ODs arbeid med samordning må veies opp mot andre viktige arbeidsoppgaver for direktoratet.

- *"vurderer på hvilken måte Petoro ytterligere kan bidra til størst mulig verdiskaping for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)"*

Det er viktig at Petoro fortsatt er en aktiv og utfordrende rettighetshaver som bidrar til å øke verdien av statens direkte økonomiske investeringer i olje- og gassvirksomheten gjennom SDØE-ordningen. At de fortsatt oppfyller sine plikter som rettighetshaver.

Det vektlegges spesielt at Petoro yter en særlig innsats for å videreutvikle modne olje- og gassfelt av stor verdi for staten. Petoro er et lite selskap med relativt få ansatte. Petoro foretar en streng prioritering av hvilke felt, problemstillinger og initiativ som selskapet har kapasitet til å følge opp. Som omtalt er det bevilget ekstra midler over flere år til Petoros arbeid med modne felt.

- - -

Jeg vil avslutningsvis påpeke at arbeidet med økt oljeutvinning fra modne områder på norsk kontinentalsokkel foregår i et krevende skjæringspunkt mellom kommersiell næringsvirksomhet og offentlig forvaltning. Jeg mener myndighetene gjennom dagens praksis har funnet en rimelig god balanse mellom å styre gjennom rammer og ved å gripe direkte inn med vilkår og pålegg i enkeltsaker.

Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet vurderer imidlertid kontinuerlig om politikk og praksis for styringen av virksomheten er slik at vi når hovedmålet i petroleumspolitikken om lønnsom produksjon av olje- og gassressursene i et langsiktig perspektiv. I denne sammenhengen vurderes også om vi har den riktige balansen mellom rammestyring og bruk av direkte pålegg og vilkår i forbindelse med ulike godkjennelser.

Riksrevisjonen har utarbeidet en omfattende rapport om utvinningen av oljeressurser fra modne områder på norsk kontinentalsokkel. Jeg vil ta med meg Riksrevisjonens vurderinger og anbefalinger i denne rapporten i det videre arbeidet med å forvalte de norske olje- og gassressursene slik at det legges til rette for lønnsom produksjon av olje- og gassressursene i et langsiktig perspektiv.

Med hilsen

Tord Lien

Vedlegg 3

Rapport: Riksrevisjonens undersøkelse av myndighetenes arbeid for økt oljeutvinning fra modne områder på norsk kontinentalsokkel

Revisjonen er gjennomført i samsvar med Riksrevisjonens lov og instruks, og med retningslinjer for forvaltningsrevisjon som er konsistente med og bygger på ISSAI 300, INTOSAIs internasjonale standarder for forvaltningsrevisjon.

Innhold

Ordliste og forkortelser		39
1	**Innledning**	42
1.1	Bakgrunn	42
1.2	Forvaltningen av petroleumsvirksomheten i Norge	42
1.3	Mål og problemstillinger	44
2	**Metodisk tilnærming og gjennomføring**	45
3	**Revisjonskriterier**	49
3.1	Overordnede mål for petroleumsvirksomheten	49
3.2	Roller og ansvar i petroleumsforvaltningen	49
3.3	Krav til petroleumsmyndighetenes forvaltning	50
3.3.1	Tillatelse til utvinning av petroleumsressurser	50
3.3.2	Krav til planer for utbygging og drift	52
3.3.3	Krav til avslutningsplaner	53
3.3.4	Krav til oppfølging av felt i drift	53
3.4	Statens økonomiske engasjement (SDØE)	54
3.5	Forskning og utvikling	55
3.6	Krav til styring, utredninger og saksbehandling	55
4	**Hvordan blir oljeressursene i modne områder utnyttet?**	57
4.1	Hvor mye av oljeressursene blir utvunnet?	57
4.2	Investeringer i tiltak som skal bidra til økt utvinning	60
4.2.1	Betydningen av statens kalkulasjonsrente og oljeselskapenes avkastningskrav for investeringsbeslutninger	61
4.3	Petroleumsskattesystemets og arealavgiftens innvirkning på ressursutnyttelsen	62
4.3.1	Petroleumsskattesystemet	62
4.3.2	Arealavgiften	64
5	**Forvaltning gjennom petroleumsloven**	65
5.1	Rollefordelingen mellom Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet	65
5.2	Faser i utviklingen av et felt	66
5.3	Utvinningstillatelsen	66
5.3.1	Tildeling av utvinningstillatelser	66
5.3.2	Aktivitet og oljefunn som følge av tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO)	69
5.4	Stemmereglene i utvinningstillatelsene	69
5.5	Plan for utbygging og drift (PUD)	70
5.5.1	Valg av utbyggingsløsninger	71
5.5.2	Endringer i utbyggingen i driftsfasen: endret PUD og fritak fra PUD	75
5.6	Samordning av petroleumsforekomster	76
5.6.1	Samordnet utbygging av felt	77

5.6.2	Tilknytning av nye funn til eksisterende innretninger	78
5.7	Produksjonstillatelse i driftsfasen	80
5.8	Særskilt forlengelse av utvinningstillatelsen	81
5.9	Omsetning av andeler i utvinningstillatelser	83
5.10	Feltavslutning	84
5.10.1	Avslutningsplaner	84
5.10.2	Restpotensialet i nedstengte felt	85
6	**Oljedirektoratets oppfølging av feltutbygging og drift**	87
6.1	Prioritering av felt og ressursbruk	87
6.2	Operatørenes rapportering til myndighetene	89
6.3	Oppfølging av feltutbygging og drift	89
6.3.1	Oljedirektoratets organisering av feltoppfølging	89
6.3.2	Møtedeltakelse	90
6.3.3	Analyser som grunnlag for feltoppfølging	91
6.3.4	Oppfølging av arbeidet og særskilte utfordringer i rettighetshavergruppene	92
7	**Forvaltningen av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)**	97
7.1	Petoros oppdragsbrev og strategi	98
7.2	Petoros mål og ambisjoner for reservetilvekst	98
7.3	SDØE-porteføljen	99
7.3.1	Kriterier for å beholde SDØE-andeler	99
7.3.2	Tilpasninger av SDØE-porteføljen	99
7.3.3	Porteføljen som forvaltes av Petoro	100
7.4	Petoros kapasitet og kompetanse	100
7.4.1	Petoros bruk av midler til oppfølging av modne felt	101
7.5	Petoros feltprioriteringer	102
7.5.1	Forretningsførerordningen	103
7.6	Petoros arbeid og resultater som partner i utvinningstillatelsene	103
7.6.1	Bedre kunnskap om ressurser	104
7.6.2	Utredning av alternative utbyggingsløsninger	104
7.6.3	Boring av brønner gjennom økt tilgang til borerigg	105
7.6.4	Tiltak for økt utvinning og ny teknologi	105
7.6.5	Driftskostnader	106
7.6.6	Områdeutvikling og samordning	106
8	**Utvikling og bruk av ny teknologi**	107
8.1	Strategi for forskning og utvikling	107
8.2	Finansiering av forskning og utvikling gjennom Forskningsrådet	107
8.3	Forskning og utvikling i rettighetshavergruppen	110
8.4	Samarbeidsforumet FORCE	111
8.5	Bruk av ny teknologi på modne felt	112
9	**Olje- og energidepartementets og Oljedirektoratets samhandling med andre myndigheter**	114
9.1	Dialog med Finansdepartementet om petroleumsskatt	114
9.2	Samarbeid med Arbeids- og sosialdepartementet / Petroleumstilsynet	115

10 Vurderinger 117
10.1 Det er risiko for at samfunnsøkonomisk lønnsomme oljeressurser i modne områder ikke blir utvunnet i tide 117
10.2 Oljedirektoratet har ikke tilstrekkelig gjennomslag i oppfølgingen av prosjekter der økt utvinning er tidskritisk 118
10.3 Det er behov for styrket oppfølging av samordningsmuligheter på tvers av utvinningstillatelser 119
10.4 Olje- og energidepartementet bruker i begrenset grad de virkemidlene som er tilgjengelig for å sikre økt utvinning i modne områder 120
10.5 Petoros kapasitet begrenser selskapets muligheter for å maksimere verdien av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) 121

11 Referanseliste 122

Tabelloversikt

Tabell 1 Antall søkere og tildeling av utvinningstillatelser i Nordsjøen i forhåndsdefinerte områder (TFO) i perioden 2006–2013 69
Tabell 2 Antall ansatte i Petoro per 31. desember i perioden 2007–2014 101
Tabell 3 Bevilgninger til drift av Petoro i perioden 2010–2014 101
Tabell 4 Petoros kostnader til eksterne studier i oppfølging av modne felt i perioden 2007–2014 101
Tabell 5 FoU-utgifter på norsk sokkel for perioden 2006–2013 111

Figuroversikt

Figur 1 Oljeressurser i Nordsjøen per ressursklasse (RK) 31. desember 2013 57
Figur 2 Årlig og akkumulert reservetilvekst av olje i ressursklasse 0–3 per år fra felt som var i drift i Nordsjøen i 2000 59
Figur 3 Tilvekst av oljereserver for utvalgte felt fra plan for utbygging og drift (PUD) til 31. desember 2013 60
Figur 4 Investeringer i felt i drift i Nordsjøen fra 2000–2012 60
Figur 5 Antall utvinnings- og letebrønner påbegynt i Nordsjøen i perioden 2000–2014 61
Figur 6 Faser i utviklingen av et felt 66
Figur 7 Utvinningstillatelsens varighet og mulige vilkår 81
Figur 8 Oljedirektoratets arbeidsressurser fordelt på fem delmål, 2013 89
Figur 9 Reservemodning for SDØE i perioden 2007–2013 98
Figur 10 SDØEs oljeressurser i de største feltene i porteføljen for Nordsjøen per 31. desember 2013 100
Figur 11 Tildelinger fra Forskningsrådet gjennom PETROMAKS og DEMO 2000 i perioden 2007–2013 108

Faktaboksoversikt

Faktaboks 1	Regnskap over petroleumsressursene på norsk sokkel	58
Faktaboks 2	Avkastningskrav og kalkulasjonsrente	61
Faktaboks 3	Petroleumsskattesystemet	63
Faktaboks 4	Kriterier for tildeling av utvinningstillatelser	67
Faktaboks 5	Utbyggingsprosessen	71
Faktaboks 6	Forskrift om andres bruk av innretninger (tredjepartsforskriften)	78
Faktaboks 7	Eierstruktur i ulike områder i Nordsjøen	92
Faktaboks 8	Petoros prioritering av oppfølging av felt per 1. mars 2014	102
Faktaboks 9	Programmene PETROMAKS og DEMO 2000	108

Ordliste og forkortelser

Avslutningsplan: Plan som skal legges fram for myndighetene av rettighetshaveren før en utvinningstillatelse utløper eller oppgis, eller før bruken av en innretning endelig opphører, jf. petroleumsloven § 5-1.

Betingede ressurser: Petroleumsressurser som er påvist, men som ennå ikke er besluttet for utvinning.

Blokk: Enhet som brukes for geografisk inndeling av sokkelen i forbindelse med petroleumsvirksomhet.

Borerigg: Boretårn med nødvendig tilleggsutstyr som brukes ved boring etter olje eller gass.

Brønn: Hull som bores for å finne eller avgrense en petroleumsforekomst, produsere petroleum, eventuelt ved å injisere vann, gass eller annet medium, eller kartlegge eller overvåke brønnen.

EOR (Enhanced Oil Recovery): Avanserte metoder for å øke utvinningen fra et reservoar. Tiltak omfatter blant annet bruk av kjemikalier og mer avanserte injeksjonsmetoder.

Fat olje: Ett fat olje tilsvarer 0,159 Sm^3.

Felt: En eller flere petroleumsforekomster samlet som omfattes av godkjent plan for utbygging og drift (PUD) eller er innvilget fritak fra PUD.

Injeksjon: Injeksjon av ulike medier (for eksempel vann, gass, kjemikalier, CO_2) i et petroleumsreservoar for blant annet å fortrenge oljen mot en produksjonsbrønn eller opprettholde trykket i reservoaret.

Initiell periode: En utvinningstillatelse gis i første omgang for en periode (leteperiode) som kan vare i inntil ti år.

Interessentskap: Rettighetshavere i samme utvinningstillatelse som har inngått en avtale.

IOR (Improved Oil Recovery): Produksjonsoptimalisering for å øke oljeutvinningen. Tiltak kan omfatte flere brønner, mer avanserte brønner og brønnstyring, økt vann- og gassinjeksjon, bedre bruk av data (for eksempel seismikk) og forlenget levetid.

Kontinentalsokkelen (sokkelen): Havbunnen og undergrunnen i de undersjøiske områdene som strekker seg over norsk sjøterritorium gjennom hele den naturlige forlengelsen av landterritoriet til ytterkanten av kontinentalmarginen, men ikke kortere enn 200 nautiske mil fra grunnlinjene som sjøterritoriets bredde er målt fra, likevel ikke utover midtlinjen i forhold til annen stat med mindre annet følger av folkerettens regler for kontinentalsokkel utenfor 200 nautiske mil fra grunnlinjene eller overenskomst med vedkommende stat, jf. petroleumsloven § 1-6 bokstav l.

Letebrønn: Brønn som bores for å påvise mulig forekomst av petroleum eller skaffe informasjon for å avgrense en påvist forekomst. Letebrønn er en fellesbetegnelse for undersøkelses- og avgrensningsbrønner.

Modne områder: Områder som kjennetegnes av kjent geologi og god infrastruktur.

Nummererte konsesjonsrunder: Tildeling av utvinningstillatelser i umodne områder.

Oljeekvivalent (o.e.): Brukes når en skal summere ressursmengden av olje og ulike typer gass. En slik summering kan skje ved at en benytter en felles egenskap, som energi, masse, volum eller salgsverdi.

Operatør: Den som forestår den daglige ledelsen av petroleumsvirksomheten i en utvinningstillatelse på vegne av rettighetshaveren.

Opprinnelig utvinnbare petroleumsmengder: Totale, salgbare petroleumsmengder, fra produksjonsstart til produksjonen blir avsluttet.

PAD: Plan for anlegg og drift av innretninger.

Petoro: Petoro AS er 100 prosent eiet av staten og ivaretar de forretningsmessige forholdene knyttet til Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) i petroleumsvirksomheten. Petoro er rettighetshaver for statens deltakerandeler på norsk sokkel.

Petroleumsvirksomhet: All virksomhet knyttet til undersjøiske petroleumsforekomster, inkludert undersøkelse, leteboring, utvinning, transport, utnyttelse og avslutning, samt planlegging av slike aktiviteter. Begrepet omfatter ikke transport av petroleum i bulk med skip.

Produksjonsbrønn: Utvinningsbrønn som benyttes til produksjon av petroleum eller av vann til injeksjonsformål.

Prospekt: Betegnelse for en kartleggbar, geologisk struktur som kan ha fanget olje eller gass.

PUD: Plan for utbygging og drift av petroleumsforekomster.

Reserver: Gjenværende, utvinnbare, salgbare petroleumsmengder i petroleumsforekomster som rettighetshaverne har besluttet å utvinne.

Reservetilvekst: Endring i summen av solgte mengder og reserver over tid.

Rettighetshaver: Den som har tillatelse til å undersøke, utvinne, transportere eller utnytte petroleum. Når en tillatelse er gitt til flere rettighetshavere sammen, kan uttrykket omfatte både rettighetshaverne samlet og den enkelte deltaker.

Samtykke: Vedtak som uttrykker myndighetenes tillit til at operatøren kan gjennomføre aktiviteten innenfor rammene av regelverket og i henhold til de opplysningene som er gitt i samtykkesøknaden. Operatøren må innhente myndighetenes samtykke ved viktige milepæler for å kunne videreføre sin virksomhet.

SDØE: Statens direkte økonomiske engasjement. Staten betaler en andel av alle investeringer og driftskostnader i prosjekter tilsvarende SDØEs deltakerandel. Staten får, som de øvrige rettighetshaverne, en tilsvarende andel av inntektene fra salget av petroleumsproduksjonen og andre inntekter.

Seismikk: Metode for å kartlegge undergrunnen ved hjelp av lydbølger.

Sm^3: Standard kubikkmeter. 1 Sm^3 tilsvarer 6,29 fat.

Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO): Tildeling av tidligere utlyst og tilbakelevert areal i modne deler av norsk sokkel.

Unitisering: Juridisk avtale om samordning av en petroleumsforekomst som strekker seg ut over flere blokker som ikke har samme rettighetshaver.

Uoppdagede ressurser: Petroleumsressurser som antas å være tilstede i definerte letemodeller, men som ennå ikke er påvist ved boring.

Utvinningsgrad: Forholdet mellom petroleumsmengden som kan utvinnes fra en forekomst, og petroleumsmengden som opprinnelig er til stede i forekomsten.

Utvinningstillatelse: Tillatelse (konsesjon) til undersøkelse, leteboring og utvinning av petroleumsforekomster innenfor et angitt geografisk område. En utvinningstillatelse kan omfatte én eller flere blokker eller deler av blokker, og regulerer de deltakende selskapenes rettigheter og plikter overfor staten.

Økt oljeutvinning: Enhver økning av oljereserver sammenlignet med et referansepunkt. Referansepunktet vil normalt være plan for utbygging og drift (PUD).

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Mange felt på norsk kontinentalsokkel har passert utvinningstoppen. Oljeproduksjonen har sunket siden 2001, og mange felt kan bli avsluttet i årene som kommer. Økt utvinning fra felt i drift er en av de viktigste utfordringene i petroleumspolitikken, jf. Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten.*

Det er et betydelig potensial for økt utvinning fra feltene på norsk sokkel. Med dagens godkjente planer vil i gjennomsnitt mer enn halvparten av den opprinnelig tilstedeværende oljen bli liggende igjen etter at produksjonen er avsluttet.[1] En økning i utvinningsgraden på bare ett prosentpoeng for felt som er i drift, vil øke oljeutvinningen tilsvarende en salgsverdi på omtrent 260 mrd. kroner.[2] Produksjonskostnader og produksjonsperiode vil påvirke hvor stor verdi dette potensialet utgjør. En rekke tiltak for å øke utvinningen er tidskritiske fordi eksisterende infrastruktur med tiden blir ulønnsom å holde i drift eller teknisk uegnet. For å være lønnsomme er mindre funn nær felt i produksjon ofte avhengig av å bli bygget ut mens eksisterende infrastruktur er på plass.

Rettighetshaverne vurderer hvilke prosjekter og tiltak de skal gjennomføre innenfor de rammene som lover og forskrifter har fastsatt for petroleumsvirksomhet. Prosjektenes lønnsomhet er avhengig av en rekke eksterne faktorer, som oljepris, kostnader ved utbygging og drift på norsk sokkel og skatte- og rentenivå. Utviklingen i kostnadsnivået er en sentral faktor som påvirker mulighetene for å få til økt utvinning, jf. Meld. St. 28 (2010–2011).

I et skiftende oljemarked med global orientering er det en aktuell problemstilling at samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter på norsk sokkel står i fare for ikke å bli gjennomført. Myndighetene har flere virkemidler hjemlet *i lov om petroleumsvirksomhet* (petroleumsloven) som kan bidra til at samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak blir gjennomført. I tillegg er skatte- og avgiftspolitikken og offentlig støtte til forskning, utvikling og uttesting sentrale virkemidler.

1.2 Forvaltningen av petroleumsvirksomheten i Norge

Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel er statens eiendom. Hovedmålet i petroleumspolitikken er å legge til rette for lønnsom produksjon av olje- og gassressursene i et langsiktig perspektiv, jf. Meld. St. 28 (2010–2011). Dette overordnede målet er nedfelt i petroleumsloven.

Olje- og energidepartementet viser til at det fra petroleumsvirksomheten startet på norsk sokkel på midten av 1960-tallet, har vært et bærende prinsipp for politikken at ressursene skal forvaltes til det beste for landet.[3] Staten søker høyest mulig verdiskaping og best ressursforvaltning fra sektoren ved å legge til rette for kommersiell utnyttelse.

1) Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten*.
2) Basert på oljepris på USD 57,9 per fat og kurs USD/NOK 7,43 per 31. desember 2014.
3) Brev fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 17. november 2014.

Forvaltningen av sektoren bygger ifølge departementet på de samme prinsippene som forvaltningen av annen næringsvirksomhet i Norge. Staten har samtidig valgt å sikre seg sterkere styringshjemler overfor petroleumsvirksomheten fordi sektoren har stor samfunnsmessig betydning.

Petroleumsvirksomheten er kapitalintensiv og langsiktig. Forutsigbarhet og stabilitet er derfor viktig ved utforming av rammene for virksomheten. Ressursforvaltningssystemet, petroleumsskattesystemet, SDØE-ordningen og miljøavgiftene er alle utformet for å legge til rette for å ivareta statens interesser.

Rettighetshaverne er ansvarlig for utbygging og drift av sine felt og funn. Innenfor rammene som myndighetene legger, vurderer rettighetshaverne lønnsomheten i planlagte utbygginger og tiltak for økt utvinning fra felt i drift. Ressursutnyttelsen skal skje etter forsvarlige privatøkonomiske prinsipper for å produsere mest mulig petroleum, jf. Ot.prp. nr. 72 (1982–83). Departementet viser til at ressursforvaltningen er preget av at myndighetene bare helt unntaksvis pålegger selskapene bestemte løsninger. Det er imidlertid myndighetenes ansvar å følge opp rettighetshavernes utbygging og drift av feltene for å bidra til en effektiv ressursutnyttelse.

Departementet framhever at petroleumsvirksomheten ivaretar statens interesser best når oljeselskapene i noen tilfeller konkurrerer, som ved tildeling av utvinningstillatelser, mens de i andre tilfeller samarbeider om de mest effektive løsningene. Selskapene inngår for eksempel interessentskap ved tildeling av utvinningstillatelser.

Olje- og energidepartementet har det overordnete ansvaret for forvaltningen av petroleumsressursene på norsk sokkel. Departementet utformer rammene for petroleumsvirksomheten og tildeler utvinningstillatelser, behandler utbyggingsplaner og godkjenner de årlige produksjonstillatelsene. Departementet har etatsansvar for Oljedirektoratet. Olje- og energidepartementet opplyser at Oljedirektoratet er en sentral faglig rådgiver og høringsinstans for Olje- og energidepartementet ved behandling av blant annet planer for utbygging og drift, produksjonstillatelser og avslutningsplaner.[4]

Oljedirektoratets hovedmål er å bidra til størst mulig verdier for samfunnet gjennom en forsvarlig ressursforvaltning. Oljedirektoratet skal være en aktiv pådriver for å realisere mest mulig av ressurspotensialet på sokkelen. Oljedirektoratet skal følge opp rettighetshaverne ved at det legges vekt på langsiktige løsninger, gevinstmuligheter, samdrifts- og stordriftsfordeler og bidra til at tidskritiske ressurser ikke går tapt.

Olje- og energidepartementet har ansvar for å følge opp Petoro AS (Petoro) som ivaretar Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Tilsvarende er HMS-ansvaret tillagt Arbeids- og sosialdepartementet. Også Finansdepartementet, Klima- og miljødepartementet og Nærings- og fiskeridepartementet har ansvar innenfor sektoren.

4) Brev fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 17. november 2014.

1.3 Mål og problemstillinger

Målet med undersøkelsen har vært å belyse utnyttelsen av oljeressursene i modne områder på norsk kontinentalsokkel og å vurdere hvordan Olje- og energidepartementets forvaltning bidrar til økt utvinning. Undersøkelsen omfatter følgende problemstillinger:

1 Hvordan blir oljeressursene i modne områder utnyttet?

2 Hvordan bidrar Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet til økt utvinning gjennom styring og oppfølging?

3 I hvilken grad bidrar Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet til utvikling og implementering av ny teknologi?

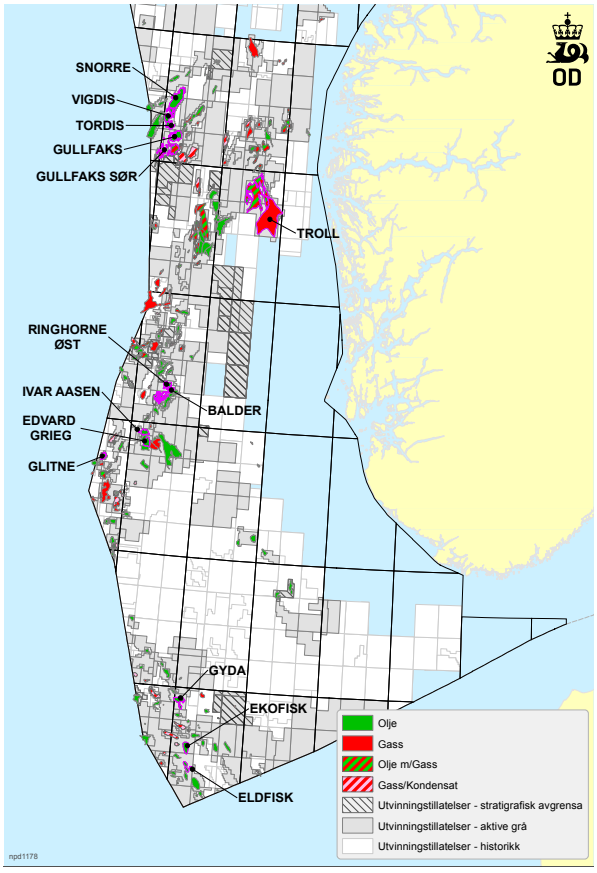
4 I hvilken grad bidrar forvaltningen av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) til økt oljeutvinning fra modne felt?

2 Metodisk tilnærming og gjennomføring

Undersøkelsen bygger på Oljedirektoratets ressursregnskap for petroleum, administrative data, statistikk fra Oljedirektoratet og Statistisk sentralbyrå, dokumentanalyse og intervjuer med sentrale aktører.

Sentrale dokumenter som er analysert, er
- stortingsdokumenter (meldinger, proposisjoner, innstillinger)
- tildelingsbrev
- saksmapper fra Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet for til sammen ti utvalgte felt
- styreprotokoller med saksunderlag fra Petoro
- fagrapporter

Det er valgt å undersøke forvaltningen i Nordsjøen fordi de fleste felt i moden fase ligger i dette området. I tillegg til annen informasjon om Nordsjøen og norsk sokkel bygger undersøkelsen på data for et utvalg på ti oljefelt i Nordsjøen. Utvalget omfatter felt i ulike faser der det har funnet sted viktige beslutningsprosesser for framtidig oljeproduksjon i perioden 2006–2013 (blant annet med hensyn til viktige samordnings- og utbyggingsspørsmål). Utvalget representerer også felt med og uten SDØE-andel, ulike operatører og felt med både store og mindre ressurser:
- Balder (inkludert Ringhorne og Ringhorne Øst)
- Edvard Grieg
- Ekofisk
- Glitne
- Gullfaks (inkludert Gullfaks Sør)
- Gyda
- Snorre
- Tordis
- Troll
- Vigdis



Det er gjennomført ett eller flere intervjuer med
- Olje- og energidepartementet
- Finansdepartementet
- Oljedirektoratet
- Petroleumstilsynet
- Petoro AS
- Norges forskningsråd (Forskningsrådet)
- interesse- og arbeidsgiverorganisasjonen Norsk olje og gass
- operatørselskapene for felt i utvalget (Statoil Petroleum AS, ConocoPhillips Skandinavia AS, Talisman Energy Norge AS, ExxonMobil Exploration & Production AS, Lundin Norway AS)

Alle intervjuene er verifisert av intervjuobjektet.

Statistiske data er, dersom slike var tilgjengelige, vist for perioden 2000–2013. Saksmappegjennomgang for de ti utvalgte feltene har i hovedsak omfattet perioden 2006–2013. Datainnsamlingen er gjennomført fra juli 2013 til juni 2014.

Problemstilling 1: Hvordan blir oljeressursene i modne områder utnyttet?
Problemstillingen er besvart ved hjelp av data som beskriver utviklingen i Nordsjøen og på norsk sokkel generelt, særlig *Ressursregnskap for norsk kontinentalsokkel* og annen informasjon fra Oljedirektoratets faktasider. Oljedirektoratet oppdaterer ressursregnskapet hvert år basert på data fra operatørselskapene og direktoratets egne data og vurderinger. Regnskapet gir en oversikt over de utvinnbare petroleumsressursene, mengden som er solgt og levert fra produksjonsstart på feltet, og estimerte gjenværende volumer i de ulike feltene og havområdene. Analysen er gjort for årene 2010–2013 og viser utviklingen av tilvekst av oljereserver og utvinningsgraden for felt i produksjon i Nordsjøen. Det er også innhentet anslag fra Oljedirektoratet over utvinnbare gjenværende volumer i nedstengte felt.

For å gi en oversikt over hvor mye rettighetshaverne har investert i felt i produksjon i Nordsjøen i perioden 2010–2013, er det brukt statistikk fra Oljedirektoratet. Videre er det innhentet prognoser fra Oljedirektoratet over driftskostnader på norsk sokkel for å illustrere forventet kostnadsutvikling.

Informasjon om økonomiske og andre rammebetingelser som påvirker lønnsomheten på norsk sokkel, er hentet fra stortingsdokumenter, stortingsproposisjoner, høringsuttalelser og fagrapporter.

Det er videre gjennomført intervjuer med Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet, Finansdepartementet, Petroleumstilsynet, Norsk olje og gass, Petoro og operatørene for felt i feltutvalget for å supplere ressursregnskapet og for å belyse økonomiske faktorer og rammebetingelser som har betydning for økt oljeutvinning.

Problemstilling 2: Hvordan bidrar Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet til økt utvinning gjennom styring og oppfølging?
Problemstillingen er i hovedsak besvart med informasjon fra saksmapper fra Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet for de utvalgte feltene. Saksmappegjennomgangen har omfattet dokumenter som

- utvinningstillatelsen med eventuelle endringer i tilhørende samarbeidsavtale
- årlig rapportering fra rettighetshaveren (statusrapport og rapportering til revidert nasjonalbudsjett (RNB))
- plan for utbygging og drift (PUD), endret PUD og fritak fra PUD – med tilhørende dokumentasjon
- årlig produksjonstillatelse med tilhørende dokumentasjon
- avslutningsplan med tilhørende dokumentasjon
- referater fra komitémøter (styringskomitémøter og ulike komitémøter) der myndighetene har deltatt
- referater av møter mellom operatører eller rettighetshavere og myndighetene
- interne saksdokumenter fra Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet
- korrespondanse

I tillegg er stortingsdokumenter, tildelingsbrev for Oljedirektoratet for perioden 2006–2014 og fagrapporter analysert. Det er også samlet inn og brukt relevante administrative data fra Oljedirektoratet for å belyse ressurser, prioriteringer og bruk av tilgjengelige virkemidler.

For å vurdere hvordan Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet bidrar til at økt utvinning blir ivaretatt gjennom utvinningstillatelsene, er det analysert administrative data fra Oljedirektoratet, dokumenter om utlysning og tildeling av utvinningstillatelser fra Olje- og energidepartementet og et tilfeldig utvalg av utvinningstillatelser tildelt gjennom ordningen med tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO). Dokumentene har gitt informasjon om endringer av aktørbildet i Nordsjøen, kriterier, tildelinger, aktivitet og funn i TFO. Sammen med statistikk fra Oljedirektoratet om mengden olje som er funnet i forhåndsdefinerte områder i Nordsjøen, har informasjonen også blitt brukt til å vurdere om TFO bidrar til økt utvinning. Videre er innholdet i utvinningstillatelser, produksjonstillatelser og avslutningsplaner for feltutvalget gjennomgått, inkludert stemmeregler og eventuelle krav og vilkår som stilles fra myndighetene. Oljedirektoratets faktasider og intervju med operatører, Petoro og Olje- og energidepartementet er benyttet for å belyse omsetning av andeler i utvinningstillatelser.

De årlige statusrapportene og annen rapportering til myndighetene viser status og utfordringer for de enkelte feltene. Informasjonen fra disse er sammenholdt med referater fra komitémøter og andre møter og med korrespondanse mellom Oljedirektoratet og operatører og rettighetshavere i forbindelse med videreutvikling av felt. For å vise myndighetenes oppfølging av felt i produksjon, er det foretatt analyse av dokumentasjon knyttet til den årlige produksjonstillatelsen, oppfølging av utbyggings- og samordningsprosjekter og avslutningsplaner, og av interne saksdokumenter fra Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet.

PUD-dokumenter og tilhørende dokumentasjon fra Olje- og energidepartementets arkiv for feltutvalget er gjennomgått for å få et bilde av myndighetenes vurderinger og innspill til valg av utbyggingsløsninger og utvinningsstrategi. I tillegg har denne dokumentasjonen blitt benyttet for å kartlegge hvilke løsninger som vurderes og velges i rettighetshavergruppen, samt myndighetenes krav og forventninger til utbygging og drift av feltet. Videre er dokumentasjon om feltene fra Oljedirektoratets saksmapper analysert for ytterligere å belyse hvordan prosessen fram mot valg av utbyggingsløsning og eventuelle samordningsløsninger foregår. Dette omfatter også hvordan Oljedirektoratet og departementet arbeider for å påvirke valg av løsninger, og hvordan myndighetene bruker tilgjengelige virkemidler for å sørge for at en utbygging vil bidra til optimal ressursutnyttelse. Gjennomgang av endret PUD, produksjonstillatelser og andre relevante dokumenter har gitt informasjon om hvordan myndighetene følger opp utvinningsstrategien og tiltak som kan øke utvinningen i produksjonsfasen.

Det er gjennomført intervjuer med både myndighetene, Petoro og operatører for å supplere og utdype saksmappegjennomgangen og myndighetenes bruk av virkemidlene. Intervjuene har vært basert på likelydende intervjuguider, med særskilte spørsmål tilpasset feltutvalget.

Problemstilling 3: I hvilken grad bidrar Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet til utvikling og implementering av ny teknologi?
Denne problemstillingen er besvart ved å analysere saksmapper, strategidokumentet OG21, programplaner og rapporter for DEMO 2000 og PETROMAKS, Petoros teknologistrategi og evalueringer. Det er også brukt tallmateriale fra Forskningsrådet for å synliggjøre hvor store ressurser myndighetene og rettighetshaverne bruker på forskning. Rapportering fra operatører/rettighetshavere til Oljedirektoratet og Forskningsrådet er også trukket inn i analysen. I tillegg har intervjuer med Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet, Forskningsrådet, Petoro og operatører i feltutvalget gitt informasjon om hvordan virkemidlene fungerer.

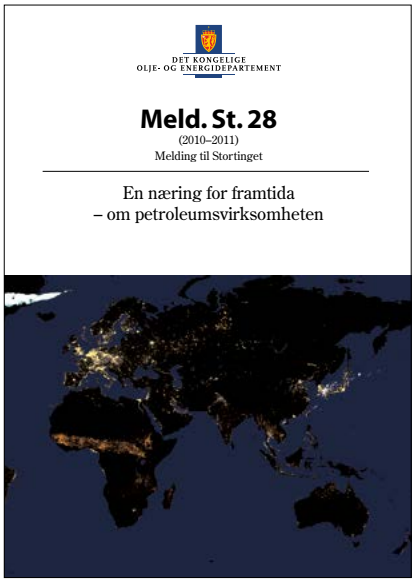
Problemstilling 4: I hvilken grad bidrar forvaltningen av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) til økt oljeutvinning fra modne felt?

Petoros styreprotokoller med saksunderlag fra 2006–2014, tildelingsbrev til Petoro og Petoros årsrapporter for perioden 2006–2014, og Oljedirektoratets saksmapper for felt i Petoros portefølje er analysert for å vurdere Petoros arbeid, prioriteringer og resultater. I tillegg er det brukt data fra Oljedirektoratets ressursregnskap. Intervjuer med Olje- og energidepartementet, Petoro og operatørene i feltutvalget har bidratt til å klargjøre hvilke kriterier departementet legger til grunn for å beholde en SDØE-andel i tildelingsrunder, hvordan Petoro følger opp feltene i utvalget som er en del av deres portefølje, og til å belyse det arbeidet som Petoro gjør i utvinningstillatelsene.

3 Revisjonskriterier

3.1 Overordnede mål for petroleumsvirksomheten

Hovedmålet for petroleumspolitikken er å legge til rette for lønnsom produksjon av olje og gass i et langsiktig perspektiv slik at det kommer hele det norske samfunnet til gode.[5] [6] Forvaltningen av petroleumsressursene skal skje innenfor forsvarlige rammer for helse, miljø og sikkerhet og i sameksistens med andre næringer.[7] Samspillet mellom stat, oljeselskaper, leverandørindustri og forskningssektoren er en viktig del av norsk petroleumsforvaltning. Energi- og miljøkomiteen stadfestet ved behandlingen av Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten* (petroleumsmeldingen), jf. Innst. 143 S (2011–2012), hovedmålene i petroleumspolitikken, inkludert nasjonal styring og kontroll. Komiteen la vekt på betydningen av en langsiktig og forutsigbar politikk for petroleumsnæringen.



Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida* slår fast at økt utvinning fra eksisterende felt er en av de viktigste utfordringene for utnyttelse av petroleumsressursene i et langsiktig perspektiv.

Energi- og miljøkomiteen vektla ved behandlingen av petroleumsmeldingen det store potensialet for økt utvinning. For å opprettholde aktivitet og produksjon på et høyt nivå, er det behov for samtidig satsing på økt utvinning, utbygging av funn og leting i åpnede områder og åpning av nye områder. Store funn og andre enkelthendelser må ikke ta oppmerksomheten vekk fra behovet for en samlet innsats på alle områder. Utbygging av små funn kan bli lønnsomt med utnyttelse av eksisterende infrastruktur. En rekke felt på norsk sokkel har produsert over lang tid. Tiltak for å øke utvinningen på disse feltene haster, jf. petroleumsmeldingen.

3.2 Roller og ansvar i petroleumsforvaltningen

Petroleumsressursene forvaltes ved at det etableres rammer og regelverk for aktørene i sektoren og deres drift. Olje- og energidepartementet skal bidra til verdiskapning med effektiv og miljøvennlig forvaltning av energiressursene.[8] Departementet har det overordnede ansvaret for at forvaltningen av petroleumsressursene skjer i samsvar med bestemmelser i petroleumsloven og vedtak fattet av Storting og regjering. Det har ansvar for etatsstyringen av Oljedirektoratet og eieroppfølgingen av Petoro. Departementet skal også føre tilsyn med at bestemmelsene i petroleumsloven blir overholdt, jf. petroleumsloven § 10-3. Denne bestemmelsen har også en sikkerhetsside, som følges opp av Arbeids- og sosialdepartementet og Petroleumstilsynet.

5) Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten*, jf. Innst. 143 S (2011–2012).
6) *Lov om petroleumsvirksomhet* av 29. november 1996 nr. 72 (petroleumsloven) § 1-2.
7) Prop. 1 S (2013–2014) Olje- og energidepartementet.
8) Prop. 1 S (2013–2014) Olje- og energidepartementet.

Oljedirektoratet har en sentral rolle i forvaltningen av olje- og gassressursene på norsk sokkel og er et viktig rådgivende organ for departementet.[9] Oljedirektoratet utøver forvaltningsmyndighet i forbindelse med utvinning av petroleumsforekomster på sokkelen. Forvaltningsmyndigheten omfatter myndighet til å fastsette enkelte forskrifter og fatte enkeltvedtak i henhold til regelverket for petroleumsvirksomheten.

Oljedirektoratets hovedmål er å bidra til størst mulig verdier for samfunnet fra olje- og gassvirksomheten gjennom en forsvarlig ressursforvaltning, jf. Prop. 1 S (2013–2014) Olje- og energidepartementet. Oljedirektoratet skal være en aktiv pådriver for å realisere mest mulig av ressurspotensialet på sokkelen og skape størst mulig verdier for samfunnet. Direktoratet har videre et nasjonalt ansvar for data fra norsk sokkel, har en oversikts- og formidlerrolle for data og analyser, og har ansvar for å utarbeide beslutningsgrunnlag til Olje- og energidepartementet. Oljedirektoratet skal gjennom sin virksomhet og sine roller bidra til at hovedambisjonene for petroleumsnæringen blir realisert. Oljedirektoratet formulerte i 2005 et mål om at totale oljereserver skulle øke med 800 mill. Sm^3 (5 mrd. fat) olje innen 2015.

Petoro skal ivareta Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) i petroleumsvirksomheten på vegne av staten.[10] Målet med statens eierskap i Petoro er å sikre en best mulig ivaretakelse av Statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. En av hovedoppgavene til selskapet er å ivareta statens direkte deltakerandeler i de interessentskapene der staten til enhver tid har slike.[11] Petoro skal være en aktiv partner.

3.3 Krav til petroleumsmyndighetenes forvaltning

Petroleumsloven § 1-1 slår fast at den norske stat har eiendomsrett til undersjøiske petroleumsforekomster og eksklusiv rett til ressursforvaltning i samsvar med loven. Ingen andre enn staten kan drive petroleumsvirksomhet uten nødvendig tillatelse, godkjennelse eller samtykke fra myndighetene, jf. § 1-3.

For å nå målene for petroleumspolitikken er det avgjørende å opprettholde et effektivt virkemiddelapparat tilpasset utviklingen på norsk sokkel og i næringen, jf. Prop. 1 S (2013–2014) Olje- og energidepartementet. Flertallet i Energi- og miljøkomiteen uttalte ved behandlingen av St.meld. nr. 38 (2003–2004) *Om petroleumsvirksomheten,* jf. Innst. S. nr. 249 (2003–2004), at ingen enkelttiltak alene kan løse utfordringene, og at en bred pakke med tiltak er nødvendig. Pakken må inneholde tiltak innenfor arealforvaltning, aktørbildet, rammebetingelser, kostnadsreduksjoner, effektiv regulering og forskning og utvikling. Tiltakene må ha effekt på både kort og lang sikt.

3.3.1 Tillatelse til utvinning av petroleumsressurser

Energi- og miljøkomiteen uttalte ved behandlingen av St.prp. nr. 60 (2006–2007) *Sammenslåing av Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet,* jf. Innst. S. nr. 243 (2006–2007), at det generelt er enklere å opprettholde mangfold og konkurranse i markeder med flere aktører og kunder. Økt mangfold av aktører og flere operatørselskaper på norsk sokkel kan motvirke eventuelle negative konsekvenser av sammenslåingen.

Energi- og miljøkomiteen uttalte ved behandlingen av petroleumsmeldingen, jf. Innst. 143 S (2011–2012), at aktørbildet på norsk sokkel har endret seg betydelig de siste 10–15 årene, og at det nå er et stort mangfold av selskaper.

9) Prop. 1 S (2013–2014) Olje- og energidepartementet.
10) Meld. St. 13 (2010–2011) *Aktivt eierskap – norsk statlig eierskap i en global økonomi.*
11) Prop. 1 S (2013–2014) Olje- og energidepartementet.

Konkurranse og samarbeid mellom selskaper av ulik størrelse og med ulik kompetanse er viktig for å få realisert så store verdier som mulig fra ressursene.

Kongen i statsråd er gitt myndighet til å tildele utvinningstillatelse på nærmere bestemte vilkår, jf. petroleumsloven § 3-3. I utvinningstillatelsen fastsettes det et arbeidsprogram som rettighetshaver skal gjennomføre, jf. § 3-8. Rettighetshaverne pålegges også å inngå avtaler seg imellom, jf. § 3-3.

Ifølge petroleumsloven § 3-5 skal tildeling av utvinningstillatelse skje på grunnlag av saklige og objektive kriterier samt de kravene og vilkårene som er angitt i kunngjøringen. De mest sentrale kriteriene for tildeling er søkers tekniske kompetanse og finansielle kapasitet og framlagte planer for leting og utvinning i området som søknaden gjelder, jf. petroleumsforskriften § 10.[12] Dersom søkeren er eller har vært rettighetshaver, kan departementet også ta hensyn til enhver form for manglende effektivitet eller manglende ansvarlighet utvist av søkeren som rettighetshaver.

Ved tildeling av utvinningstillatelse skal departementet utpeke eller godkjenne operatør, jf. petroleumsloven § 3-7. Skifte av operatør skal godkjennes av departementet. Når særlige grunner tilsier det, kan departementet skifte operatør.

Utvinningstillatelser kan i utgangspunktet tildeles for en initiell periode på inntil 10 år, jf. petroleumsloven § 3-9. Når rettighetshaver har oppfylt arbeidsforpliktelsen, kan rettighetshaver kreve å få forlenget tillatelsen. Varigheten av en slik forlengelse fastsettes i den enkelte utvinningstillatelse, og er normalt 30 år. For å bidra til økt utvinning vil regjeringen godkjenne søknader om ny forlengelse av konsesjonstiden for en utvinningstillatelse med samme eierstruktur dersom søknaden sannsynliggjør bedre utnyttelse av ressursene, og dersom ikke særskilte forhold tilsier noe annet.[13] For noen tillatelser kan særskilte forhold som lav statlig deltakerandel og/eller store gjenværende reserver tilsi at SDØE-andelen bør økes eller andre vilkår reforhandles ved slik ny forlengelse av utvinningstillatelsen. Energi- og miljøkomiteen støttet ved behandlingen av Meld. St. 28 (2010–2011) de tiltakene som er beskrevet i meldingen for forlengelse av konsesjonstid og oppfølging av felt i senfase, jf. Innst. 143 S (2011–2012).

Ordningen med tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) skal bidra til å opprettholde aktivitet og produksjon i modne deler av kontinentalsokkelen, jf. petroleumsmeldingen. TFO innebærer at alt ledig modent areal på norsk sokkel utlyses årlig. Arbeidsforpliktelsene i modne områder skal sikre at den plikten rettighetshaverne har til å påse at alle økonomiske ressurser i tildelte områder blir utforsket og utbygd, blir oppfylt i nye utvinningstillatelser i modne områder, jf. St.meld. nr. 38 (2003–2004) og Innst. S. nr. 249 (2003–2004). For eksisterende utvinningstillatelser må myndighetene bruke andre virkemidler for å sikre enten at aktivitetsplikten blir overholdt, eller at utvinningstillatelsen blir overdratt til andre selskaper eller tilbakelevert til staten.

Flertallet i Energi- og miljøkomiteen uttalte ved behandlingen av St.meld. nr. 38 (2003–2004), jf. Innst. S. nr. 249 (2003–2004), at det er viktig at det legges til rette for økt omsetning av utvinningstillatelser. Overdragelse av en tillatelse eller andel i tillatelse til petroleumsvirksomhet, eller annen interesseoverføring, krever ifølge petroleumsloven § 10-12 samtykke fra departementet. Departementet må også samtykke til overdragelse av rettighetshavergruppens eiendomsrett til faste innretninger.

12) *Forskrift til lov om petroleumsvirksomhet* (forskrift til petroleumsloven), FOR 1997-06-27 nr. 653.
13) Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten*, jf. Innst. 143 S (2011–2012).

3.3.2 Krav til planer for utbygging og drift

Utvinning av petroleum skal foregå på en slik måte at mest mulig av den petroleum som finnes i hver enkelt petroleumsforekomst, eller i flere petroleumsforekomster sammen, blir produsert, jf. petroleumsloven § 4-1. Utvinningen skal skje i samsvar med forsvarlige tekniske og sunne økonomiske prinsipper og på en måte som sikrer at petroleum eller reservoarenergi ikke ødes. For å oppnå dette skal rettighetshaver fortløpende vurdere utvinningsstrategi og tekniske løsninger og iverksette nødvendige tiltak. Vurderingen av økonomien i planlagt utvinning skal skje etter forsvarlige privatøkonomiske prinsipper, med sikte på å produsere mest mulig petroleum.[14]

Dersom en rettighetshaver ønsker å bygge ut en petroleumsforekomst, skal en plan for utbygging og drift (PUD) godkjennes av Olje- og energidepartementet, jf. petroleumsloven § 4-2. Planen skal blant annet inneholde en beskrivelse av økonomiske, ressursmessige og tekniske forhold. Planen skal også inneholde opplysninger om innretninger for transport eller utnyttelse som omfattes av plan for anlegg og drift (PAD). Olje- og energidepartementet skal foreta en grundig behandling av framlagt PUD og PAD, jf. Prop. 1 S (2013–2014) Olje- og energidepartementet. Departementet kan kreve ytterligere opplysninger og vurderinger eller ny eller endret plan.

Myndighetene kan i forbindelse med behandling av PUD kreve at det blir gjennomført ytterligere utredningsarbeider av alternative utbyggingskonsepter, tilknytning til andre felt eller andre løsninger for ilandføring av olje og gass.[15] Generelt er det gunstig at myndighetene kan påvirke utbyggingsprosjekter i en tidlig fase av utredningsprosessene. Det er viktig for rettighetshaverne og myndighetene at det på et tidlig stadium i et nytt prosjekt utredes alternative løsninger. Informasjon om alternative utbyggingsløsninger er en forutsetning for at myndighetene kan følge opp slike prosjekter på en god nok måte. Sammenslåingen av Statoil og olje- og gassvirksomheten i Norsk Hydro kan føre til at myndighetene i større grad enn tidligere må identifisere og ta initiativet til å utrede ulike alternative løsninger.

Rettighetshaver kan gis fritak fra kravet om PUD, jf. petroleumsloven § 4-2. Bestemmelsen vil først og fremst være aktuell ved utbygging av små tilleggsforekomster som kan nås fra eksisterende installasjoner på felt med godkjent PUD, men fritak fra PUD kan også vurderes i andre tilfeller.

Olje- og energidepartementet skal også sikre at installasjon av fast rigg blir vurdert av rettighetshaverne i forbindelse med relevante, nye utbygginger.

Olje- og energidepartementet skal godkjenne produksjonsforløpet, jf. petroleumsloven § 4-4 første ledd. Departementet kan fastsette et annet produksjonsforløp enn det som følger av § 4-1 dersom vesentlige hensyn til samfunnsinteresser eller ressursforvaltning taler for det. Petroleumsloven § 4-4 fjerde ledd fastslår at når vektige samfunnshensyn gjør det nødvendig, kan Kongen i statsråd for en enkelt eller flere petroleumsforekomster fastsette andre produksjonsforløp enn dem som er fastsatt eller godkjent i medhold av bestemmelsens første og annet ledd, herunder påby assistert utvinning[16].

Departementet kan også pålegge rettighetshaver å utarbeide en rapport om feltrelaterte forhold, herunder alternative produksjons- og eventuelt injeksjonsopplegg og den totale utvinningsgraden ved forskjellige produksjonsforløp, jf. petroleumsloven § 4-4. Dersom det er samfunnsøkonomisk lønnsomt eller nødvendig for utbygging av infrastruktur eller utnyttelse av innretninger, kan departementet også vedta at utvinningen fra et felt skal forberedes, påbegynnes eller videreføres, og at den eksisterende

14) Ot.prp. nr. 72 (1982–1983) *Lov om petroleumsvirksomhet*.
15) St.prp. nr. 60 (2006–2007) *Sammenslåingen av Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet*, jf. Innst. S. nr. 243 (2006–2007).
16) Injeksjon av for eksempel vann.

produksjonen skal økes eller fortsettes som før, jf. petroleumsloven § 4-6. Et slikt vedtak kan også treffes dersom det er rasjonelt ut fra reservoartekniske hensyn, eller ønskelig at to eller flere petroleumsforekomster blir utvunnet i tilknytning til hverandre, eller når andre vesentlige samfunnshensyn tilsier det.

Plikten til samordning påhviler rettighetshaver etter petroleumsloven. Dersom en petroleumsforekomst strekker seg over flere blokker som ikke har samme rettighetshaver, skal rettighetshaverne søke å oppnå avtale om en rasjonell samordning av petroleumsvirksomhet i tilknytning til petroleumsforekomsten og om fordeling av petroleumsforekomsten, jf. petroleumsloven § 4-7. Det samme gjelder når det åpenbart vil være rasjonelt å samordne virksomheten på tvers av flere petroleumsforekomster. Slike avtaler om unitisering eller samordning forutsetter godkjenning av Olje- og energidepartementet. Departementet kan også fastsette hvordan virksomheten skal foregå, og hvordan forekomsten skal fordeles dersom det ikke oppnås enighet mellom partene, jf. petroleumsloven § 4-7. For å øke utvinningen fra påviste ressurser skal regjeringen bidra til at utbygginger og felt samordnes når dette gir den beste ressursforvaltningen, jf. Meld. St. 28 (2010–2011) og Innst. 143 S (2011–2012).

Av hensyn til rasjonell drift eller av samfunnsmessige hensyn skal innretninger som er godkjent som en del av en PUD eller PAD, kunne brukes av andre rettighetshavere dersom bruken ikke er til urimelig fortrengsel for eier. Nærmere bestemmelser om bruk finnes i *forskrift om andres bruk av innretninger,* som har til formål å oppnå effektiv bruk av innretninger for å sikre rettighetshavere gode insentiver til lete- og utvinningsvirksomhet ut fra hensynet til god ressursforvaltning. Forskriften regulerer inngåelse av avtale mellom parter om andres bruk av innretninger, jf. petroleumsloven § 1-4. Forskriftens § 4 i slår fast at en rettighetshaver som har behov for bruk av en annens innretning, skal ha rett til slik bruk på objektive og ikke-diskriminerende vilkår. Ifølge § 6 skal eier så vidt mulig legge forholdene til rette for at tilleggskapasitet kan gjøres tilgjengelig for bruker dersom det ikke er tilgjengelig kapasitet på innretningen.

3.3.3 Krav til avslutningsplaner

Ved avslutning av petroleumsvirksomhet skal rettighetshaver legge fram en avslutningsplan for Olje- og energidepartementet før en tillatelse til utvinning og drift eller anlegg og drift utløper eller oppgis, eller bruken av en innretning endelig opphører, jf. petroleumsloven § 5-1. Planen skal omfatte forslag til fortsatt produksjon eller nedstengning av produksjon. I avslutningsplanen skal rettighetshaverne gi en grundig gjennomgang av det gjenværende ressurspotensialet i forekomsten og dokumentere at alle økonomisk forsvarlige tiltak for økt utvinning fra feltet er gjennomført. Departementet kan kreve ytterligere opplysninger og vurderinger, eller kreve ny eller endret plan.

3.3.4 Krav til oppfølging av felt i drift

Olje- og energidepartementet skal med støtte fra Oljedirektoratet følge opp rettighetshavernes drift og utvikling av feltene for å bidra til en effektiv ressursutnyttelse, jf. Prop. 1 S (2013–2014) Olje- og energidepartementet. Myndighetenes feltoppfølging består blant annet av deltakelse på styringskomitémøtene for feltene, analyser av utviklingen på feltene, vurdering av innrapporterte data for operatørselskapene og jevnlig kontakt med selskapene i forbindelse med utbygging og drift av feltene, jf. Prop. 1 S (2012–2013) Olje- og energidepartementet.

Oljedirektoratet skal ifølge Olje- og energidepartementets budsjettproposisjoner

- følge opp at aktørene følger petroleumsloven med forskrifter slik at utbygging og uttak av petroleum skjer på en forsvarlig og kostnadseffektiv måte
- være en pådriver for gode områdeløsninger, inkludert samordning mellom utvinningstillatelser

- synliggjøre muligheter for økt oljeutvinning og være en pådriver for at tiltak blir realisert
- følge opp utbygging av tidskritiske ressurser slik at eksisterende infrastruktur blir utnyttet effektivt og at tilgang til infrastruktur sikres i tråd med tredjepartsforskriften[17]
- sikre god oversikt over status og driftsutfordringer for felt i produksjon, blant annet ved å følge opp utvinningstillatelsene
- arbeide for bredere og raskere teknologiutvikling med tilrettelegging for økt samarbeid i næringen, og synliggjøre behovet for økt FoU-satsing
- være pådriver for å sikre at muligheter for langsiktig verdiskapning blir vurdert før feltene stenges ned
- bidra til å sikre at samfunnsøkonomisk lønnsomme funn bygges ut

Regjeringen vil intensivere oppmerksomheten på utvinningstillatelser der ressurspotensialet ikke blir utnyttet på en tilfredsstillende måte, jf. St.meld. nr. 38 (2003–2004) og Innst. S. nr. 249 (2003–2004). Det vil i oppfølgingen av felt i moden fase og nær sluttfasen bli rettet særlig oppmerksomhet mot rettighetshavernes innstilling og vilje til å bidra i arbeidet med å utvikle og påvise ressurser nær eksisterende infrastruktur.

Statoil har en viktig rolle i å videreutvikle de store feltene i modne områder, jf. St.prp. nr. 60 (2006–2007) og Innst. S. nr. 243 (2006–2007). Energi- og miljøkomiteen uttalte ved behandlingen av proposisjonen at sammenslåingen av de to mest sentrale utredningsmiljøene innenfor norsk petroleumsvirksomhet til ett selskap vil bidra til å redusere myndighetenes tilgang til informasjon. Et godt informasjonsgrunnlag er avgjørende for at Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet skal kunne sikre en god ressursforvaltning. Dimensjonene av sammenslåingen understreker viktigheten av at ressursmyndighetene har kompetanse og kapasitet til å følge opp virksomheten. Komiteen har merket seg at myndighetene i større grad enn tidligere må hente inn egen informasjon og utfordre det sammenslåtte selskapet som premissleverandør for viktige beslutninger i virksomheten.

For felt i senfase vil regjeringen, jf. Meld. St. 28 (2010–2011), intensivere oppfølgingen ved å kreve nye planer for utvinningen i senfase der dette vurderes som hensiktsmessig. Olje- og energidepartementet skal vurdere behovet for ytterligere forsterkninger av regelverket for å sikre at økt utvinning og god ressursforvaltning får tilstrekkelig oppmerksomhet. Energi- og miljøkomiteen støttet ved behandlingen av petroleumsmeldingen de foreslåtte tiltakene i forbindelse med oppfølging av felt i senfase, jf. Innst. 143 S (2011–2012).

3.4 Statens økonomiske engasjement (SDØE)

Staten kan delta med en direkte eierandel i petroleumsvirksomhet gjennom SDØE, jf. petroleumsloven § 3-6. Ifølge § 11-1 deltar staten i petroleumsvirksomhet ved at den forbeholder seg en fastsatt andel i en utvinningstillatelse og i det interessentskapet som opprettes ved samarbeidsavtale i henhold til tillatelsen.

Petoro skal identifisere områder eller enkeltprosjekter der selskapet ser at det er verdiskapningsmuligheter der Petoro kan ha stor påvirkningskraft, jf. Prop. 1 S (2013–2014) Olje- og energidepartementet. Petoro skal bidra til valg av langsiktige feltutviklingsløsninger for funn som planlegges utbygd. Petoro skal blant annet arbeide for gode reservoarbeskrivelser og tidlig bruk av teknologi for økt utvinning. Petoros innsats knyttet til de modne feltene har blant annet til hensikt å øke utvinningen

17) *Forskrift om andres bruk av innretninger*, FOR-2012-12-19-1353.

fra prioriterte installasjoner ved å bidra til valg av langsiktige feltutviklingsløsninger, boring av flere brønner og mer effektiv boring.

Flertallet i energi- og miljøkomiteen viste ved behandlingen av St.prp. nr. 60 (2006–2007), jf. Innst. S. nr. 243 (2006–2007), til at sammenslåingen av Statoil og olje- og gassvirksomheten til Norsk Hydro også påvirker Petoro som ivaretar SDØE i petroleumsvirksomheten på vegne av staten. Med St.prp. nr. 36 (2000–2001) *Eierskap i Statoil og fremtidig forvaltning av SDØE* og Innst. S. nr. 198 (2000–2001) ble det besluttet at Petoro skal ivareta denne oppgaven uten å ha tilsvarende kompetanse som tradisjonelle oljeselskaper. Flertallet i energi- og miljøkomiteen mener at i saker som er sentrale for SDØE, og der de øvrige selskapene ikke har sammenfallende interesser med Petoro eller velger ikke å sette inn ressurser, må Petoro etter sammenslåingen i større grad vurdere å gjøre selvstendige analyser, etablere alternative forslag, kvalitetssikre operatørens arbeid og gjøre egne utredninger av utvalgte strategiske problemstillinger, jf. Innst. S. nr. 243 (2006–2007).

Petoros kompetanse i oppfølgingen av modne felt skal styrkes, jf. Meld. St. 28 (2010–2011). Energi- og miljøkomiteen uttalte ved behandlingen av meldingen, jf. Innst. 143 S (2011–2012), at en styrking av Petoro er et viktig virkemiddel for å få fram gode løsninger som gir økt utvinning i de store modne feltene som utgjør kjernen i SDØEs verdiskapning.

3.5 Forskning og utvikling

Teknologi- og næringsutvikling er avgjørende for norsk verdiskapning og for effektiv og miljøvennlig ressursforvaltning.[18] Fallende oljeproduksjon og modne felt representerer hovedutfordringer som krever bedre teknologiske løsninger. Det er derfor nødvendig å utvikle stadig mer kostnadseffektiv, miljøvennlig og sikker teknologi for olje- og gassaktiviteter. I modne felt på norsk sokkel er det nødvendig med en betydelig innsats for å øke utvinningen fra eksisterende felt. Verdipotensialet i modne felt krever fortsatt satsing på forskning og utvikling for å kunne bli realisert. Som ressurseier har staten en særlig interesse av tilstrekkelig kompetansebygging og teknologiutvikling innen petroleumssektoren.

Sammen med sentrale aktører på norsk sokkel skal regjeringen arbeide for økt innsats med uttesting av ny teknologi, jf. Meld. St. 28 (2010–2011). Energi- og miljøkomiteen viste ved behandlingen av meldingen til teknologiutviklingens betydning for økt utvinning og støttet det brede forsknings- og utviklingsarbeidet som gjøres, jf. Innst. 143 S (2011–2012). Komiteen pekte på at petroleumsvirksomheten er en kunnskapsnæring, og at det i Norge er et høyt nivå på forskning og utvikling. Derfor må petroleumsforskningen sikres fortsatt gode vilkår. Forskning innen økt utvinning fra eksisterende felt på norsk sokkel er viktig for å ta ut mest mulig av feltene.

3.6 Krav til styring, utredninger og saksbehandling

Olje- og energidepartementet skal etter *reglement for økonomistyring i staten* (økonomireglementet) § 4 fastsette mål og resultatkrav, sikre at fastsatte mål og resultatkrav oppnås, at ressursbruken er effektiv og at virksomheten drives i samsvar med gjeldende lover og regler, herunder krav til god forvaltningsskikk, habilitet og etisk adferd. Departementet skal i tillegg fastsette overordnede mål og styringsparametere for underliggende virksomheter. Styring, oppfølging og kontroll må

18) Prop. 1 S (2013–2014) Olje- og energidepartementet.

tilpasses virksomhetenes egenart samt risiko og vesentlighet. Departementet skal sikre en tilstrekkelig styringsinformasjon og et forsvarlig beslutningsgrunnlag.

Alle virksomheter skal innenfor sitt ansvarsområde sikre at fastsatte mål og resultatkrav oppnås på en effektiv måte. Virksomheten skal planlegge med både ettårig og flerårig perspektiv, gjennomføre fastsatte planer og rapportere om måloppnåelse og resultater internt og til overordnet myndighet. Alle virksomheter skal etablere systemer og rutiner som har innebygd intern kontroll, for blant annet å sikre at ressursbruken er effektiv, at måloppnåelse og resultater står i et tilfredsstillende forhold til fastsatte mål og resultatkrav, og at eventuelle vesentlige avvik forebygges, avdekkes og korrigeres i nødvendig utstrekning. Alle virksomheter skal sørge for at det gjennomføres evalueringer for å få informasjon om effektivitet, måloppnåelse og resultater innenfor hele eller deler av virksomhetens ansvarsområde og aktiviteter.

Saker som legges fram for Stortinget, skal være tilstrekkelig utredet.[19] Formålet med utredningsinstruksen er å sikre god forberedelse av og styring med offentlige reformer, regelendringer og andre tiltak.[20] Instruksen omfatter arbeidet med offentlige utredninger, forskrifter, reformer og tiltak, samt proposisjoner og meldinger til Stortinget. Den instansen som har ansvar for saken, skal utrede alle relevante og vesentlige konsekvenser, og berørte instanser og offentligheten skal trekkes inn i beslutningsprosessen før beslutning fattes.

19) Innst. S. nr. 136 (2003–2004), jf. *instruks om Riksrevisjonens virksomhet* § 9e.
20) *Instruks om utredning av konsekvenser, foreleggelse og høring ved arbeidet med offentlige utredninger, forskrifter, proposisjoner og meldinger til Stortinget* (utredningsinstruksen).

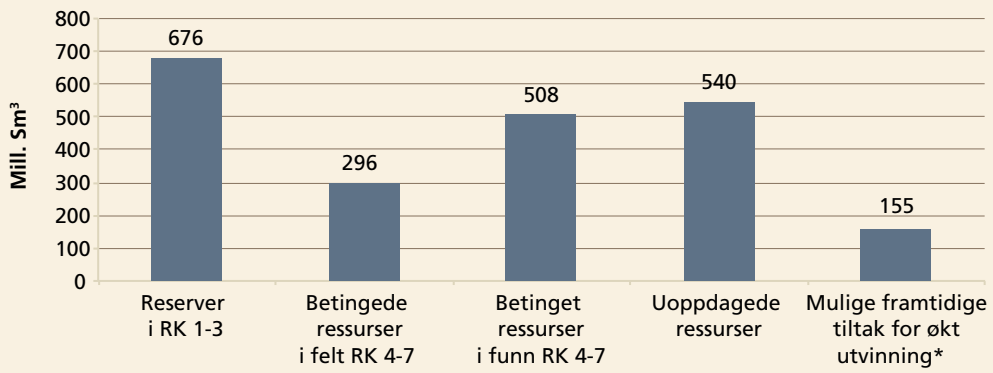
4 Hvordan blir oljeressursene i modne områder utnyttet?

Det er mulig å utvinne betydelig mer olje fra oljefeltene på norsk sokkel.[21] Det er imidlertid ikke teknisk eller økonomisk mulig å utvinne all oljen som befinner seg i et oljereservoar. Hvor mye av oljen det er lønnsomt å utvinne, er avhengig av blant annet reservoaregenskaper, tilgjengelig teknologi og kostnader. De fleste tiltakene for å øke utvinningen er avhengig av at rettighetshavergruppen vedtar investeringer.

4.1 Hvor mye av oljeressursene blir utvunnet?

Oljedirektoratets ressursregnskap (se faktaboks 1) viser at det per 31. desember 2013 er solgt og levert 3,9 mrd. Sm^3 olje fra norsk sokkel, derav 3,4 mrd. Sm^3 fra Nordsjøen.[22] Oljedirektoratet har beregnet at det er omtrent 2,2 mrd. Sm^3 olje igjen i Nordsjøen. Dette tallet er summen av de ulike ressursklassene i figur 1.[23] Av den mengden olje som er igjen, er det besluttet å utvinne 676 mill. Sm^3. Det betyr at det er et forventet potensial for å utvinne ytterligere ca. 1,5 mrd. Sm^3 olje fra Nordsjøen.

Figur 1 Oljeressurser i Nordsjøen per ressursklasse (RK) 31. desember 2013, i mill. Sm^3



* Ressurser fra framtidige tiltak for økt utvinning er ikke fordelt på områder, men det meste kan antas å ligge i Nordsjøen.

Kilde: Oljedirektoratet (2013) ***Ressursregnskap for norsk kontinentalsokkel***

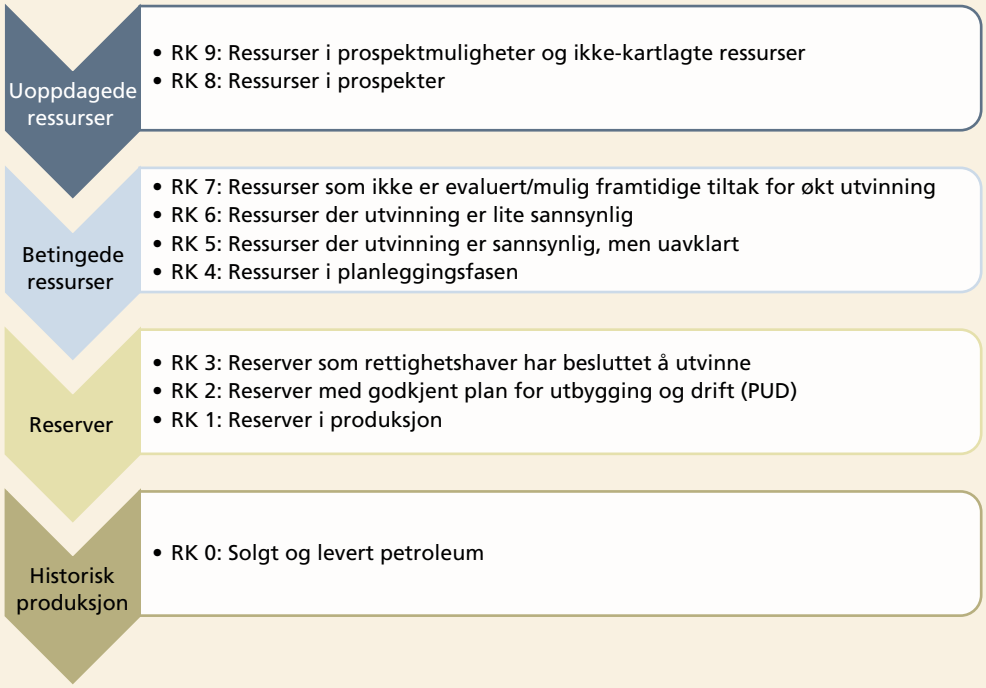
21) Olje- og energidepartementet (2010) *Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel*, *En rapport fra utvinningsutvalget*.
22) Oljedirektoratet (2013) *Ressursregnskapet 2013*.
23) Mulige framtidige tiltak for økt utvinning er også inkludert her.

Faktaboks 1 Regnskap over petroleumsressursene på norsk sokkel

Ressurser er her et samlebegrep for alle anslåtte petroleumsmengder. Oljedirektoratet oppdaterer årlig regnskapet over petroleumsressursene på norsk sokkel basert på rapporter fra alle operatørene og egne data og vurderinger.

Ressursene deles inn i ti ulike ressursklasser (0–9) basert på prosjektstatus. Når rettighetshaveren beslutter det (for eksempel ved utredning eller investeringer i brønner eller ny teknologi), blir ressurser flyttet til en lavere ressursklasse, noe som gjerne omtales som *modning av ressurser*. Dersom et prosjekt blir vurdert som ulønnsomt, blir ressursene klassifisert i RK 6 eller strøket. I tillegg kan ny kunnskap om reservoaret føre til at anslaget blir opp- eller nedskrevet.

I ressursklasse 1–3 er ressursene modnet fram til *reserver*, det betyr at rettighetshaveren har besluttet å utvinne denne oljen.
Ressursklasse 4–7 omfatter ressurser som er avhengig av utredninger og vedtak før de kan utvinnes.
Mulige forekomster (prospekter) som er konkretisert, rapporteres i ressursklasse 4 og 5.
Ressursklasse 8–9 omfatter mulige ressurser som ikke er oppdaget.



Kilde: Oljedirektoratet (2001) *Veiledning til klassifisering av petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel*

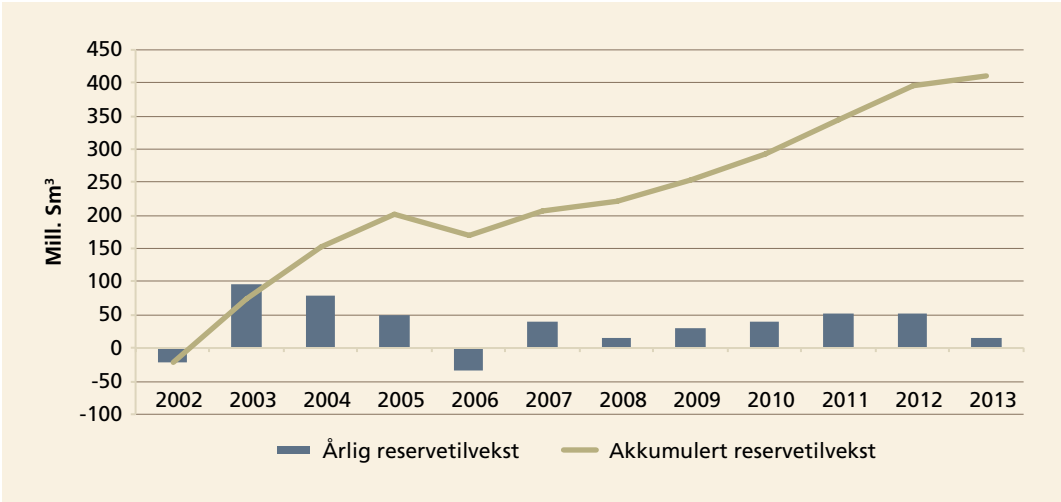
Utvinningsgraden viser hvor stor andel av oljeressursene som kan utvinnes ved å beregne forholdet mellom feltets planlagte og produserte utvinnbare reserver i ressursklasse 0–3 og opprinnelig tilstedeværende olje.[24] Tilstedeværende olje er et estimat for mengden olje som var i reservoarene før produksjonen startet, og omfatter i tillegg til produsert og solgt og planlagt produsert mengde også den oljen som med dagens planer ikke vil bli produsert.[25] Den gjennomsnittlige utvinningsgraden i henhold til dagens planer for olje fra felt i drift i Nordsjøen var 48 prosent i 2013.[26] Det er en økning på ett prosentpoeng fra 2006. Det betyr at med nåværende planer vil over halvparten av opprinnelig tilstedeværende olje ikke være produsert ved felt-avslutning.

24) Oljedirektoratet (2005) *Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel*.
25) Oljedirektoratet (2008) *Ressursregnskapet 2008*.
26) 3,9 mrd. Sm^3 utvinnbar olje og 8,17 mrd. Sm^3 tilstedeværende olje.

Oljedirektoratet har et mål om å modne 800 mill. Sm³ (5 mrd. fat) oljereserver i perioden 2005–2015.[27] Inkludert i dette målet er også nye funn. Oljedirektoratet mener det er lite sannsynlig at målet blir nådd. Per januar 2014 er reservetilveksten på norsk sokkel 636 mill. Sm³ olje etter 2005. Oljedirektoratet opplyser at tilveksten har vært større enn det som var konkretisert i prosjekter i 2004. I 2014 fastsatte Oljedirektoratet et mål om å modne 1200 mill. Sm³ i perioden 2014–2023.[28] Måloppnåelse forutsetter at kommende utbygginger blir større enn det som ligger i dagens planer, at det blir gjennomført flere tiltak for å øke utvinningen, og at det gjøres nye funn.

Figur 2 viser reservetilveksten av olje for felt i drift i Nordsjøen i perioden 2002–2013. Den samlede reservetilveksten har vært 410 mill. Sm³ fra 2002–2013. Reservetilveksten varierer mye fra år til år, og Oljedirektoratet forklarer det med beslutninger om gjennomføring av store prosjekter. For felt i drift kommer det største bidraget til reservetilvekst fra brønnprosjekter som boring av nye brønner og større brønnvedlikeholdskampanjer.[29] Bruk av avanserte utvinningsmetoder (EOR) og ny teknologi kan også være med på å øke oljeutvinningen. Oljedirektoratet anslår at omtrent en fjerdedel av den opprinnelig tilstedeværende oljen ikke vil kunne produseres ved konvensjonelle utvinningsmetoder. Det er nødvendig å ta i bruk EOR-metoder for å produsere denne oljen.

Figur 2 Årlig og akkumulert reservetilvekst av olje i ressursklasse 0–3 per år fra felt som var i drift i Nordsjøen i 2000, i mill. Sm³



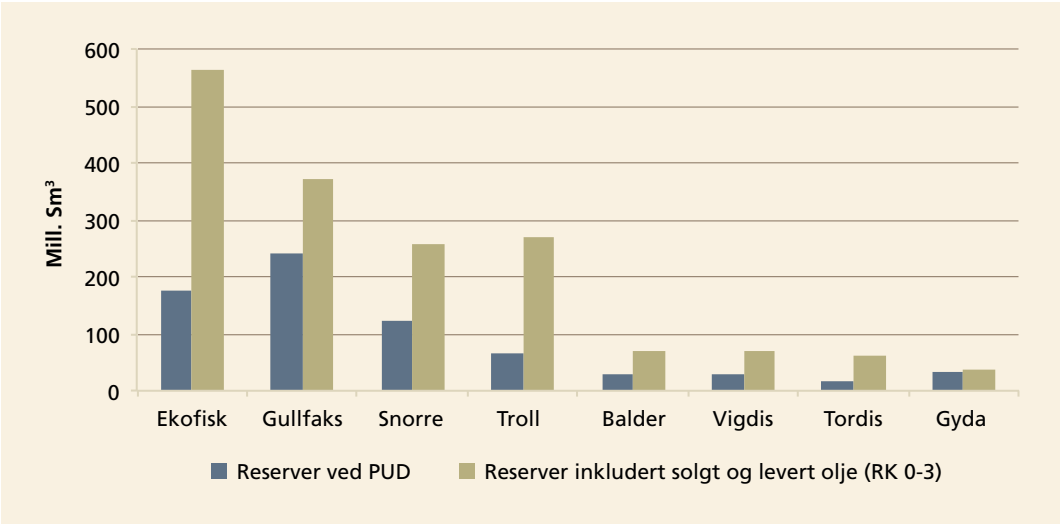
Kilde: Oljedirektoratet

Det er særlig store gjenværende reserver i de tidlig utbygde feltene, som Ekofisk, Troll, Snorre og Gullfaks. Det er for eksempel 118 mill. Sm³ olje igjen i Ekofisk og 35 mill. Sm³ olje i Troll. Til sammenligning har Edvard Grieg-feltet, som er under utbygging, 26 mill. Sm³ i utvinnbare reserver.

Saksmappegjennomgangen viser at de ti feltene i utvalget har hatt en reservetilvekst sammenlignet med ressursanslaget ved utarbeidelsen av plan for utbygging og drift PUD. Figur 3 viser feltene i utvalget med størst tilvekst av oljeressurser. Årsakene til tilveksten er nye funn som er bygget ut på feltet, tiltak for økt utvinning (som for eksempel brønnprosjekter), bedre teknologi og bedre reservoarforståelse.

27) Oljedirektoratet (2013) *Fakta 2013*.
28) Oljedirektoratet (2014) *Petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel. Felt og funn*.
29) Oljedirektoratet (2011) *Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel*.

Figur 3 Tilvekst av oljereserver for utvalgte felt fra plan for utbygging og drift (PUD) til 31. desember 2013, i mill. Sm³

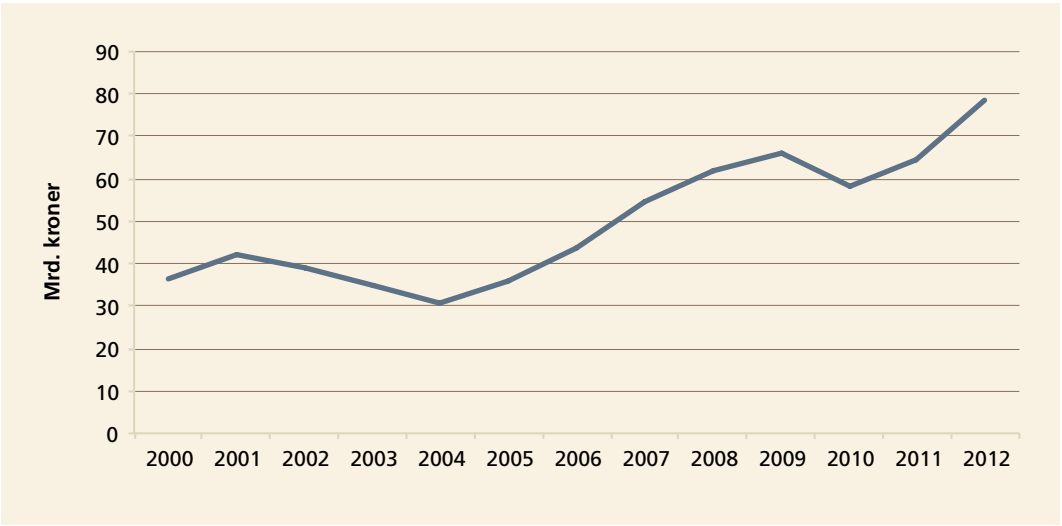


Kilde: Oljedirektoratet, årlige statusrapporter og PUD-søknad

4.2 Investeringer i tiltak som skal bidra til økt utvinning

For å øke utvinningen i de modne feltene er det nødvendig å investere i ulike tiltak gjennom hele feltets levetid. Figur 4 viser årlige investeringer i felt i drift i Nordsjøen. Investeringene er over dobbelt så høye i 2012 som de var i 2000, noe som i tillegg til høyt aktivitetsnivå skyldes økte priser i leverandørmarkedet.[30]

Figur 4 Investeringer i felt i drift i Nordsjøen fra 2000–2012, i mrd. kroner



Kilde: Oljedirektoratet

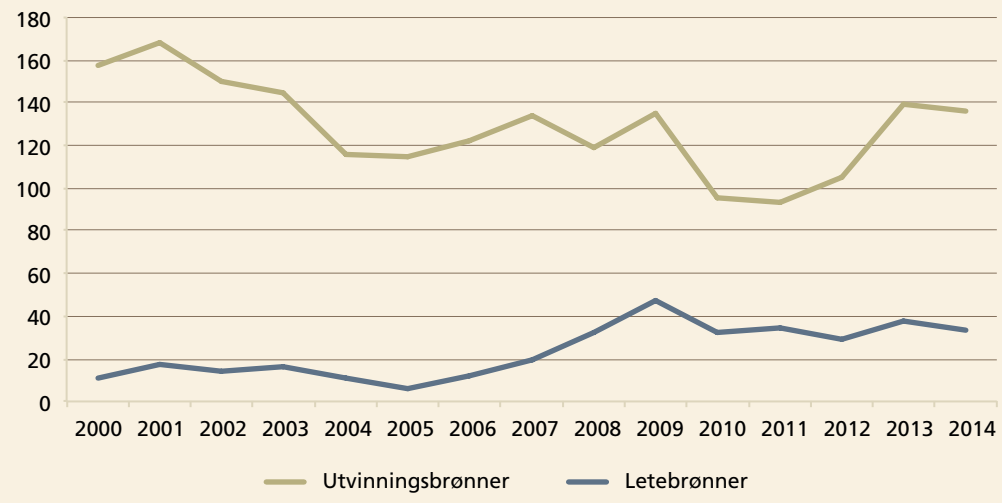
De største investeringene i felt i drift gjelder boring av nye utvinningsbrønner.[31] Figur 5 viser at det de siste årene har blitt boret færre utvinningsbrønner enn på begynnelsen av 2000-tallet, men det har vært en økning etter 2011. Oljedirektoratet påpeker at det ikke nødvendigvis blir utvunnet mer olje selv om det er boret flere brønner på et felt.

30) Oljedirektoratet (2013) *Sokkelåret 2013 – Investerings- og kostnadsprognoser.*
31) Ibid.

Ofte vil nye brønner være nødvendig for å oppnå den produksjonen som opprinnelig var planlagt. Samtidig har antall letebrønner økt.

Oljedirektoratets investeringsprognose for perioden 2016–2018 er nedjustert som følge av at flere prosjekter er utsatt i den senere tid, jf. *Sokkelåret 2013 – Investerings- og kostnadsprognoser.*

Figur 5 Antall utvinnings- og letebrønner påbegynt i Nordsjøen i perioden 2000–2014



Kilde: Oljedirektoratet

4.2.1 Betydningen av statens kalkulasjonsrente og oljeselskapenes avkastningskrav for investeringsbeslutninger

Rettighetshaveren vurderer et prosjekts lønnsomhet ut fra en sammenstilling av kontantstrømmer fra inntekter og kostnader som neddiskonteres med selskapets avkastningskrav, se faktaboks 2.[32] Mengden petroleum som kan utvinnes, prisen på olje, kostnadene ved å utvinne ressursene og skatt inngår i beregninger av lønnsomhet.

Faktaboks 2 Avkastningskrav og kalkulasjonsrente

Avkastningskrav brukes til å beregne framtidig verdi av investert kapital ved å neddiskontere kontantstrømmen til dagens netto nåverdi. Avkastningskravet skal gjenspeile kapitalens avkastning i beste alternative anvendelse samtidig som eieren skal kompenseres for å bære risiko. Avkastningskravet beregnes derfor ved å legge et risikotillegg til den risikofrie renten, og investeringen vurderes som lønnsom hvis den framtidige avkastningen gir en positiv nåverdi. Avkastningskravet har stor betydning for om en investering vurderes som lønnsom.

I samfunnsøkonomiske analyser brukes betegnelsen *kalkulasjonsrente* om avkastningskrav. I Finansdepartementets rundskriv fra 2014 er risikojustert kalkulasjonsrente satt til 4 prosent, for tiltak med en levetid mellom 0–40 år. For offentlig forretningsdrift i direkte konkurranse med private aktører skal det benyttes en kalkulasjonsrente tilsvarende den som private bedrifter står overfor. Finansdepartementet legger vekt på at utvinning av petroleumsressurser skjer i et marked med privat konkurranse, at det ofte er store prosjekter, og at det kan ses på som en gruppe prosjekter der det beregnes et særskilt risikotillegg.

Kilder: NOU 2012:16 *Samfunnsøkonomiske analyser*; Finansdepartementet (2014) *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv.*, rundskriv R-109/14

32) Olje- og energidepartementet (2010) *Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel*.

I myndighetenes veileder til plan for utbygging og drift (PUD) (2010) står det at lønnsomheten av prosjektet bør presenteres som nåverdi med myndighetenes til enhver tid gjeldende avkastningskrav. Olje- og energidepartementet har fastsatt den veiledende kalkulasjonsrenten i PUD til sju prosent basert på Finansdepartementets rundskriv *R-109/2005 Behandling av kalkulasjonsrente, risiko, kalkulasjonspriser og skattekostnad i samfunnsøkonomiske analyser.*[33] Tidshorisonten for lønnsomhetsvurderinger gjelder fra prosjektets oppstart og fram til innretningen er fjernet og nedstengt.

Det kommer fram i intervjuer med operatører i feltutvalget og Petoro at det avkastningskravet myndighetene legger til grunn i PUD, er lavere enn det de private aktørene i petroleumsindustrien opererer med. Finansdepartementet opplyser at dersom både oljeselskapene og myndighetene gjør en markedsbasert vurdering av risikotillegget i avkastningskravet, er det ingen faglige grunner til systematiske avvik, med unntak av at myndighetene vil benytte et avkastningskrav før skatt.

Finansdepartementet opplyser at dersom selskapene velger å utsette eller nedprioritere lønnsomme investeringer i modne felt, kan det være en følge av knapphet på kapasitet eller kapital. Selskapene vil da prioritere de prosjektene som bidrar til den høyeste lønnsomheten innenfor den knappe rammen. Med velfungerende markeder vil slike knappheter løses opp over tid og lønnsomme ressurser kan utvinnes.

Det kommer fram i intervju med Olje- og energidepartementet at i noen få tilfeller vil prosjekter som i utregningene vurderes som lønnsomme, ikke nødvendigvis framstå som lønnsomme for rettighetshaverne. Olje- og energidepartementet peker på at vurderingen av økonomien i planlagt utvinning skal skje etter forsvarlige privatøkonomiske prinsipper, og at det er utenfor myndighetenes kontroll hva private aktører legger til grunn i sine lønnsomhetsvurderinger. Myndighetene er avhengig av at aktørene anser prosjektene som lønnsomme for at de skal bli realisert.

4.3 Petroleumsskattesystemets og arealavgiftens innvirkning på ressursutnyttelsen

4.3.1 Petroleumsskattesystemet

Det kommer fram i intervjuer med operatører i feltutvalget og Finansdepartementet at utformingen av petroleumsskattesystemet, se faktaboks 3, er helt sentralt for å gi selskapene insentiver til å bygge ut felt og utvinne petroleum i samsvar med samfunnets interesser. Operatører i feltutvalget peker på at skattesystemet påvirker lønnsomheten ved prosjekter på norsk sokkel sammenlignet med og vurdert opp mot prosjekter i deres internasjonale portefølje. Olje- og energidepartementet opplyser at Norge har en høy skattesats sammenlignet med andre land, men til gjengjeld har det norske petroleumsskattesystemet vært stabilt, med bare mindre justeringer de siste 20 årene. Finansdepartementet framhever at det er svært krevende å sammenligne skattenivå mellom land som følge av ulike skattesystemer. Et stabilt skattesystem basert på netto overskudd reduserer risikoen for selskapene og øker dermed attraktiviteten for investeringer.

33) Det er utarbeidet et nytt rundskriv, R-109/14 *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv.*, som erstatter rundskriv 109/2005. Olje- og energidepartementet er i dialog med Finansdepartementet om hva det nye rundskrivet innebærer for standardiserte lønnsomhetsberegninger for prosjekter i PUD/PAD.

Faktaboks 3 Petroleumsskattesystemet

Formålet med petroleumsskattesystemet er å sikre fellesskapet en rimelig andel av grunnrenten fra petroleumsressursene på norsk sokkel. Selskaper som driver med utvinning og rørledningstransport av petroleum på norsk sokkel blir skattlagt etter *lov om skattlegging av undersjøiske petroleumsforekomster mv.* (petroleumsskatteloven). Inntekten skal i 2014 belastes med alminnelig inntektskatt på 27 prosent. I tillegg er det særskatt for å sørge for at verdien av petroleum skal komme hele samfunnet til gode. Særskattesatsen er på 51 prosent, og samlet marginalskattesats er 78 prosent.

Skattesystemet er selskapsbasert, og selskapene kan trekke fra kostnader til et felt mot inntekter fra et annet felt. Selskapene betaler ikke skatt før de har opparbeidet et overskudd. Selskaper som ikke er i skatteposisjon, kan kreve utbetalt 78 prosent av leteutgiftene. Selskapene kan også kreve avskrivninger for investeringer i driftsmidler, og det gis fradrag for investeringer i leting, forskning og utvikling (FoU), og for gjeldsrenter, drift og fjerning av installasjoner.

Det gis også et fratrekk i beregningsgrunnlaget for særskatten, såkalt friinntekt. Friinntekten beregnes ut fra kostprisen på driftsmidler som blir avskrevet etter petroleumsskatteloven § 3b (produksjonsinnretninger og rørledninger), og det gis fradrag i fire år fra og med det året investeringer er foretatt. Selskaper som ikke er i skatteposisjon, kan framføre både underskudd og ubenyttet friinntekt. Underskudd og friinntekt framføres med et rentetillegg slik at verdien av skattefradraget bevares. Dersom selskapet aldri kommer i skatteposisjon, vil staten refundere skatteverdien av underskuddet ved opphør av virksomhet på norsk sokkel. Dette gir selskapene sikkerhet for full verdi av fradragene på norsk sokkel.

Kilder: NOU 2003: 9 (2003) *Forslag til endringer i skattesystemet;* Olje- og energidepartementet (2010) *Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel;* Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten;* Prop. 150 LS (2012–2013) *Endringar i skatte-, avgifts- og tollgivninga*

Finansdepartementet opplyser at det ved utformingen av petroleumsskattesystemet er lagt betydelig vekt på at skattesystemet skal legge til rette for utnyttelse av de lønnsomme ressursene uten å gi selskapene insentiver til å utnytte ulønnsomme ressurser. Analyser av investeringsinsentiver for selskapene er relevante både for letefasen, utbyggingsfasen og i halefasen der en vurderer økt utvinning. Det er lagt fram analyser av skattesystemets effekter på investeringsinsentivene, jf. blant annet omtale i NOU 2000:18, i Revidert nasjonalbudsjett for 2004 og i Revidert nasjonalbudsjett for 2013. I RNB 2004 ble KonKrafts forslag om volumfradrag for økt produksjon for eksisterende felt vurdert. Det ble påpekt at et volumfradrag ville ha svært uheldige virkninger med stor fare for utvikling av ulønnsomme ressurser, betydelige avgrensingsproblemer og et betydelig provenytap for staten. I RNB 2004 ble det også vist at for prosjekter med marginal eller moderat lønnsomhet ville petroleumsskatten utgjøre en mindre skattebelastning enn dersom prosjektene bare sto overfor ordinær landbeskatning.

Finansdepartementet opplyser at det norske skattesystemet er generelt utformet og ikke har noen særskilte ordninger for modne felt. I denne fasen har selskapene inntekter fra produksjonen. Driftskostnader kan løpende fradragsføres mot inntektene, mens investeringer må aktiveres og fradragsføres over tid. Avskrivingene gjøres raskt og kompenseres med friinntekt og rentefradrag i særskatten. Hadde det blitt stimulert til økt utvinning fra modne felt gjennom skattesystemet, kunne det imidlertid ifølge Finansdepartementet ha blitt bedriftsøkonomisk lønnsomt å utvinne ulønnsomme petroleumsressurser. Følgelig ville både verdiskapningen i sektoren og statens inntekter ha blitt redusert. Det er ifølge Finansdepartementet riktig for samfunnet at ulønnsomme marginale prosjekter på modne felt ikke blir gjennomført eller blir utsatt. Forbedringer eller kostnadsreduksjoner er hovedtiltakene for at disse prosjektene skal bli lønnsomme og dermed bli aktuelle for utbygging. Finansdepartementet peker også på at tidskritiske ressurser er et sammensatt begrep, og at mange prosjekter som betegnes

som tidskritiske, kan utsettes uten at ressurser går tapt. Det kan være rasjonelt å gjennomføre andre, mer lønnsomme prosjekter først, og rettighetshaverne vil løpende vurdere når det er mest lønnsomt å gjennomføre et prosjekt. Rettighetshaverne og myndighetene vil ofte ha felles interesse i å sikre de beste prosjektene på det beste tidspunktet.

4.3.2 Arealavgiften

For å opprettholde aktiviteten i områder med tildelte utvinningstillatelser pålegges rettighetshaveren å betale en avgift per km^2 der det ikke foregår letevirksomhet eller produksjon (arealavgift), jf. petroleumsforskriften § 39. Avgiften trappes opp over tre år (før 2007 var opptrappingsperioden ti år). Det innebærer at rettighetshavere som ikke produserer fra et felt, må betale for et areal. For de eldste utvinningstillatelsene er det ikke en slik opptrapping av avgiftsnivået.

Olje- og energidepartementet har ikke gjort noen direkte vurdering av arealavgiften, men registrerer en betydelig økning i tilbakelevert areal etter at avgiften ble økt.

5 Forvaltning gjennom petroleumsloven

5.1 Rollefordelingen mellom Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet

Oljedirektoratet utøver forvaltningsmyndighet i forbindelse med utvinning av petroleumsforekomster på norsk sokkel. Det omfatter en viss delegert myndighet til å fastsette forskrifter og fatte enkeltvedtak i henhold til regelverket for petroleumsvirksomheten, jf. *vedtaket om delegasjon av myndighet etter petroleumsloven og petroleumsforskriften til Oljedirektoratet.* Tildelingsbrevene fastsetter at Oljedirektoratet skal gi departementet råd og anbefalinger før det fattes formelle vedtak. Oljedirektoratet oppgir at det har myndighet til å utstede pålegg, gi samtykke eller tildele tillatelse innenfor spesifiserte områder. Departementet fatter alle vedtak av betydning for ressursforvaltningen med Oljedirektoratet som rådgivende organ.

Oljedirektoratet opplyser at etter at Petroleumstilsynet ble skilt ut i 2004, er det tatt inn i petroleumsforskriften en samtykkeordning som tilsvarer samtykkeordning på helse, miljø- og sikkerhetsområde. Oljedirektoratets erfaring med samtykkebestemmelsen er at den er vanskelig å bruke som et effektivt styringsverktøy i ressursforvaltningen fordi den ikke er tilstrekkelig tilpasset Oljedirektoratets forvaltning. Ordningen gir også utfordringer som grensegang mot andre bestemmelser i regelverket, tolkning og utforming.

Olje- og energidepartementet framhever at Oljedirektoratets faglige dialog med operatøren gjennom hele planleggingsfasen av et utbyggingsprosjekt legger til rette for at de forholdene som myndighetene er opptatt ved en gitt utbygging eller et gitt prosjekt, blir utredet og vurdert av rettighetshaver på et hensiktsmessig tidspunkt.[34] Tilsvarende påvirker Oljedirektoratet i driftsfasen ved sin dialog med operatøren den videre utviklingen av et felt. Departementet viser til at denne framgangsmåten over tid har vist seg til å være effektiv for å sikre en forsvarlig ressursforvaltning.

I tilfeller der Oljedirektoratet identifiserer utfordringer eller muligheter for økt verdiskaping som ikke følges opp av operatøren og rettighetshaverne, kan direktoratet iverksette ulike tiltak. Eksempler på tiltak er å etterspørre nye tekniske studier fra rettighetshavergruppen for å belyse alternative løsninger eller ta initiativ til dialog mellom felt med mulige samordningsgevinster. Hovedsakelig iverksetter Oljedirektoratet tiltakene på egen hånd, men når større tiltak etter petroleumsloven vurderes, blir det tatt opp med departementet. Departementet understreker at dersom dialog ikke leder fram i forbindelse med godkjennelse av utbyggingsplaner eller andre samtykker og tillatelser, vil mulighetene for å stille vilkår kunne benyttes.

Det går fram av *Brukerundersøkelse 2013* at selv om Oljedirektoratet har en lite selvstendig rolle, utøver direktoratet denne godt, særlig som produsent av fakta og som pådriver. Næringen mener imidlertid at Oljedirektoratet bør forbedre sin kommersielle forståelse og bli tydeligere i rådgiverrollen overfor Olje- og energidepartementet. Rettighetshavere og operatører opplever at Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet opptrer samstemt, selv om departementet overstyrer Oljedirektoratet i noen tilfeller.

Det avholdes årlig to fagmøter mellom departementet og Oljedirektoratet der bredere problemstillinger blir drøftet. Det er videre halvårlige styringsdialogmøter. Overordnede strategiske spørsmål utgjør ifølge Oljedirektoratet den viktigste delen av

34) Brev fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 17. november 2014.

styringsdialogmøtene. Olje- og energidepartementet opplyser at det er løpende formell og uformell kommunikasjon mellom departement og Oljedirektoratet om ulike saker på alle nivåer.

5.2 Faser i utviklingen av et felt

Petroleumsloven og tilhørende forskrifter regulerer et felt i alle faser, se figur 6. Olje- og energidepartementets forvaltning i alle fasene er av betydning for ressursutnyttelsen i hele feltets levetid:

- Tildeling og leting:
  - bestemme tildeling gjennom nummererte konsesjonsrunder eller gjennom tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO), jf. petroleumsloven § 3-3, inkludert sammensetning av rettighetshavergruppene
  - fastsette vilkår og en arbeidsforpliktelse, jf. petroleumsloven §§ 3-3 og 3-8
  - fastsette stemmeregler, jf. petroleumsloven § 3-4

- Utbygging:
  - godkjenne Plan for utbygging og drift (PUD) og eventuelt gi særskilt tillatelse til anlegg og drift av innretning (PAD). Planen skal inneholde en beskrivelse av økonomiske, ressursmessige, tekniske, sikkerhetsmessige, nærings- og miljømessige forhold ved utbyggingen, jf. petroleumsloven § 4-2

- Drift:
  - godkjenne årlig produksjonsforløp, jf. petroleumsloven § 4-4
  - Departementet skal underrettes om og godkjenne vesentlige avvik eller endring av forutsetningene for framlagt eller godkjent plan og vesentlige endringer av innretninger. Departementet kan kreve framlagt ny eller endret plan for godkjennelse, jf. petroleumsloven § 4-2 siste punkt
  - samtykke til overdragelse av andeler og godkjenne operatørskifte, jf. petroleumsloven §§ 10-12 og 3-7
  - behandle søknader om forlengelse av konsesjonstiden, jf. petroleumsloven § 3-9

- Avslutning:
  - godkjenne rettighetshavers avslutningsplan før nedstengning av feltet, jf. petroleumsloven § 5-1
  - fatte vedtak om disponering, jf. petroleumsloven § 5-3

Figur 6 Faser i utviklingen av et felt

5.3 Utvinningstillatelsen

5.3.1 Tildeling av utvinningstillatelser

Tildeling av utvinningstillatelser i nye områder skjer gjennom nummererte konsesjonsrunder annethvert år. I 2003 innførte myndighetene en årlig ordning med tildeling av arealer i forhåndsdefinerte områder (TFO). TFO innebærer utlysning og

tildeling i geologisk kjente områder for å kunne utforske disse raskt og effektivt.[35] Gjennom TFO-rundene blir tidligere tildelt og siden tilbakelevert areal tilgjengelig igjen, noe som kan bidra til at tilleggsressurser blir utnyttet før eksisterende infrastruktur blir nedstengt.

Både rettighetshavergruppens kompetanse og kapasitet og en helhetlig eierstruktur i et område er av stor betydning for ressursutnyttelsen. Bestemmelsene for tildeling av utvinningstillatelser gjelder både de nummererte tildelingsrundene og TFO. Søknad om utvinningstillatelse angir hvilke selskaper som ønsker å være rettighetshaver og operatør. Søknaden inneholder også en kort redegjørelse for utvinning av antatte forekomster. Olje- og energidepartementet opplyser at denne redegjørelsen utgjør en begrenset del av søknaden som ikke vektlegges tungt i tildelingsprosessen, på grunn av stor usikkerhet om funn og dermed også om eventuelle utbyggingsløsninger. Tidsmessig ligger dessuten en utbygging ofte minst seks til åtte år fram i tid.

Tildelingskriteriene er beskrevet i faktaboks 4. Oljedirektoratet opplyser at kriteriene i hovedsak dreier seg om letekompetanse for å bidra til at det kan gjøres nye funn. Ved tildeling av utvinningstillatelser i TFO-rundene består rettighetshavergruppen, ifølge Olje- og energidepartementet, i enkelte tilfeller av spesialiserte leteselskaper. Mange av disse selskapene har som forretningsmodell å drive med leting. Dersom det gjøres funn, vil disse bli solgt, eller selskapene må bygge opp nødvendig kompetanse til å kunne håndtere utbygging og drift.

Departementet opplyser at det sørger for at minst ett selskap har operatørkvalifikasjoner på tildelingstidspunktet.

I utvinningstillatelsen fastsettes det en arbeidsforpliktelse som rettighetshaveren skal gjennomføre innen gitte frister. Denne består av seismiske og geologiske undersøkelser av konsesjonsområdet. Olje- og energidepartementet opplyser at arbeidsforpliktelsen omfatter leteaktivitet med en rekke beslutningspunkter hvor rettighetshaver velger enten å forplikte seg til et videre arbeid eller tilbakelevere tillatelsen. Det er normalt flere beslutningspunkter før innlevering av PUD. Arbeidsforpliktelsen skal sikre en effektiv utforskning av arealet i initiell periode ved at områder som selskapene ikke ønsker å arbeide videre med, må tilbakeleveres.

Faktaboks 4 Kriterier for tildeling av utvinningstillatelser

- søkerens tekniske kompetanse
- søkerens finansielle kapasitet
- søkerens forståelse av geologien i området
- søkerens plan for leting og utvinning i det aktuelle området
- søkerens erfaring fra norsk sokkel eller tilsvarende områder og med virksomheten det søkes om
- gruppens sammensetning, anbefalt operatør og gruppens samlede kompetanse
- boreerfaring – operatøren for utvinningstillatelsen må ha boreerfaring fra norsk sokkel eller tilsvarende

Departementet kan også ta hensyn til enhver form for manglende effektivitet eller manglende ansvarlighet utvist av søkeren som rettighetshaver.

Kriteriene skal anvendes ikke-diskriminerende.

Kilde: Olje- og energidepartementet *Innbydelse til å søke om utvinningstillatelse om petroleumsvirksomhet 2013,* petroleumsforskriften § 10

35) Oljedirektoratet (2013) *Fakta 2013 Norsk petroleumsverksemd*.

Utvinningstillatelsen 001 for Balder ble tildelt som første utvinningstillatelse på norsk sokkel i 1965. ExxonMobil har enerett i denne utvinningstillatelsen. De fleste utvinningstillatelser på norsk sokkel har imidlertid flere rettighetshavere.

Foto: Exxon Mobil Corporation

Ifølge Olje- og energidepartementet tildeles utvinningstillatelser vanligvis til grupper som består av tre til fire rettighetshavere. Det er viktig med flere partnere for å kunne dra nytte av den samlede kompetansen og dynamikken i partnerskapet.

Olje- og energidepartementet framhever at helhetlig eierskap i et område kan være positivt for effektiv utnyttelse av påviste ressurser – dette er imidlertid ikke et tildelingskriterium. Rettighetshavere i eksisterende felt som søker om tilleggsareal, har inngående kjennskap til geologien i området og leverer derfor ofte gode søknader. Departementet forsøker å unngå å tildele prospekter som strekker seg over flere utvinningstillatelser, til ulike rettighetshavere, siden det vil kunne medføre fordyrende og kompliserte unitiserings- og/eller utbyggingsprosesser. Olje- og energidepartementet kan også velge å holde områder tilbake, slik at den tilstøtende utvinningstillatelsen enten kan utforske prospektet innenfor sitt område eller kan levere søknad i neste konsesjonsrunde.

Ettersom TFO-rundene gjelder for tidligere tildelte områder, vil disse i mange tilfeller være omgitt av eksisterende forekomster med etablerte eierstrukturer. Flere av operatørene som er intervjuet, bekrefter at TFO brukes til å supplere eksisterende forekomster med tilleggsarealer, og at de opplever at myndighetene ivaretar områdesynergier ved å tildele arealene til eksisterende eierkonstellasjoner.

Oljedirektoratet framhever at TFO-tildelingene kan føre til mer uensartede rettighetshavergrupper i et område. Dokumentanalysen viser for eksempel at tildeling gjennom TFO i Utsira-området har resultert i tre ulike rettighetshavergrupper med ulike operatører i et område med potensial for samordning, se punkt 5.4.1. Olje- og energidepartementet uttaler at hensynet til fordelene med helhetlig eierskap må veies opp mot hensynet til at alt areal på norsk sokkel skal utforskes effektivt.

5.3.2 Aktivitet og oljefunn som følge av tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO)

Det er tildelt 408 utvinningstillatelser gjennom TFO-rundene i perioden 2006–2013. Mange av disse er areal som tidligere har blitt tildelt og senere har blitt tilbakelevert. Tabell 1 viser antall tildelte utvinningstillatelser i Nordsjøen gjennom TFO-rundene i denne perioden, i alt 246. Antall selskaper som har søkt om tildeling gjennom TFO-rundene, har variert mellom om lag 40 og 50. Tabellen viser også hvor mange av de tildelte TFO-tillatelsene som fortsatt er aktive, dvs. at tillatelsen ikke er tilbakelevert. Mange av tillatelsene som ble tildelt de første årene etter at ordningen ble innført, er ennå ikke tilbakelevert.

Tabell 1 Antall søkere og tildeling av utvinningstillatelser i Nordsjøen i forhåndsdefinerte områder (TFO) i perioden 2006–2013

TFO-runde	Antall søkere	Antall aktive tillatelser*	Antall tilbake-leverte tillatelser	Antall tillatelser tildelt i alt
2006	43	10	30	40
2007	46	5	19	24
2008	47	12	9	21
2009	44	14	11	25
2010	41	19	11	30
2011	43	30	4	34
2012	47	32	2	34
2013	50	38	0	38
I alt	-	160	86	246

* Aktive tillatelser er utvinningstillatelser der det foregår leting eller utvinning i 2014.

Kilde: Oljedirektoratets faktasider på internett, 18. september 2014

Antall funn i Nordsjøen har i perioden 2006–2013 variert fra 2 til 21 per år (i tillatelser tildelt i nummererte runder og TFO-runder). I alt er det registrert 81 funn.

Både Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet påpeker at TFO-ordningen, sammen med andre økonomiske insentivordninger (se punkt 4.3), har bidratt til økt leteaktivitet i geologisk kjente områder og flere nye og mindre aktører på norsk sokkel.

5.4 Stemmereglene i utvinningstillatelsene

Olje- og energidepartementet opplyser at det er et vilkår for tildeling av en utvinningstillatelse at partene etablerer et interessentskap. Stemmereglene fastsettes av departementet og framgår av en standardavtale som departementet har utformet. For å gi selskapene insentiv til å delta i det faglige arbeidet er stemmereglene utformet slik at alle rettighetshaverne i det enkelte interessentskap, også de med små deltakerandeler, skal ha en reell mulighet til å påvirke beslutninger. Fra midten av 1980-tallet har prinsippet for utforming av stemmereglene vært at vedtak fattes ved en kombinasjon av antall rettighetshavere (et flertall) og deres deltakerandeler (et flertall). Prinsippet er at ingen skal ha beslutningsmyndighet alene, og som hovedregel skal ingen ha vetorett. En gjennomgang av samarbeidsavtaler for felt i feltutvalget bekrefter at praksis er slik. Samarbeidsavtalen krever at de nye stemmereglene ved endringer i interessentskapet skal utformes slik at den enkelte rettighetshavers stemmevekt påvirkes minst mulig. De nye stemmereglene skal godkjennes av departementet.

Utvinningsutvalgets rapport *Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel* (2010) identifiserte stemmereglene som et hinder for økt utvinning ved at et lite mindretall kan blokkere lønnsomme investeringer. Rettighetshavere med en høy andel i utvinningstillatelsen får ikke gjennomslag for nødvendige investeringer i senfasen. Operatørene bekrefter i intervju at det kan være krevende med rettighetshavere med en liten andel som nedprioriterer investeringer. Utvinningsutvalget ser også dagens stemmeregler som et hinder, fordi selskaper som kjøper seg opp i et felts avsluttende fase, ikke får frihet eller makt til å ta nødvendige grep. Saksmappegjennomgangen viser ett tilfelle der en rettighetshaver etter å ha kjøpt seg opp har klaget på endringen i stemmereglene fordi den økte eierandelen ikke ga uttelling i form av økt stemmevekt. Klager fikk ikke medhold da den nye stemmeregelen var utformet i tråd med prinsippet i samarbeidsavtalen.

Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten* (petroleumsmeldingen) åpnet for at departementet kan legge større vekt på andelsflertall ved fastsettelse av stemmeregler ved tildeling av nye utvinningstillatelser. Bakgrunnen var at departementet i noen tilfeller så at rettighetshavere med små deltakerandeler i en utvinningstillatelse kunne ha for stor innflytelse sammenlignet med rettighetshavere med betydelige deltakerandeler. Olje- og energidepartementet uttaler at en slik praksis kan være hensiktsmessig i enkelte tilfeller, men at det må vurderes konkret i hvert tilfelle, blant annet basert på rettighetshavergruppens sammensetning, beslutningsdyktighet og erfaring. Departementet opplyser at gjeldende praksis er velkjent i næringen.

Operatørene understreker i intervju at forutsigbarhet ved fastsettelse av stemmeregler, spesielt ved endring i eiersammensetningen, er viktig. Interessentskapet kan innlede en prosess med departementet om endring av stemmereglene dersom disse ikke anses som hensiktsmessige.

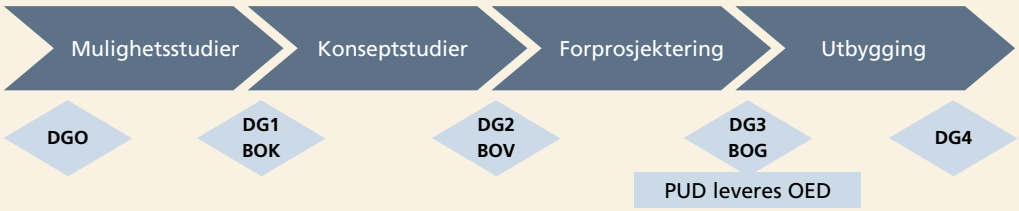
5.5 Plan for utbygging og drift (PUD)

Valg av utbyggingsløsning er viktig for god ressursforvaltning og for å skape mest mulig verdier for samfunnet. PUD beskriver planlagt utbygging og drift av en petroleumsforekomst, se faktaboks 5.[36]

36) Tilsvarende finnes plan for anlegg og drift (PAD), som gjelder anlegg og drift av innretning, ofte beregnet på transport av petroleum. I det videre omtales kun PUD.

Faktaboks 5 Utbyggingsprosessen

PUD består av en utbyggingsdel og en konsekvensutredningsdel, og reguleres gjennom petroleumsloven og petroleumsforskriften. Investeringsprosessen består av en planleggingsfase og en gjennomføringsfase.



Rettighetshavere planlegger etter denne modellen et utbyggingsprosjekt gjennom tre sentrale beslutningspunkter (Decision Gates (DG)) før PUD leveres til Olje- og energidepartementet:

1. Mulighetsstudier: Prosjektet skal beskrive minst ett teknisk og kommersielt gjennomførbart prosjekt og leder fram til DG1 eller Beslutning om konkretisering (BOK). Kostnadsanslagene kan være +/- 40 prosent.
2. Konseptstudier: Prosjektet skal utrede og vurdere flere alternative utbyggingskonsepter, og legge fram en anbefaling om hvilket konsept som skal videreføres. Beslutningspunktet er DG2 eller Beslutning om videreføring (BOV). Kostnadsanslagene kan være +/- 30 prosent.
3. Forprosjektering: Prosjektet utformer i detalj det ene valgte konseptet fram mot en investeringsbeslutning (DG3 eller Beslutning om gjennomføring (BOG)). I denne fasen gjennomføres forprosjekteringsstudien (FEED/Front End Engineering and Design). Kostnadsanslagene kan være +/- 20 prosent.

PUD skal oversendes Olje- og energidepartementet og Arbeids- og sosialdepartementet med kopi til Oljedirektoratet og Petroleumstilsynet. Olje- og energidepartementet koordinerer behandlingen. Prosjekter med investeringer under 20 mrd. kroner og som for øvrig oppfyller vilkårene iht. Stortingets fullmakt i Prop. 1 S. behandles av Kongen i statsråd (kongelig resolusjon), ellers av Stortinget.

I driftsfasen må operatøren informere Olje- og energidepartementet om vesentlige avvik eller endring av forutsetningene for godkjent plan. Departementet kan da kreve framlagt ny eller endret PUD. Operatøren må sende inn begrunnet søknad om eventuelt fritak fra PUD. Fritak er først og fremst aktuelt for utbygging av mindre forekomster som kan nås fra eksisterende innretninger på felt med godkjent PUD.

Kilder: Oljedirektoratet og Oljedirektoratet (2010) *Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD)*

5.5.1 Valg av utbyggingsløsninger

Feltets størrelse og egenskaper bestemmer hvilken utbyggingsløsning som er hensiktsmessig. Ulike typer innretninger har ulike investeringsrammer og bruksområder. Selvstendige utbyggingsløsninger, for eksempel en plattform, er egnet for høye produksjonsvolumer og lang levetid og kan knytte til seg mindre forekomster, men krever større investeringer. Undervannsløsninger er normalt rimeligere, men avhengig av å knytte seg til infrastruktur for prosessering, lagring og eksport av produsert petroleum. Oljedirektoratet opplyser at sentrale faktorer som avgjør hvilken utbyggingsløsning som vil sikre god ressursutnyttelse for en forekomst, er tilstrekkelig antall brønner og brønnplassering, tilrettelegging for endringer underveis og økonomi. Oljedirektoratet framhever at det er rettighetshaveren som har utredningsplikt for ressursgrunnlaget og er ansvarlig for utbyggingsløsningen.

Eksempler på forskjellige typer utbyggingsløsninger med ulike bruksområder og investeringskostnader, for eksempel undervannsutbygginger, flytende eller bunnfaste innretninger.

Illustrasjon: (US) National Oceanic & Atmospheric Administration, Office of Ocean Exploration and Research

Olje- og energidepartementet opplyser at alternative utbyggingsløsninger vurderes rutinemessig av rettighetshaverne som en viktig del av planleggingsprosessen for et utbyggingsprosjekt.[37] Oljedirektoratet følger opp denne delen av planleggingen og kommer med innspill og etterspør mer informasjon ved behov – inkludert alternative utbyggingskonsepter. Etter konseptvalg (DG2/Beslutning om videreføring (BOV)) forprosjekteres det ene valgte konseptet fram til DG3/Beslutning om gjennomføring (BOG). Da er utbyggingsprosjektet så godt definert at selskapene kan ta sin investeringsbeslutning for utbygging av feltet, og kan søke om myndighetsgodkjennelse ved søknad om godkjennelse av plan for utbygging og drift (PUD).

Gjennomgangen av PUD-dokumentene for de ti utvalgte feltene viser at operatørene vurderer ulike plattform- og undervannsløsninger før konseptet velges ved beslutning om videreføring (BOV). Det framgår av underlagsdokumentasjon hvordan operatøren eventuelt vurderer å knytte den nye utbyggingen til eksisterende infrastruktur. De ulike utbyggingsløsningene presenteres for Oljedirektoratet i forkant av BOV/DG2. Viktige forhold som påvirker hvilket utbyggingskonsept som velges, er lønnsomheten i ulike utbyggingsløsninger, hvor god ressursutnyttelse som oppnås, og hvilken fleksibilitet utbyggingsløsningen gir for blant annet økt utvinning, innfasing av nye forekomster og tilknytting av tredjeparter. Disse vurderingene er en del av rettighetshavernes underlagsdokumentasjon for konseptvalg. Oljedirektoratet går gjennom dokumentasjonen og gir operatøren en tilbakemelding. I noen tilfeller ber direktoratet operatøren om å legge fram dokumentasjon på utredning av alternativer. Det framgår også av dokumentasjonen at myndighetene er i dialog med operatører og etterspør beregninger av ressursgrunnlag og økonomi. Dersom Oljedirektoratet er usikker på det faglige grunnlaget som presenteres av operatøren, gjennomfører det i noen tilfeller egne studier. Det valgte konseptet går deretter inn i forprosjekteringen og modnes fram til en investeringsbeslutning.

I stortingsproposisjonen eller den kongelige resolusjonen der PUD legges fram for behandling, beskrives utbyggingsløsningen som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut, med unntak for mindre utbygginger, der det ikke foreligger reelle alternativer. Rettighetshaverne redegjør i konsekvensutredningen for valg av utbyggingskonsept. Alternative utbyggingsløsninger, som ikke er valgt av rettighetshaver og som er av en betydelig lavere modenhetsgrad, er bare unntaksvis beskrevet. I dokumentene blir det ikke videre redegjort for myndighetenes underliggende vurderinger av den valgte løsningens fleksibilitet. Det blir heller ikke konkretisert hvilke fordeler én

37) Brev fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 17. november 2014.

utbyggingsløsning vil ha framfor en annen med hensyn til økonomi eller ressurser. Olje- og energidepartementet opplyser at det ikke er hensiktsmessig å beskrive dette i disse dokumentene.

Myndighetene kan godkjenne utbyggingsplanen, godkjenne utbyggingsplanen på vilkår eller ikke godkjenne planene for det framlagte utbyggingskonseptet. Olje- og energidepartementet viser til at det viktigste er å beskrive egenskapene ved det konseptet som det søkes godkjennelse for og at det framlagte konseptet ivaretar hensynene til god ressursforvaltning og god samfunnsøkonomi innenfor rammene av HMS, det ytre miljø, andre brukere av havet og øvrige samfunnshensyn.[38] Departementet ser det normalt ikke som hensiktsmessig å beskrive utbyggingskonsepter som er lagt bort underveis, og derfor ikke er definert fram til PUD-kvalitet, i dokumentet for myndighetsbeslutning. Dersom departementet ikke skulle finne det omsøkte konseptet akseptabelt, ville departementet i praksis ikke kunne godkjenne PUD.

En del utbyggingsplaner for mindre funn i nærheten av eksisterende infrastruktur redegjør i mindre grad for alternative utbyggingsløsninger. Årsaken er at andre utbyggingsløsninger enn undervannsanlegg ikke vurderes som hensiktsmessig for disse feltene. Disse utbyggingene er, i Statoils terminologi, kalt hurtigutbygginger. I hurtigutbyggingene er de to første prosjektfasene slått sammen fordi det ikke vurderes som nødvendig å studere mange alternative utbyggingsløsninger grundig; og utbyggingen baseres på standardiserte løsninger. Dette gjelder blant annet Vigdis Nordøst som er et mindre funn bygd ut og koplet til eksisterende infrastruktur på Vigdis.

Oljedirektoratet opplyser at det for å kunne påvirke en utbygging på en hensiktsmessig måte, enten det gjelder selve utbyggingsløsningen eller alternativer for samordnet utbygging, må formidle innspill allerede før en beslutning om videreføring er fattet, se faktaboks 5. Etter at konseptvalget er gjort, vil det være begrenset rom for at operatøren endrer foreslått løsning vesentlig uten at det påløper store ekstrakostnader og forsinkelser i prosjektgjennomføringen. Også en operatør i feltutvalget understreker at det er viktig med dialog med myndighetene og formidling av forventninger og krav på et tidlig tidspunkt. Saksmappegjennomgangen viser, og intervju med operatørene bekrefter, at det i forbindelse med utbyggings- og videreutviklingsprosjekter er løpende dialog mellom Oljedirektoratet og operatører.

Gjennomgangen av PUD-dokumenter som legges fram for godkjennelse for feltene i utvalget viser at utbyggingsløsningene har blitt støttet av myndighetene. Dokumentasjonen viser at Oljedirektoratet gjør de tekniske vurderingene av de framlagte løsningene, mens Olje- og energidepartementet hovedsakelig vurderer de økonomiske og juridiske forholdene ved utbyggingene.

Olje- og energidepartementet opplyser at det støtter seg på Oljedirektoratets faglige vurderinger. Det påpeker at rettighetshaverne og myndighetene i mange tilfeller kan gjøre forskjellige vurderinger av lønnsomheten av ulike utbyggingsløsninger. Departementet kan stille vilkår ved godkjennelse av PUD. Dersom det på et senere tidspunkt gjøres endringer i godkjent PUD, og departementet godkjenner endringene, eller dersom departementet krever ny eller endret PUD, kan det også stille nye vilkår. Saksmappegjennomgangen av de ti feltene i utvalget viser at departementet ikke stiller vilkår om framtidig drift, men i noen tilfeller krever utredninger, for eksempel vurdering om utbygging av gjenværende ressurser og bruk av kraft fra land.

38) Brev fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 17. november 2014.

Det går fram av saksmappegjennomgangen at den valgte løsningen vanligvis er avhengig av størrelsen på forekomsten og antall planlagte brønner. For utbygginger med mange brønner velger operatøren ofte en utbyggingsløsning med fast innretning, mens ved ti eller færre brønner velger operatøren som regel en undervannsløsning. I flere av de gjennomgåtte planene framgår det at det dreier seg om valg mellom undervannsløsning og egen produksjonsinnretning. I noen av tilfellene velger operatøren å kombinere produksjonsinnretningen med en undervannsløsning.

Oljedirektoratet opplyser at det prøver å påvirke operatøren til å velge løsninger med mulighet for flere brønner, fordi behovet ofte viser seg å bli større enn det operatøren foreslår i sin utbyggingsløsning. Direktoratet opplyser videre at enkelte rettighetshavere velger en enkel utbyggingsløsning for å få de lettest tilgjengelige ressursene opp raskt. I et mer langsiktig perspektiv kan det for eksempel være mest lønnsomt å gjennomføre enkelte tiltak i forbindelse med utbyggingen i stedet for senere i produksjonsfasen. Selskapene er imidlertid vanligvis konservative i sine ressursanslag i PUD, og det kan redusere viljen til å tenke langsiktig når det gjelder investeringer. For Oljedirektoratet er det derfor viktig å få fram eventuelle fordeler ved valg av plattform eller undervannsinstallasjon for å kunne ivareta gevinstmuligheter i et langsiktig perspektiv.

Tilgang på borerigg er en forutsetning for prosjektgjennomføring. Produksjonsinnretninger uten fast borerigg, for eksempel undervannsinnretninger, er avhengig av å leie inn rigg både for å bore, vedlikeholde og stenge ned brønner, og for å utforske utvinningstillatelsen videre. I stortingsproposisjonen eller den kongelige resolusjonen som behandler PUD er ikke operatørens vurdering av rigg tydeliggjort. For én PUD beskrives riggsituasjonen som en risiko ved utbyggingen. I PUD beskriver vanligvis operatørene riggløsningen kort, sammen med presentasjon av plan for boring. Antall planlagte brønner, forekomstens utstrekning, utbyggingsløsningens rekkevidde og boreplaner er faktorer som påvirker valg av riggløsning. For nye utbygginger velges vanligvis innleid rigg. Ingen av de utbyggingene som har blitt gjennomgått, beskriver planer om å investere i en fast rigg i forbindelse med utbyggingen, men for noen av forekomstene planlegges det bruk av fast rigg som tilhører hovedfeltet. Det framgår av dokumentasjonen at for en del av de eldre installasjonene har fast rigg vært løsningen ved opprinnelig utbygging og tidligere utviklingsprosjekter på feltet.

Olje- og energidepartementet opplyser at Oljedirektoratet nå følger opp riggspørsmålet fortløpende i forbindelse med alle nye selvstendige utbygginger, og at det i revidert PUD-/PAD-veileder vil bli presisert at rettighetshavergruppen skal vurdere fast rigg i utbyggingsplanene.

Utvinningsstrategi og tiltak for økt utvinning

Ifølge PUD-veilederen bør metoder for økt utvinning sammenlignet med basisforutsetningene omtales, og det også bør tas med en plan for eventuelle studier av slike metoder. Den valgte utvinningsstrategien for feltet skal beskrives. Den bør omfatte alle kortsiktige og langsiktige planer og tiltak som har innflytelse på utvinningen.

Olje- og energidepartementet opplyser at PUD-dokumentasjonen fra operatørene inkluderer omfattende og grundige tekniske rapporter om undergrunnen, brønner og innretninger.[39] Det er Oljedirektoratet som med sin tekniske kompetanse gjennomgår utbyggingsplanen, herunder utvinningsstrategi og tiltak for økt utvinning. Direktoratet vil i sin innstilling til departementet kvittere ut at den beskrevne utvinningsstrategien i PUD tilfredsstiller myndighetenes krav, eventuelt at det bør stilles vilkår til godkjennelsen. Oljedirektoratet påpeker at det vurderer utvinningsstrategi ved alle

39) Brev fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 17. november 2014.

utbyggingsplaner, og utfordrer også operatørene til å vurdere alternative utvinningsstrategier. Dette arbeidet legger grunnlaget for vurderingen som leveres til Olje- og energidepartementet.

Gjennomgangen av stortingsproposisjonen eller kongelig resolusjon av PUD for felt i utvalget viser at beskrivelsen av utvinningsstrategien er kortfattet. Dokumentene beskriver hvordan produksjonen skal foregå, og skisserer også kort når feltets produksjon vil nå høyest produksjon. I noen tilfeller viser dokumentasjonen at myndighetene vurderer om utbyggingsløsningen vil være egnet til å gjennomføre tiltak for økt utvinning. Myndighetene er ved tidspunkt for framleggelse av PUD vanligvis omforent med operatøren om utvinningsstrategi. Det går ikke fram av Stortingsproposisjonen eller kongelig resolusjon av PUD for felt i utvalget hvilke vurderinger Olje- og energidepartementet gjør om utvinningsstrategien, eller om departementet tar eventuelle forbehold om endrede forutsetninger, for eksempel ved ny kunnskap basert på driftserfaring. Olje- og energidepartementet opplyser at det ved behandling av PUD ved flere tilfeller har stilt vilkår om at det blir gjort en ny vurdering av utvinningsstrategi etter at det er innhentet produksjonserfaring.[40]

Gjennomgangen viser at det for nyere utbyggingsløsninger er planlagt med vanninjeksjon som en del av utvinningsstrategien. For felt med endret PUD planlegges vanninjeksjon som et tiltak som skal bidra til å øke utvinningsgraden. I prosjekter der vanninjeksjon ikke vurderes, planlegges ofte gassinjeksjon. IOR-prosjektene innebærer vanligvis valg av kjent teknologi. Endret PUD for Tordis er et eksempel på et IOR-prosjekt som myndighetene betrakter som et teknologiprosjekt med høyere risiko, der det delvis tas i bruk ny teknologi. For noen utbygginger gjøres det også studier, for eksempel på CO_2-injeksjon. I slike tilfeller har myndighetene signalisert at de ønsker å følge opp studiene.

Olje- og energidepartementet opplyser at det har mulighet til å stille vilkår ved godkjennelse av PUD/endret PUD, og at Oljedirektoratet vurderer behovet skjønnsmessig fra sak til sak. Det er mest hensiktsmessig og vanlig praksis at Oljedirektoratet fremmer sine innspill til rettighetshaverne tidligere i prosjektet i god tid før PUD innleveres slik at disse innspillene kan inkluderes i selskapenes planer. Saksmappegjennomgangen av feltene i feltutvalget viser at det bare ved endret PUD for Ringhorne Øst ble stilt vilkår om utredning av vanninjeksjon for å øke utvinningen.

5.5.2 Endringer i utbyggingen i driftsfasen: endret PUD og fritak fra PUD

Departementet skal underrettes om og godkjenne vesentlige avvik eller endring av forutsetningene for framlagt eller godkjent plan og vesentlige endringer av innretningene. Departementet kan kreve framlagt ny eller endret plan for godkjennelse. Rettighetshaverne legger fram endret PUD når de ønsker å gjennomføre et prosjekt som ikke dekkes av eksisterende PUD. Saksmappegjennomgangen av de ti feltene i utvalget viser at det er operatøren som tar initiativet til å søke om endret PUD. Olje- og energidepartementet opplyser at dersom det gjøres endringer i godkjent PUD og departementet godkjenner slike endringer eller krever ny eller endret PUD, kan departementet også stille nye vilkår.

Gjennomgangen viser at søknadene om endret PUD vanligvis inneholder planer om utvidelse av et felt, med innlemming av tilleggsforekomster, boring av nye brønner eller ombygging av eksisterende installasjoner. I enkelte av søknadene er imidlertid hovedhensikten å opprettholde eller forbedre produksjonen for å forlenge levetiden på feltet – et eksempel her er IOR-prosjekt på Tordis. Målet for de fleste prosjektene som krever endret PUD, er å øke utvinningen. Myndighetene er ofte opptatt av betydningen

40) Brev fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 17. november 2014.

av å velge løsninger og utvinningsstrategier som opprettholder trykket i reservoarene. For Troll-feltet avviste myndighetene en søknad om endret PUD for gassutvinning fordi det ville gå på bekostning av framtidig oljeutvinning. For endret PUD som gjelder innlemming av et nytt funn på feltet i eksisterende infrastruktur, viser gjennomgangen at det gir økonomiske besparelser ved å koble nye brønner opp mot produksjonsplattformen og feltet som allerede er der.

Endret PUD beskriver, i likhet med PUD, vanligvis planlagte tiltak for å øke utvinningen eller oppstart av produksjon fra nye forekomster. For en del av de gjennomgåtte dokumentene for felt i utvalget gir denne beskrivelsen også informasjon om hvordan operatørene planlegger å fortsette driften. Det er i stortingsproposisjon eller kongelig resolusjon der endret PUD legges fram gjengitt hvor mye utvinningen vil øke som følge av endringen, basert på operatørens produksjonsprofiler for prosjektet, men utvinningsstrategien eller eventuelle forventninger og forbehold fra myndighetene beskrives ikke.

Fritak fra PUD er først og fremst aktuelt i forbindelse med utbygging av mindre forekomster som kan nås med brønn fra eksisterende innretninger på felt med godkjent PUD. Operatøren må fortsatt sende inn en søknad som godtgjør grunnlaget for fritak, med tekniske og økonomiske vurderinger som kan etterprøves av myndighetene. Når det gjelder utbygging av mindre tilleggsforekomster nær felt i drift, gir myndighetene vanligvis fritak fra PUD fordi forekomsten befinner seg innenfor eksisterende utvinningstillatelse og krever få eller ingen modifikasjoner på eksisterende installasjoner.

5.6 Samordning av petroleumsforekomster

Ved utbygging av felt, modifisering for videre drift eller innfasing av nye funn til eksisterende innretninger, kan rettighetshaverne for flere utvinningstillatelser gå sammen om felles eller delvis felles løsninger for forekomster, innretninger og infrastruktur. Samordnet utbygging og drift kan bidra til å redusere kostnader for de involverte utvinningstillatelsene og på den måten bidra til økt samfunnsøkonomisk lønnsomhet og bedre utnyttelse av ressursene.

Partene må inngå kommersielle avtaler som beskriver kostnads- og inntektsdeling, tariffer, kompensasjon, forhold til andre parter og tilgang til infrastruktur og installasjoner. Det finnes ulike grader av samordning:

- Unitisering: Dersom en forekomst strekker seg over flere blokker som ikke har samme eier, skal rettighetshaver søke å oppnå enighet om den mest rasjonelle samordning av petroleumsvirksomheten i tilknytning til petroleumsforekomsten og om fordeling av forekomsten. Avtalen vil normalt regulere den enkelte rettighetshavers andel av forekomsten, hvem som skal være operatør for det unitiserte feltet, regler om fordeling av kostnader til utbygging og drift, stemmeregler, utbyggingsløsning, produksjonsprofil mv. Myndighetene skal godkjenne unitiseringsavtaler. Dersom partene ikke blir enige, kan departementet bestemme hvordan samordningen skal foregå, herunder fordele forekomsten.
- Samordnet virksomhet ved utbygging eller modifisering av utbyggingsløsninger: Partene samarbeider i varierende omfang om utbyggingen.
- Tredjepartstilknytning: Andres bruk av innretninger til utvinning, transport eller utnyttelse av petroleum er regulert gjennom *forskrift om andres bruk av innretninger,* se faktaboks 6.

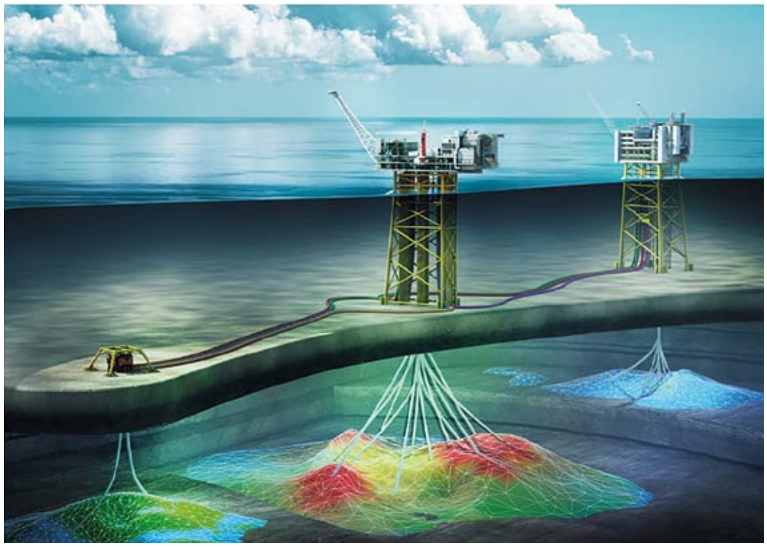
5.6.1 Samordnet utbygging av felt

I forbindelse med nye utbygginger skal operatørene vurdere samordningsløsninger som kan bidra til samfunnsøkonomisk gevinst og bruk av eksisterende infrastruktur. Olje- og energidepartementet opplyser at det vanligvis ikke bør være nødvendig at departementet pålegger områdeløsninger og -samarbeid. Selskapene har insentiver til selv å finne løsninger og utnytte de økonomiske samordnings-/samarbeidsgevinstene. I noen tilfeller tar Olje- og energidepartementet og/eller Oljedirektoratet likevel initiativet til å få på plass et samarbeid. Departementet har hjemmel for å bestemme hvordan samordnet virksomhet skal foregå dersom partene ikke kommer til enighet innen rimelig tid og/eller hensynet til forsvarlig ressursforvaltning tilsier at det er nødvendig at det griper inn. Én sentral operatør opplyser i intervju at rettighetshaverne er mest opptatt av enkeltfelt, og at samordning først og fremst utløses av pålegg fra myndighetene.

Olje- og energidepartementet opplyser at det, i tillegg til at utvinningstillatelsene har forskjellige rettighetshavere, er en praktisk utfordring for å få realisert potensielle samordningsgevinster at utbyggingsprosjektene har ulik modenhet og planlegges bygd ut på forskjellige tidspunkter. Fordeling av en forekomst er et kommersielt forhold mellom rettighetshaverne som har den nødvendige kompetansen om forekomsten.[41] Myndighetene er tilbakeholdne med å gripe inn i slike kommersielle forhandlinger. Kostnadene ved å utsette en utbygging i påvente av en samordning med andre funn kan være betydelige og må veies opp mot gevinstene ved en eventuell samordning.[42]

Saksmappegjennomgangen viser at det for felt med samme eierstruktur og operatør kan være viktig for operatøren å velge en utbyggingsløsning som legger til rette for innfasing av og samordning med senere utbygginger. Det er tilfellet for utbyggingen av Balder-feltet, med påfølgende utbygginger av Ringhorne og Ringhorne Øst.

Imidlertid viser saksmappegjennomgangen også at det kan være vanskelig for felt med ulik eierstruktur å få på plass gode samordningsløsninger. Det gjelder eksempelvis ved utbyggingen av feltene Edvard Grieg og Ivar Aasen der Oljedirektoratet i 2010 vurderte at en samordning av utbyggingen ville gi samfunnsøkonomiske gevinster. Saksmappegjennomgangen dokumenterer arbeidet som myndighetene gjorde for å bidra til at en samordning skulle bli realisert. I 2012 inngikk partene avtale om delvis samordning med felles prosesseringsløsning for de to feltene.



Illustrasjon av samordnet utbyggingsløsning for Ivar Aasen, Hanz og Edvard Grieg.

Illustrasjon: Det norske oljeselskap ASA

41) Brev fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 20. desember 2013.
42) Brev fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 17. november 2014.

5.6.2 Tilknytning av nye funn til eksisterende innretninger

Oljedirektoratet opplyser at samordningsutfordringer ofte oppstår ved funn i modne områder der undervannsinstallasjoner skal knyttes til eksisterende innretninger, og der det er behov for å forhandle fram kommersielle avtaler. Her er *forskrift om andres bruk av innretninger,* også kalt tredjepartsforskriften, et viktig virkemiddel, se faktaboks 6.

Faktaboks 6 *Forskrift om andres bruk av innretninger* (tredjepartsforskriften)

Forskriften regulerer avtaler om andres bruk av innretninger til utvinning, transport og utnyttelse av petroleum, og skal sikre effektiv bruk av innretninger og insentiver til utvinning og god ressursforvaltning. Bruk kan blant annet omfatte

- boring av brønner
- tilknytning og styring av undervanns produksjonssystem
- injeksjon av vann og gass
- prosessering og transport
- oljelagring og bøyelasting
- tilgang til kraft, inspeksjon og vedlikehold

Prinsipper for andres bruk av innretninger:

- Bruker har rett til å benytte en rettighetshavers innretning.
- Fortjenesten skal i hovedsak tas ut på felt, men eiers insentiver skal ivaretas.
- Eier plikter å informere om kapasitetsoversikt og muligheter for utvidelse.
- Eier skal besvare forespørsel om bruk av innretning innen rimelig tid.
- Eier kan legge vekt på at bruk ikke skal fortrenge kapasitet for egen eller andres virksomhet på innretningen.
- Eier skal legge til rette for tilleggskapasitet så vidt som mulig, men opplyse om kostnader knyttet til dette.

Forhandlinger og avtale:
Forskriften regulerer forhandlinger mellom partene. Bruker har opplysningsplikt til departementet, og forhandlende parter skal lage en framdriftsplan for forhandlingene.

Partene avtaler tariffer og vilkår for bruk av innretningen. Eier kan kreve tariffer og vilkår for

- driftsutgifter påført eier ved bruk av innretningen
- tidligere påførte driftsutgifter for å opprettholde kapasitet utover eget behov for framtidig tredjepartsbruk
- nye investeringer på grunn av brukers bruk av innretning
- eventuelle tidligere investeringer i tilleggskapasitet for tredjepartsbruk, herunder risiko for at kapasiteten ikke blir benyttet; dette gjelder ikke hvis avkastning på investeringer i den eksisterende innretningen er oppnådd
- kompensasjon for tapt inntekt, herunder tapt eller utsatt produksjon

Departementet kan fastsette tariffer og andre vilkår for å sikre at prosjekter blir gjennomført ut fra hensyn til ressursforvaltning.

Kilde: *Forskrift om andres bruk av innretninger*

Dersom en PUD medfører andres bruk av innretninger, skal det normalt legges fram en beskrivelse av disse, inkludert en beskrivelse av nødvendige modifikasjoner som følge av tilknytningen. Det må være framforhandlet en avtale med tariff før søknad sendes inn.[43] Saksmappegjennomgangen av felt i utvalget viser at utviklingen av nye funn og forekomster i en rekke tilfeller strander på grunn av manglende resultater i

43) Fra *Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD)* (februar 2010), Oljedirektoratet.

forhandlinger om tilknytning til større vertsfelt. I mange tilfeller kan dette skyldes manglende kapasitet på vertsplattform eller behov for dyre modifikasjoner som bruker ikke har råd til. Det framgår også at det er tilfeller der det er vanskelig for partene å enes om tariffnivået eller andre vilkår for bruk.

De fleste operatørene i feltutvalget mener at tredjepartsforskriften gir få insentiver til å investere i tilleggskapasitet og å legge til rette for tredjepartstilknytning. Forskriften fastsetter at lønnsomheten skal ligge hos ressurseieren, og at infrastruktureieren bare blir kompensert for økte kostnader. Flere av operatørene mener at forskriften bør endres for felt i senfase slik at regelverket skaper insentiver for begge parter. Petoro opplyser at prinsippet om at brukeren skal komme inn på marginalkostnad, er en utfordring på modne felt.

Petoro viser til at forhandlinger om tredjeparts bruk av innretninger er vanskelige, fordi spørsmål om levetid og tekniske problemstillinger kan endre seg underveis. Fordi tredjepartsforskriften er relativt ny, er det usikkerhet om hvordan den skal tolkes, og selskapene tester ut tolkningsrommet ved å klage til Olje- og energi-departementet.

Oljedirektoratet bekrefter at flere rettighetshavere har problemer med å håndtere tredjepartsforskriften. Eieren av vertsplattformen skal være åpen om hvilken kapasitet plattformen har, men en del selskaper opplever at de ikke får den informasjonen de trenger når de ønsker å knytte seg til vertsplattformer. Operatørene for mange av de mindre feltene mangler kunnskap om hvordan de kan gå fram, hvilke andre aktører de konkurrerer mot, og hvilken kapasitet vertsplattformen har. Oljedirektoratet opplyser at det

- veileder rettighetshavere om regelverket
- tar behov for endring i regelverket opp med departementet dersom det fra et ressurs-forvaltningsperspektiv er eller vil være grunnlag for endringer
- publiserer avtalene på sin hjemmeside på internett
- bistår departementet når eventuelle tvistespørsmål bringes opp til departementet for avklaring

Oljedirektoratet framhever at mer åpenhet kan bidra til bedre prosesser. Oljedirektoratet opplyser i intervju at det i enkelte tilfeller har tatt opp med departementet avtaler hvor kompensasjon og betingelsene ellers tilsynelatende har virket urimelige vedrørende tilknytning til vertsinnretning. Slike initiativ har i noen tilfeller bidratt til at partene er bedt om å ta opp igjen forhandlingene med sikte på bedre tilpassede betingelser før for eksempel en PUD kan godkjennes.

Olje- og energidepartementet opplever at tredjepartsforskriften fungerer etter hensikten fordi den forhindrer monopolistisk markedsmakt hos vertsfeltet og gir mindre felt tilgang til eksisterende infrastruktur. I 2012 ble forskriften revidert fordi departementet opplevde at uenigheter i forhandlingene ofte omfattet de samme temaene, og at olje-selskapene tolket forskriften på ulik måte. Endringen innebar blant annet at det ble gitt klare rammer for fastsettelse av de tariffene og vilkårene for øvrig som eieren kan kreve av brukeren.

Olje- og energidepartementet mener at prinsippet i forskriften om at den som knytter seg til vertsfeltet, bare skal betale for tilleggskostnader, er hensiktsmessig. Departementet utelukker likevel ikke at driftskostnadsdeling kan være hensiktsmessig ut fra et ressursforvaltningsperspektiv i situasjoner der vertsfeltet er i sluttfasen og produksjonen har falt til et lavt nivå. Tariffer og andre vilkår kan derfor i særlige tilfeller avvike fra

forskriften dersom eieren og brukeren er enige om dette. Departementet opplyser at forskriften ikke er til hinder for at driftskostnadsdeling kan avtales i senfasen.[44]

5.7 Produksjonstillatelse i driftsfasen

Operatørene får i løpet av driftsfasen mer erfaring med reservoaret og innretningene. Olje- og energidepartementet opplyser at operatørene endrer produksjonsprofilen tilsvarende i de årlige rapportene som sendes sammen med søknader om produksjonstillatelse.[45] Produksjonstillatelsene er viktige, formelle milepæler for å sikre myndighetene kontroll og innflytelse over produksjonen og oppmerksomheten til selskapene. Rettighetshaverne diskuterer i den løpende dialogen med Oljedirektoratet utviklingen i produksjonen av feltene, og Oljedirektoratet gir sine vurderinger til rettighetshaverne. Rettighetshaverne utformer sine produksjonstillatelser blant annet basert på denne dialogen og vil ikke søke om produksjonstillatelse for noe de ikke kan regne med å få godkjent.

I tilfeller der et felts utvinningsstrategi avviker fra PUD og påvirker den langsiktige produksjonen fra feltet, for eksempel ved behov for injeksjon, kompresjon eller lavtrykksproduksjon, kan det være behov for at rettighetshaverne leverer en ny eller endret PUD. Slike endringer i utvinningsstrategi behandles ikke i produksjonstillatelsene.

Departementet tildeler produksjonstillatelser årlig etter søknad fra rettighetshaverne. Vilkårene for produksjonstillatelsen kan ikke gå lenger enn de forutsetningene som er beskrevet i PUD, som beskriver produksjonsprofilen som på utbyggingstidspunktet ble utformet for feltets levetid, med mindre nye opplysninger om forekomsten eller andre forhold tilsier noe annet.

Saksmappegjennomgangen viser at produksjonstillatelsen vanligvis ikke brukes som et aktivt virkemiddel for å påvirke utvinningsstrategien. Olje- og energidepartementet tildeler, etter å ha konsultert Oljedirektoratet, som regel produksjonstillatelsen uten å stille vilkår.

Et unntak er Troll-feltet, der avveiningen mellom olje- og gassproduksjon er viktig for å sikre utvinningen av oljereservene i feltet. I felt som har en gassforekomst som ligger over oljen, er det avgjørende å utnytte denne trykkstøtten og utvinne oljeressursene først for ikke å risikere at oljen forsvinner i formasjonen. Rettighetshaveren kan også skaffe seg gass til trykkstøtte fra andre felt. Olje- og energidepartementet har i ett tilfelle tildelt produksjonstillatelsen på Troll med vilkår om reservoarutredninger.

Troll-feltet inneholder om lag 40 prosent av gassreservene på norsk sokkel, men også betydelige oljereserver. Utvinning av oljereservene er avhengig av at trykket i reservoaret opprettholdes. Produksjonstillatelsen på Troll avveier olje- og gassproduksjonen for å unngå at uttaket av gass svekker oljeutvinningen.

Foto: Øyvind Hagen – Statoil ASA

44) Brev fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 17. november 2014.
45) Ibid.

Departementet gir produksjonstillatelsen i henhold til mengder petroleum som er angitt i operatørens søknad, og dette skal være i samsvar med mengdene som er oppgitt i RNB-rapporteringen. Ved en antatt produksjonsoverskridelse eller -reduksjon for væske på 10 prosent eller mer gjennom perioden, skal ny søknad så snart som mulig sendes departementet. Dersom kontrollerte utslipp av gass avviker fra de rammer som er gitt i departementets tillatelse, skal ny søknad sendes departementet så snart som mulig. Slike søknader er ofte begrunnet med lavere produksjonsvolumer som følge av produksjonsproblemer og innvilges som regel.

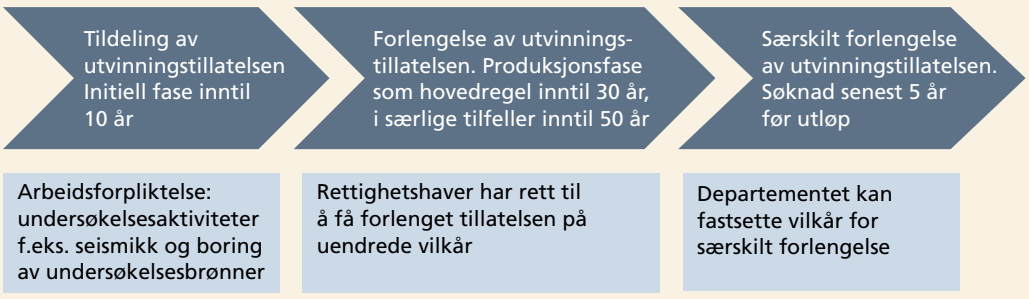
Oljedirektoratet opplyser at det vurderer om søknaden om produksjonstillatelse ivaretar godkjent utvinningsstrategi og godkjente injeksjonsvolumer for feltet, og om det skal knyttes vilkår til tillatelsen. Operatørens årlige rapportering gir Oljedirektoratet informasjon om hva som bør følges opp i produksjonstillatelsen. Direktoratet mener at det derfor kunne ha vært hensiktsmessig om det hadde blitt delegert myndighet for tildeling av produksjonstillatelsen.

Det har ikke vært vanlig å kreve økt uttak av petroleum fra et år til et annet. Departementet bekrefter at det normalt ikke stilles vilkår om dette, og at det foretrekker dialog med rettighetshaverne framfor formelt å gripe inn i operatørens produksjonsstrategi. Departementet anser denne praksisen som hensiktsmessig og vilkårsstillelse til godkjennelse av produksjonstillatelsen som et mulig virkemiddel dersom dialog ikke fører fram.

5.8 Særskilt forlengelse av utvinningstillatelsen

Konsesjonsperioden fastsettes normalt til 30 år. Når utløpet for konsesjonstiden nærmer seg, kan rettighetshaver søke om særskilt forlengelse. For investeringer der mye av gevinsten kommer etter utløpet av konsesjonsperioden, vil konsesjonsperiodens lengde og tvil rundt mulige endringer av eierfordeling kunne skape problemer i sluttfasen – der usikkerheten allerede er høy.[46] Samtidig gir tidsbegrenset konsesjonsperiode departementet mulighet til i større grad å stille vilkår for økt utvinning ved særskilt forlengelse av konsesjonsperioden. Figur 7 illustrerer utvinningstillatelsens varighet og myndighetenes mulighet til å stille vilkår.

Figur 7 Utvinningstillatelsens varighet og mulige vilkår



Kilde: Petroleumsloven

46) Olje- og energidepartementet (2010) *Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel*.

Rettighetshavere må søke om særskilt forlengelse av konsesjonsperioden senest fem år før tillatelsen utløper. Ved forlengelse av utvinningstillatelsen etter initiell periode ved oppfylt arbeidsprogram kan myndighetene ikke fastsette vilkår, mens det er tilfellet ved særskilt forlengelse av konsesjonsperioden.

Olje- og energidepartementet behandler søknader om særskilt forlengelse av utvinningstillatelsen på grunnlag av Oljedirektoratets vurdering. Saksmappegjennomgangen viser følgende:

- Rettighetshavere søker om særskilt forlengelse av utvinningstillatelsene for felt i produksjon i god tid før tillatelsene utløper.
- Myndighetene knytter utvidelsen av konsesjonsperioden til forpliktende planer om økt utvinning. For eksempel forlenget Olje- og energidepartementet tillatelsene for Gullfaks-feltet fram til 2036 med den forventningen at rettighetshaverne sikrer at lønnsomme prosjekter for økt utvinning blir besluttet og realisert. Forlengelsen av tillatelsene for Snorre-feltet er også gjort avhengig av at Snorre 2040-prosjektet formelt blir besluttet.
- Departementet innvilger i flere tilfeller et kortere tidsrom enn det omsøkte og tilstreber å samordne utløpsfristene for tillatelser i samme felt.
- Olje- og energidepartementet har i de senere årene ikke ønsket å forlenge utvinningstillatelsen lenge før søknadsfristen.
- Det er også eksempler på at operatøren får utsatt søknadsfristen for forlengelse av konsesjonsperioden med flere år i påvente av at operatøren avklarer videre utnyttelse av forekomsten.

Ekofisk-feltet ble oppdaget i 1969 og hadde en forventet utvinningsgrad på 17 prosent. I dag er forventet utvinningsgrad ca. 50 prosent. En rekke av de opprinnelige innretningene har blitt fjernet og erstattet av nyere anlegg. Plan for utbygging og drift av Ekofisk sør ble godkjent i 2011, og utvinningstillatelsen ble da forlenget til 2028. Feltet har betydelige gjenværende oljeressurser.

Foto: ConocoPhillips

De fleste operatørene i feltutvalget opplyser at Olje- og energidepartementet etter deres mening ikke bruker dette virkemiddelet hensiktsmessig, fordi usikkerhet om fortsatt eierskap utover konsesjonsperioden gjør det krevende å fatte langsiktige investeringsbeslutninger. En operatør nevner imidlertid at deres erfaring er at det hittil ikke har forekommet at en utvinningstillatelse som har kunnet vise til konkrete planer om videre utnyttelse, ikke har fått innvilget forlengelse. En annen operatør mener at

en kortere forlengelse enn omsøkt gjør det vanskeligere å markedsføre feltet som vertsplattform for tredjepartsressurser.

Oljedirektoratet opplyser at det avveier utvinningstillatelsens varighet ved viktige milepæler. Operatørene må i søknaden om særskilt forlengelse av utvinningstillatelsen kunne vise til planer for driften av feltet utover den nåværende konsesjonsperioden. Operatørene skal planlegge for hele feltets levetid. Direktoratet mener at rettighetshaverne kan være ganske sikker på at en søknad om forlengelse av utvinningstillatelsen går igjennom, men de har imidlertid ingen garanti for at det skjer. Rettighetshavernes ønske om lengre varighet av utvinningstillatelsen kan også være finansielt motivert.

Olje- og energidepartementet opplyser at forlengelsesperioden fastsettes etter en konkret vurdering i det enkelte tilfelle og kan blant annet være kortere enn omsøkt. Departementet legger særlig vekt på at rettighetshaverne dokumenterer at de fortsatt vil forvalte ressursene på en god måte. Departementet anser denne praksisen som hensiktsmessig for å få rettighetshaverne til å ta riktige beslutninger også i tiden før konsesjonstidens utløper. Hensynet til forutsigbarhet er ivaretatt med signaler om at en søknad om særskilt forlengelse kan forventes å bli innvilget dersom rettighetshaveren framlegger tilfredsstillende planer for fortsatt utvinning av ressursene.

5.9 Omsetning av andeler i utvinningstillatelser

Kjøp og salg av andeler i utvinningstillatelser er viktig for gjennomføringen av tiltak for økt utvinning, fordi nye andelseiere kan se muligheter til forlenget levetid og reduserte kostnader på eksisterende felt.[47] Annenhåndsmarkedet er derfor positivt og ønskelig i et ressursforvaltningsperspektiv, jf. Meld. St. 28 (2010–2011).

Andeler i utvinningstillatelser overdras gjennom handel eller bytte eller som følge av en rettighetshavers uttreden, oppkjøp eller fusjon av selskaper. En gjennomgang av Oljedirektoratets oversikt over kjøp, salg eller bytte av andeler i utvinningstillatelser viser at det er vanskelig å tallfeste nøyaktig aktiviteten i annenhåndsmarkedet fordi transaksjoner mellom selskaper innenfor samme konsern er inkludert i denne oversikten. Det er imidlertid ingen klar tendens til et mer aktivt annenhåndsmarked selv om antall utvinningstillatelser har økt. Overdragelser i produksjonsfasen har i de senere årene utgjort en større andel enn tidligere, da det var flest transaksjoner i initiell fase, dvs. før utbygging.

Olje- og energidepartementet viser til at ulike oljeselskaper vurderer potensialet og lønnsomheten ved senfaseproduksjon i olje- og gassfelt forskjellig, og i noen felt selger de opprinnelige rettighetshaverne sine andeler til selskaper som vurderer potensialet for videre drift som større. Disse aktørene kan ha andre oppfatninger om reservoaret, kostnadsutviklingen eller bruken av ny teknologi som de mener vil bidra til fortsatt lønnsom produksjon. Departementet viser til at det er oljeselskapene som på forretningsmessig grunnlag må vurdere om overdragelser og operatørskifte vil være gunstig med sikte på økt lønnsomhet. Departementet ser ikke noe ved dagens rammevilkår som er til hinder for et velfungerende annenhåndsmarked for utvinningstillatelser. Myndighetene kan imidlertid påvirke salg av utvinningstillatelser ved å endre rammevilkårene.

Operatører i feltutvalget ser det som viktig å ha handlekraftige interessentskap. Flere viser til at selskaper med stor portefølje i mindre grad har ressurser og kapasitet til å ha like god oppmerksomhet på feltutvikling i alle utvinningstillatelsene.

47) Olje- og energidepartementet (2010) *Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel*.

Det lovpålagte subsidiære ansvaret for avslutningskostnader nevnes av flere operatører som et hinder for større omsetning i annenhåndsmarkedet. Det at Statoil og staten har mange modne felt i sine porteføljer på norsk sokkel, blir også nevnt som et hinder i den forbindelse. Olje- og energidepartementet opplyser at denne ordningen er nødvendig for å sikre at staten ikke blir sittende med fjerningsansvaret.

Overdragelse og operatørskifte betinger departementets godkjennelse. I feltutvalget er det ingen tilfeller av at det er stilt krav i forbindelse med overdragelsen. Gjennomgangen viser at for ett felt i utvalget har salg av andeler og operatørskifte bidratt til mer effektiv drift og sannsynligvis forlenget levetid. Departementet trekker fram to andre eksempler der omsetning av andeler og skifte av operatør har vist seg å være hensiktsmessig.

5.10 Feltavslutning

5.10.1 Avslutningsplaner

Petroleumsloven forplikter rettighetshavere til å legge fram en avslutningsplan før utvinningstillatelsen utløper eller oppgis eller bruken av innretning endelig opphører, generelt tidligst fem eller senest to år før det skjer. En avslutningsplan skal omfatte forslag til fortsatt produksjon eller nedstengning og tilhørende disponering av innretninger. Når et felt kun har 2–5 år igjen å produsere, er rettighetshaverne opptatt av å gjennomføre alle tiltak som kan bidra til å forlenge den lønnsomme produksjonen fra feltet ved for eksempel lavere driftskostnader og nye boremål, samtidig som økonomien i feltet ikke vil være lønnsom nok til å gjennomføre nye store investeringer. Oljedirektoratet opplyser at avslutningsplanene i hovedsak er disponeringsplaner med en siste utsjekk av ressursforhold på feltet. En systematisk vurdering av forlenget levetid og optimal drift i halefasen må etter direktoratets mening gjøres på tidligere tidspunkt i driftsfasen. Dette er en sentral del av Oljedirektoratets oppfølging av drift og videreutvikling av olje- og gassfeltene, samt rettighetshavernes arbeid.

Saksmappegjennomgangen viser at operatøren er i kontakt med departementet og Oljedirektoratet før avslutningsplanen blir sendt inn. Operatøren dokumenterer overfor direktoratet mulighetene for videre utvikling av gjenværende ressurser etter at innretningene har blitt nedstengt. Oljedirektoratet vurderer avslutningsplanen, inkludert de tekniske og ressursmessige mulighetene som feltet fortsatt har, og gir sin anbefaling til departementet. Et eksempel er Glitne-feltet, som ble ansett som et marginalt felt, og som hadde levert en avslutningsplan samtidig med PUD. Boring av nye brønner økte imidlertid reservene underveis og forlenget feltets levetid. Olje- og energidepartementet godkjente i 2013 en ny avslutningsplan fordi feltet ikke lenger var lønnsomt og operatøren anså ytterlige tiltak for økt utvinning som urealistisk og potensialet i nærliggende prospektmuligheter som for lite. En gjennomgang av flere avslutningsplaner viser at avslutningsplanens disponeringsdel i hovedsak handler om fjerning av de nedstengte innretningene og i liten grad synliggjør forutsetningene for fortsatt produksjon eller gjenopptakelse av produksjonen på et senere tidspunkt.

Avslutningsplanen for Glitne ble godkjent i 2013. Ulike tiltak for økt utvinning har bidratt til å forlenge feltets levetid utover forventet levetid på tre år.

Foto: Øyvind Hagen – Statoil ASA

Godkjennelse av avslutningsplanen stiller ikke vilkår om periodisk revurdering av ressursene dersom arealet ikke tilbakeleveres. Olje- og energidepartementet opplyser at departementet ikke vurderer det som hensiktsmessig at rettighetshavergruppen som har besluttet å stenge ned produksjonen på et felt, også skal utrede mulighetene for gjenopptakelse av produksjonen.[48] Slike vurderinger må gjøres av en eventuell ny rettighetshavergruppe som vurderer å gjenoppta produksjonen fra feltet. Etter nedstenging og disponering av innretningene på et felt leveres erfaringsmessig arealet tilbake til staten. Arealet kan deretter legges ut i forbindelse med nye tildelinger i forhåndsdefinert areal (TFO).

5.10.2 Restpotensialet i nedstengte felt

Oljedirektoratets anslag over nedstengte oljefelt i Nordsjøen og saksmappegjennomgangen viser at enkelte nedstengte felt har betydelige gjenværende ressurser, det gjelder for eksempel Yme og Frøy. Yme er det første feltet som er forsøkt bygd ut på nytt etter å ha vært stengt ned fordi den tidligere rettighetshaveren ikke lenger vurderte driften som lønnsom.[49] Gjenværende ressurser for de andre nedstengte feltene er kategorisert i ressursklasse 6, dvs. i klassen for felt med liten sannsynlighet for utvinning.

Oljedirektoratet opplyser at volumene ofte er for små til at de betraktes som økonomisk lønnsomme ved nedstengningstidspunktet. Direktoratet kan pålegge rettighetshaverne å utrede utvinningsmuligheten. Det gjøres vanligvis i forbindelse med utbyggings-/videreutviklingsprosesser i området. Saksmappegjennomgangen viser at direktoratet i forbindelse med avslutningsplanen for Glitne ba operatøren om å utrede om restproduksjon kunne utvinnes fra et annet felt. Gjennomgangen viser også at gjenværende ressurser i for eksempel de nedstengte feltene Albuskjell og Vest Ekofisk i 2007 ble betegnet som betydelige, og at Oljedirektoratet forventer at det skal arbeides videre med disse.

48) Brev fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 17. november 2014.
49) Oljedirektoratet (2013) *Fakta 2013 Norsk petroleumsverksemd*.

I intervju med operatører i feltutvalget med erfaring fra avslutningsplaner gis det uttrykk for at myndighetene er konstruktive og fleksible når det gjelder tidspunkt for innsendelse av avslutningsplan. Operatørene opplever at myndighetene har god innsikt i gjenværende ressurser. Partene har felles interesse av at mest mulig av ressursene tas ut før innretningene blir nedstengt.

Staten har hittil ikke benyttet seg av retten til å overta faste innretninger når tillatelsen utløper, oppgis eller tilbakekalles, eller når bruken endelig opphører.

6 Oljedirektoratets oppfølging av feltutbygging og drift

Olje- og energidepartementet har lagt vekt på at Oljedirektoratet skal arbeide for effektiv ressursforvaltning, jf. tildelingsbrevene for perioden 2006–2014. Direktoratet skal

- følge opp at utbygging og uttak av petroleum skjer på en forsvarlig måte
- være en pådriver for kostnadseffektive områdeløsninger
- synliggjøre muligheter for økt utvinning og være en pådriver for at tiltak blir realisert
- følge opp utbygging av tidskritiske ressurser

Det er om lag 250 utvinningstillatelser i driftsfase eller utvidet driftsfase i 2014 og om lag 300 i letefase.[50] I 2006 var det 289 aktive utvinningstillatelser. Antall rettighetshavere på norsk sokkel har økt fra 39 til 58 i perioden fra 2006–2014, og antall operatørselskaper har økt fra 29 til 38.[51]

I driftsfasen har Oljedirektoratet hovedansvar for å følge opp feltene og eventuelle vilkår som er gitt i utbyggingsvedtaket.[52] I tilfeller der direktoratet identifiserer utfordringer eller muligheter for økt verdiskapning som ikke følges opp av operatøren og rettighetshaverne, kan direktoratet for eksempel etterspørre tekniske studier for å belyse alternative løsninger, ta initiativ til dialog mellom felt med mulige samordningsgevinster eller gi råd til departementet om å kreve en feltrapport.

6.1 Prioritering av felt og ressursbruk

Olje- og energidepartementet har gjennom tildelingsbrevene for 2013 og 2014 bedt Oljedirektoratet om å prioritere oppfølging av de største oljefeltene i moden fase. Direktoratet opplyser at det prioriterer noen utvalgte felt for oppfølging. Feltene velges blant annet på bakgrunn av

- størrelse og utvinningspotensial
- lav utvinningsgrad sammenlignet med tilsvarende felt
- behov for avveining mellom produksjon av gass og olje
- interessekonflikter i utvinningstillatelsen
- behov for samordning for å få til en god områdeløsning
- lite framgang i prosjekter for å øke utvinningen
- utfordringer med å levere i henhold til vedtatte planer
- at Oljedirektoratet har kjennskap til eller mistanke om at det er avvik mellom samfunnsøkonomiske og bedriftsøkonomiske interesser
- funn med nær forestående milepæler som kan knyttes opp mot felt i drift

Ifølge Olje- og energidepartementet viser erfaringen at det er ressurskrevende å følge opp aktiviteten i driftsfasen, og det er derfor nødvendig å prioritere hvilke felt Oljedirektoratet skal rette sin innsats mot.[53] Direktoratet har god oversikt over hva som skjer på norsk sokkel og det er etablert systemer for å prioritere hvilke olje- og gassfelt eller mer generelle problemstillinger som skal følges opp tett for å sikre en god ressursforvaltning. Oljedirektoratet utøver rollen som pådriver for god ressursutnyttelse på sokkelen ved å følge med på og vurdere rettighetshavernes arbeid,

50) Oljedirektoratet (2014) *Faktasider*. <http://factpages.npd.no/factpages/Default.aspx?culture=no> 15. september 2014
51) Oljedirektoratet (2006) *Fakta Norsk Petroleumsverksemd 2006*; Oljedirektoratet (2014) *Fakta Norsk Petroleumsverksemd 2014*.
52) Brev fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 20. desember 2013.
53) Brev fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 17. november 2014.

stille spørsmål til arbeidet, kreve mer informasjon og bidra med egne faglige vurderinger og råd. Det kan for å kunne utfordre rettighetshaverne på ulike løsninger eller tiltak også være nødvendig for Oljedirektoratet å gjennomføre egne faglige studier. Ifølge Olje- og energidepartementet gjør dette arbeidet at Oljedirektoratet får bedre forståelse for mulighetene og utfordringene som er på det enkelte felt eller i et område. Et eksempel er arbeidet med reservoarmodeller, som blant annet brukes til å vurdere alternative utvinningsstrategier og tiltak for å øke utvinningen.

Olje- og energidepartementet viser til at det er store forskjeller mellom ulike olje- og gassfelt, og at det derfor ikke er en felles modell som myndighetene kan benytte i oppfølgingen av felt i drift.[54] Departementet opplyser at Oljedirektoratet vurderer hvilke felt, hvilke problemstillinger og tidspunkt i feltets levetid som krever økt oppmerksomhet fra direktoratet. Prioriteringene drøftes i det enkelte oppfølgingslag i Oljedirektoratet, og lagene planlegger sine aktiviteter for det kommende år i desember hvert år. I dette arbeidet sørger direktoratets ledelse for at de prioriteringene og delmålene den har utarbeidet sammen med departementet, gjenspeiles i lagenes planlegging. Tidlig i januar blir det interne budsjettet utarbeidet etter at tildelingsbrevet formelt er oversendt. Lagene i Oljedirektoratet har i sin planlegging utarbeidet prosjektsøknader der det er behov for ekstra ressurser for å nå målene tildelingsbrevet gir. Disse behandles slik at prosjektporteføljen til Oljedirektoratet speiler de forventningene som kommer fra departement og regjering. I februar blir budsjett og planer sammenstilt til Oljedirektoratets virksomhetsplan.

Oljedirektoratet opplyser at følgende felt i undersøkelsens utvalg har vært prioritert for oppfølging i perioden 2006–2013: Snorre, Gullfaks, Troll og Ekofisk/Eldfisk. Balder, der det bare er én rettighetshaver, har vært høyt prioritert i perioder. For å styrke direktoratets kapasitet til å følge opp felt i drift og være en pådriver for økt utvinning, er bevilgningene i saldert budsjett for 2014 økt med 13,6 mill. kroner sammenlignet med 2013. Satsingen rettes mot allerede prioriterte felt og Heidrunfeltet.

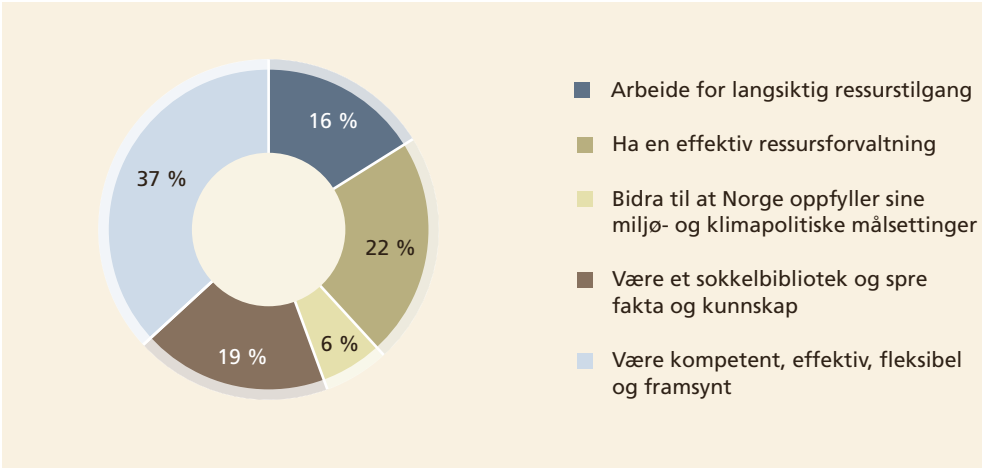
Oljedirektoratet ønsker imidlertid å ha en minimumsoppfølging av alle utvinningstillatelser.[55] Direktoratet skal kontinuerlig vurdere ressursforvaltning på feltene og informere departementet dersom rettighetshavernes arbeid ikke vurderes som tilfredsstillende. Oljedirektoratet opplyser at det er rettighetshavernes ansvar å holde myndighetene informert. Operatører i feltutvalget opplyser at myndighetene har en hensiktsmessig oppfølging, der utvinningstillatelser som nærmer seg et beslutningspunkt, blir prioritert.

Antall ansatte i Oljedirektoratet har variert mellom 199 og 217 i perioden 2006–2013.[56] Oljedirektoratet opplyser at det i første omgang har brukt mesteparten av de økte bevilgningene våren 2014 til å ansette ti medarbeidere for å styrke feltoppfølgingen. Olje- og energidepartementet opplyser at det har om lag 40 ansatte i Olje- og gassavdelingen.

Figur 8 viser fordelingen av årsverk på hvert av Oljedirektoratets fem delmål. Figuren viser at direktoratet bruker 22 prosent av arbeidsressursene på delmålet "effektiv ressursforvaltning". Ifølge Oljedirektoratet sorterer modne felt under flere av resultatmålene.

54) Brev fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 17. november 2014.
55) Oljedirektoratet (2012) *Håndbok i forvaltning av utvinningstillatelser.*
56) Oljedirektoratets resultatrapport 2006 og Oljedirektoratets årsrapport 2013.

Figur 8 Oljedirektoratets arbeidsressurser fordelt på fem delmål, 2013



Kilde: Oljedirektoratets årsrapport 2013

6.2 Operatørenes rapportering til myndighetene

Rapportering fra operatørene til myndighetene om felt i drift består i hovedsak av månedlig produksjonsrapportering, årlig statusrapport og årlig rapportering til revidert nasjonalbudsjett (RNB). I tillegg har Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet tilgang til L2S, som blant annet omfatter referater fra møter i rettighetshavergruppene.

Den årlige statusrapporten er av teknisk karakter og gir en beskrivelse av aktuelle og vedtatte tiltak og utfordringer. Operatørene rapporterer også om egne mål og ambisjoner for framtidig økt utvinning. Rapporten følger en mal fra direktoratet, men det er likevel noe ulikt hva selskapene legger vekt på. Ifølge intervju sjekker Oljedirektoratet at innholdet i rapporten er i samsvar med øvrig feltinformasjon. Direktoratet gjør i noen tilfeller egne beregninger, men tar som regel rapporteringen til etterretning. Direktoratet opplyser at statusrapportene brukes internt for å skaffe informasjon om det enkelte feltet og til å sammenligne på tvers av feltene.

RNB-rapporteringen skal blant annet omfatte økonomiske selskapsdata, prosjekter, ressursvolum og prognoser for produksjon og kostnader for felt og funn. Oljedirektoratet kontrollerer og sammenstiller de innrapporterte dataene. Direktoratet oppdaterer på dette grunnlaget, supplert med egne anslag, norsk sokkels ressursregnskap og lager samlede prognoser. I Oljedirektoratets *Brukerundersøkelse 2013* peker gruppen av rettighetshavere/operatører på at direktoratet bør stille strengere krav til troverdigheten til operatørenes produksjonsprognoser. Respondentene opplever at operatørene overvurderer potensialet og undervurderer kostnadene. Oljedirektoratet opplyser at det basert på erfaringsdata korrigerer for dette i sine aggregerte profiler.

6.3 Oppfølging av feltutbygging og drift

6.3.1 Oljedirektoratets organisering av feltoppfølging

Oljedirektoratet har tre områdedirektører med ansvar for felt og funn. Feltene de har ansvar for, er Nordsjøen sør, Nordsjøen nord og Norskehavet og Barentshavet. Fra høsten 2014 er dette økt til fire områdedirektører som ledes av en direktør for utbygging og drift. De ansatte er organisert i områdelag. For Nordsjøen er det områdelag for Nordsjøen sør, midt og nord. Troll-feltet har et eget områdelag. Oljedirektoratet

opplyser at hvert felt følges opp av en feltansvarlig. Prioriterte felt følges opp av tverrfaglige grupper. På Snorre er det for eksempel et prosjektlag med seks medarbeidere. Disse bruker en stor andel av sine ressurser til dette arbeidet.

I tillegg har Oljedirektoratet lag innen ulike fagområder (geologi, reservoarteknologi og teknologi). Lagene utfører fagspesifikke vurderinger ved behov. Formålet med lagene er å gjøre direktoratet bedre rustet til å kunne utfordre operatører og rettighetshavere faglig.

6.3.2 Møtedeltakelse

Samarbeidsavtalen mellom rettighetshaverne bestemmer at disse skal etablere en styringskomité der hver part skal bidra til styring og kontroll av interessentskapets virksomhet. Styringskomiteen fastsetter retningslinjer for og fører kontroll med operatørens virksomhet og oppretter underkomiteer for ulike saksområder, for eksempel teknisk komité og ressurskomité. Oljedirektoratet opplyser at det for prioriterte felt som hovedregel deltar på styringskomitémøter og tekniske møter. I tillegg innkaller direktoratet både operatøren og rettighetshaverne til møter flere ganger i året på felt som prioriteres høyt.

Oljedirektoratet opplyser at det primært skal være observatør i møtene i styringskomiteene, men har anledning til å stille oppklarende spørsmål. Direktoratet skal også, ifølge den interne *Håndbok i forvaltning av utvinningstillatelser,* ha en pådriverrolle. Det kan derfor komme med innspill eller innlegg, og det skal gjøre rettighetshaverne oppmerksom på forhold som ikke er i henhold til regelverket, eller gi veiledning om blant annet saksgang, søknadsprosedyrer og regelverk. Viktige temaer som Oljedirektoratet tar opp, er for eksempel tredjepartstilknytning, samordning, brønner, tiltak for å øke oljeutvinningen og konseptvalg. Oljedirektoratet har anledning til å komme med protokolltilførsel og be om møter i etterkant dersom det ser forhold som bør følges opp. Oljedirektoratet har også en rolle i å synliggjøre og minne om rettighetshavernes ansvar for å utfordre operatøren til å finne gode løsninger.

Oljedirektoratet opplyser at det på mer tekniske/faglige komitémøter i større grad kan delta fritt i diskusjonene. Disse møtene er viktige fordi diskusjonene leder fram til forslagene som skal behandles i styringskomiteen. I tillegg gir disse møtene direktoratet god innsikt i de ulike faglige standpunktene i rettighetshavergruppen.

For felt som ikke er høyt prioritert, opplyser Oljedirektoratet at det har et mål om å gjennomføre ett møte i året med operatøren på saksbehandlernivå, og direktoratet har for flere felt et slikt møte én gang i året som i hovedsak brukes til en statusgjennomgang. For disse feltene forholder direktoratet seg i hovedsak til den årlige statusrapporten. Dersom noe særskilt oppstår, deltar det på komitémøtene i utvinningstillatelsen eller ber om et eget møte med operatøren og/eller rettighetshaverne. Rettighetshaverne tar også selv kontakt med direktoratet når de står overfor beslutninger eller ønsker å ta opp en sak med myndighetene.

Saksmappegjennomgangen for de ti utvalgte feltene viser at Oljedirektoratet deltar på styrings- og arbeidskomitémøter der viktige investeringsprosjekter diskuteres. For eksempel deltar direktoratet hyppig i komitémøter for feltene Snorre, med en markant økning fra 2009–2013, Troll og Ekofisk, der de deltar i stor grad i arbeidskomitémøter, mens de deltar i mer begrenset grad i komitémøter for Gullfaks / Gullfaks Sør. For Gyda-feltet deltok Oljedirektoratet i flere styringskomitémøter i 2010 og deretter i møter i teknisk komité. Det samsvarer med arbeidet om Gydas framtid. For Balderfeltet har Oljedirektoratet hatt direkte møter med operatøren. Direktoratet har ikke

deltatt i styringskomitémøter, men har hatt direkte møter med operatøren for Edvard Grieg og Glitne.

Rettighetshavere og operatører ønsker at Oljedirektoratet deltar mer på komitémøter for å utfordre mer om løsninger og bidra mer med kunnskapsdeling, informasjon og fakta. På den måten kan Oljedirektoratet i større grad bidra til å sikre gode prosesser i rettighetshavergruppen, eventuelt få disse på rett spor igjen.[57] Mange saker oppleves i dag som avgjort før komitémøtet. Direktoratet kan bidra til at møtene blir reelle beslutningsorganer og forhindre mulige framtidige konfliktsaker. Næringen ønsker seg også større oppmerksomhet på mindre felt, men forstår at Oljedirektoratet har begrenset kapasitet. Operatører i feltutvalget påpeker at direktoratet ikke får et fullstendig bilde av interessentskapets arbeid ved å lese møteprotokollene på L2S. En operatør framhever også verdien av at direktoratet kommer med nyttige innspill og formidler erfaringer og ideer fra andre områder.

Oljedirektoratet opplyser at det ved å delta i større grad i komitémøter kunne fange opp flere utfordringer, for eksempel uenighet i rettighetshavergruppen som ikke gjengis i referater. Deres tilstedeværelse kan også virke disiplinerende. Operatøren og rettighetshaverne har imidlertid mulighet til å ta direkte kontakt med Oljedirektoratet dersom de ønsker å involvere myndighetene.

Det kommer fram i intervju med Olje- og energidepartementet at det med bakgrunn i tildelte ressurser prioriterer aktiv oppfølging av enkeltfelt i viktige saker og som regel bare deltar i styringskomitémøter når store milepæler i prosjekter skal besluttes. Departementet kan avklare faktaspørsmål, men for formelle avklaringer må rettighetshaver henvende seg skriftlig.

6.3.3 Analyser som grunnlag for feltoppfølging

PIAF (prestasjonsindikatorer for felt) ble etablert av Oljedirektoratet for å systematisere informasjon fra operatørenes årlige rapportering. Direktoratet rangerte feltene ut fra 100 indikatorer. Resultatene ble lagt fram for operatørene og skulle hjelpe myndighetene med å identifisere felt med særskilte utfordringer og utviklingstrekk for sokkelen generelt. Det kommer fram gjennom intervjuer at PIAF ikke fungerte tilfredsstillende.

I 2012 ba Olje- og energidepartementet Oljedirektoratet om å utarbeide et forslag til ny metodikk, inkludert prosesser for oppfølging av felt i drift. Direktoratet opplyser at analyseverktøyet Sofus vil være en del av grunnlaget for feltoppfølgingen gjennom tilrettelagte sammenstillinger av RNB data. For 2014 er det gjort en oppsummering av fakta, utfordringer og egne observasjoner for hver operatør, men ingen rangering av feltene. Oljedirektoratet gjør videre en rekke små og store analyser som påvirker hvordan direktoratet prioriterer i feltoppfølgingen. Ressursrapporten for funn og felt 2014 gir en sammenstilling av disse analysene og vurderinger som er gjort i Oljedirektoratet.

I 2014 har Olje- og energidepartementet i samarbeid med Oljedirektoratet gjennomført kontaktmøter med alle driftsoperatørene på norsk sokkel. Olje- og energidepartementet opplyser at formålet med kontaktmøtene er å få en systematisk og strukturert oppfølging av status og planer operatørene har for felt i drift. Møteserien skal bidra til at departementet får mer informasjon, og til å identifisere felt og områder som har særskilte utfordringer. Videre kan økt oppmerksomhet fra departementet mot driftsfasen påvirke operatørens arbeid positivt. Kontaktmøtene kan også benyttes av departementet for å støtte opp om Oljedirektoratets oppfølging av felt i drift.

57) Oljedirektoratet (2013) *Brukerundersøkelse 2013. En undersøkelse av synspunkter på Oljedirektoratets virksomhet*. Rapporten er utarbeidet av Agenda Kaupang.

6.3.4 Oppfølging av arbeidet og særskilte utfordringer i rettighetshavergruppene

Alle vesentlige beslutninger om å videreutvikle feltet må vedtas i rettighetshavergruppene. Saksmappene viser at rettighetshaverne bruker egne ressurser på å utrede alternative løsninger til den som er foreslått av operatøren, og å vinne oppslutning om sitt syn i partnerskapet. Saksmappegjennomgangen viser at det er ulik sammensetning og størrelse på utvinningstillatelsene i de ulike områdene i Nordsjøen, noe som i mange tilfeller er en følge av konsesjonspolitikken på 1970-, 1980- og 1990-tallet, se faktaboks 7. Derfor er det forskjellige utfordringer i de ulike områdene som Oljedirektoratet må vurdere å følge opp. De følgende punktene dokumenterer hvordan direktoratet har fulgt opp sentrale forhold som er viktige for ressursutnyttelsen i modne felt.

Faktaboks 7 Eierstruktur i ulike områder i Nordsjøen

I den *sørlige delen av Nordsjøen* er det 14 utvinningstillatelser, hvorav noen strekker seg over flere felt. Det gjør samordning enklere, men betyr at noen utvinningstillatelser har ansvar for en betydelig portefølje. For eksempel dekker én tillatelse 4 felt og har 5 rettighetshavere. 16 selskaper er rettighetshavere i dette området, mens Petoro i liten er grad representert.

I *midtre del av Nordsjøen* er det 15 oljefelt i produksjon og noen under utbygging. Området kjennetegnes av flere mindre felt. Mange felt har 2–4 rettighetshavere. I alt er 15 selskaper rettighetshavere i dette området, hvorav 6 selskaper er operatører. Petoro er rettighetshaver i 8 felt.

Nordre Nordsjøen har 22 oljefelt i produksjon, 3 under utbygging og 2 med godkjent PUD. Det såkalte Tampen-området består av flere større og mindre felt med samme operatør, men eierstrukturen i utvinningstillatelsene varierer. Flere av feltene i området er avhengig av hverandre når det gjelder transport og prosessering. Petoro er rettighetshaver i 17 de 22 feltene som er i produksjon.

Kilde: Oljedirektoratets faktasider på internett og saksmappegjennomgang

Undergrunnsforståelse

Gode seismiske og geologiske data er nødvendig for å videreutvikle feltet (både med hensyn til å gjøre nye funn og til å utvinne funn). Et realistisk ressursanslag er også viktig for å beslutte en hensiktsmessig utbyggingsløsning. Det kommer fram av saksmappegjennomgangen for feltutvalget at de øvrige rettighetshaverne følger med på operatørens undergrunnsarbeid, gjør eget arbeid og utfordrer operatøren på framlagte modeller og ressursanslag, for eksempel for Ekofisk, Snorre, Troll og Gullfaks.

Oljedirektoratet opplyser at fullfeltssimuleringer er operatørens ansvar, men at direktoratet kan etterprøve enkelte elementer med egne studier. Saksmappegjennomgangen viser to eksempler på at direktoratet har kritisert operatøren for å bygge sine reservoarmodeller på eldre seismiske data og for ikke å ha kartlagt feltets reserver godt nok.

Løpende drift

Kostnadsnivået for drift og investeringer er særlig viktig for lønnsomheten av tiltak for økt oljeutvinning.[58] Kostnadene på norsk sokkel har økt kraftig de siste årene. På modne oljefelt er en stor del av kostnadene uavhengig av produksjonsvolumet, og driftskostnader per produsert enhet er derfor avgjørende for feltets økonomiske levetid.[59] For felt som var i produksjon i perioden 2000–2013, har veksten i driftskostnader vært på sju prosent årlig, målt i løpende kroner.

58) Olje- og energidepartementet (2010) *Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel*.
59) Oljedirektoratet (2014) *Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel – felt og funn*.

Saksmappegjennomgangen viser flere felt som reduserer sine driftskostnader ved å gå over til *Integrerte Operasjoner* – et samlebegrep for ikt-styrte arbeidsprosesser som gir innsparing i bemanningen offshore. Det gjelder Gyda, Tordis, Vigdis og Glitne. Saksmappegjennomgangen viser at Oljedirektoratet i liten grad går inn på dette området.

Utvinningsstrategi og -tiltak

Oljeutvinningen er avhengig av naturlig driv, trykkstøtte med vann og gass eller mer avanserte utvinningsmetoder. Saksmappegjennomgangen av felt i utvalget viser at utvinningsstrategien i liten grad er et sentralt tema i Oljedirektoratets feltoppfølging i forbindelse med behandling av søknad om årlig produksjonstillatelse, jf. punkt 5.6. Olje- og energidepartementet opplyser at bakgrunnen for dette er at utvinningsstrategien fastsettes gjennom utbyggingsplanen for feltet, og at produksjonstillatelsen gis innenfor disse rammene, dersom ikke nye opplysninger om forekomsten eller andre forhold tilsier noe annet.[60] Oljedirektoratet opplyser at produksjonstillatelsen i hovedsak dreier seg om å gjennomføre en optimal produksjonsstrategi innenfor den valgte utvinningsstrategien.

På Troll-feltet har Oljedirektoratet gjennom blant annet analyser, møter og involvering av departementet i stor grad vært opptatt av å passe på at utvinning av gass ikke skal gå på bekostning av oljeutvinning. Oljedirektoratet opplyser i intervju at dersom operatørens opprinnelige plan hadde blitt gjennomført, ville betydelige oljeressurser gått tapt. Oljedirektoratet betegner strategien om å holde tilbake gassproduksjonen, som vellykket. Oljedirektoratet mener at årsaken til at det ble unngått at betydelige reserver gikk tapt, var stor grad av oppmerksomhet og pådriv fra myndighetenes side.

Olje- og energidepartementet kan med hjemmel i petroleumsloven pålegge rettighetshaverne å utarbeide en rapport om feltrelaterte forhold, inkludert alternative produksjons- og injeksjonsopplegg og den totale utvinningsgraden ved forskjellige produksjonsforløp. Til nå er paragrafen ikke blitt brukt, men departementet opplyser at det gjennom Oljedirektoratet har bedt rettighetshavere om planer og utredninger.

Boring av nye brønner

For å sikre fortsatt produksjon på modne felt må det bores nye brønner samtidig som eksisterende brønner må vedlikeholdes. I tillegg må avsluttede brønner plugges. Det er derfor et stort behov for faste og/eller mobile borerigger. Riggmarkedet på norsk sokkel har i de siste årene vært stramt.[61] Utveksling av flyttbare innretninger mellom norsk sokkel og det globale markedet er begrenset. Saksmappegjennomgangen bekrefter at mange prosjekter blir utsatt eller stanset som følge av manglende tilgang på borerigg. Utfordringene er særlig store på de feltene som ikke er bygd ut med innretninger med eget boreutstyr.

Saksmappegjennomgangen viser at Oljedirektoratet på Troll har vært svært opptatt av at det ikke kom på plass nok rigger som er avgjørende for ressursutnyttelsen på feltet. Direktoratet har fulgt opp dette med departementet, i feltoppfølgingen og overfor berørte rettighetshavere. Oljedirektoratet opplyser i intervju at dersom myndighetene ikke hadde rettet oppmerksomheten mot behovet for rigg, ville det ha blitt boret færre brønner, og dermed blitt lavere oljeutvinning fra feltet.

På Gullfaks Sør, opplyser Oljedirektoratet i intervju, har det i hovedsak vært tilstrekkelig tilgang på rigger, med utfordringer i noen perioder. Oljedirektoratet har i slike tilfeller prioritert å etterspørre langsiktige planer for området framfor behovet for rigg.

60) Brev fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 17. november 2014.
61) Olje- og energidepartementet (2012) *Økt bore- og brønnaktivitet på norsk sokkel*.

Utforskning og leteboring i områder nær eksisterende innretninger
Mange modne felt er avhengig av nye funn for å forlenge den økonomiske levetiden til en eksisterende innretning. Leteboring forutsetter at operatøren har god oversikt over mulighetene i området. Olje- og energidepartementet viser til at det meste av leteaktiviteten på norsk sokkel foregår innenfor modne områder.

Områdeperspektiv er en utfordring dersom det ikke er en enhetlig sammensetning av rettighetshavergruppene i området, se punkt 5.3.1. Saksmappegjennomgangen viser at rettighetshaverne utforsker området, men at begrensede ressurser, mangel på rigg og høy risiko gjør at leting kan bli nedprioritert. Det er også eksempler i statusrapportene på at det kan være vanskelig å utforske områder som grenser til andre utvinningstillatelser, fordi det krever avtaler.

Saksmappegjennomgangen viser at Oljedirektoratet har oppmerksomheten rettet mot utforskning og leting i feltoppfølgingen i flere prioriterte felt. For andre felt har det vært mindre tidskritisk å følge opp utforskning av nærliggende områder, eller så har operatørens innsats blitt vurdert som tilfredsstillende.

Videreutvikling av modne felt
PUD skal utformes med tanke på feltets levetid. Imidlertid vil ny kunnskap om forekomsten, ny teknologi, slitasje på innretningene eller andre forhold gjøre det aktuelt at rettighetshaveren lager planer for å videreutvikle feltet, for eksempel å oppgradere eksisterende innretninger eller å bygge nye.

Rettighetshaverens samarbeidsavtale fastsetter at operatøren skal legge fram forslag til langtidsplan for styringskomiteen. Styringskomiteen skal årlig ta stilling til om det er behov for å oppdatere planen. I arbeidet med langtidsplanen skal det også vurderes synergier mellom interessentskapets virksomhet og andre rettighetshavere. En langtidsplan er et internt dokument for rettighetshavergruppen som ikke blir formelt behandlet av Oljedirektoratet. Oljedirektoratet opplyser at det likevel kan ta opp spørsmål som gjelder langtidsplanen i møter med rettighetshaveren, og operatøren har i enkelte tilfeller bedt direktoratet om innspill. For små felt foreligger det imidlertid ikke alltid langtidsplaner.

Snorre A-plattformen, som kom i produksjon i 1992, er en integrert bore-, prosesserings- og boligplattform som også prosesserer olje fra undervannsinnretninger på feltet og olje fra Vigdisfeltet. Transportløsningen er knyttet opp mot Statfjord-feltet. Produksjonen på Snorre B-plattformen startet i 2001. Snorre har betydelige gjenværende ressurser.

Foto: Harald Pettersen – Statoil ASA

Saksmappegjennomgangen viser at Oljedirektoratet i varierende grad følger rettighetshavernes arbeid med langsiktige utviklingsprosjekter. Til tross for at utvinning av ressurser og bruk av innretninger er tidskritisk, tar det til dels lang tid før investeringer besluttes eller prosjekter stanses. Videreutvikling av Snorre og Gullfaks er eksempler på dette. Oljedirektoratet påpekte tidlig nødvendigheten av en langsiktig løsning for prosessering og transport av olje og gass fra Snorre når Statfjord-plattformene skulle

stenges, og av videreutvikling av feltet. Oljedirektoratet har vært en aktiv pådriver, men det er fortsatt ikke fattet beslutning om videreutvikling av Snorre. Også for Gullfaks har prosesser påbegynt i 2006 for oppgradering av de aldrende Gullfaks-plattformene og tredjepartstilknytninger trukket ut i tid. Oljedirektoratet opplyser i intervju at Gullfaks-området har høy prioritet.

Gullfaks A-plattformen kom i produksjon i 1986. Gullfaks er bygd ut med tre integrerte prosess-, bore- og boliginnretninger. Disse tar imot og behandler olje fra blant annet satellitten Gullfaks Sør, som består av undervanns-innretninger, og andre felt som Tordis og Vigdis.

Foto: Øyvind Hagen – Statoil ASA

Arbeidet med å følge opp muligheter for samordning

Oljedirektoratet oppgir at det prøver å identifisere områder under utvikling der det er aktuelt å se prosjektene i sammenheng. Dersom direktoratet mener at det er muligheter for samordning som rettighetshaveren ikke har vurdert/identifisert, utfordrer direktoratet rettighetshaveren om dette. Oljedirektoratet har en viktig rolle fordi det har oversikt over hele området og skal ivareta den totale verdiskapningen. Direktoratet må avdekke utfordringer, være pådriver og anbefale løsninger til departementet. Det er viktig at Oljedirektoratet er involvert før det blir tatt vesentlige beslutninger, dvs. allerede fra det tidspunktet det foreligger intensjoner om utvikling.

For små funn som ikke er lønnsomme å drive med egen infrastruktur, kan det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å fase inn disse til eksisterende felt eller å samordne utbygging av flere funn, i stedet for å gjennomføre en selvstendig utbygging. For flere av feltene i undersøkelsens feltutvalg vurderes innfasing som et alternativ til egen utbygging eller som en måte å utnytte den eksisterende infrastrukturen på. For ett av de store feltene går det fram av styringsmøtereferater at det er identifisert ti potensielle tilknytningsfelt. Saksmappegjennomgangen viser at Oljedirektoratet i større grad enn tidligere retter oppmerksomheten mot enkeltfelt. For noen av feltene kommer det derfor ikke tydelig fram om det har vært utfordringer med innfasing, tredjeparts-tilknytninger og samordning av framtidige utbygginger. Manglende beskrivelse av samordningsmuligheter kan skyldes at en del av de nye omkringliggende funnene hovedsakelig inneholder gass, og at vertsplattformen ikke har kapasitet til å ta imot denne.

Saksmappegjennomgangen for de ti utvalgte feltene viser at innfasing av andres eller egne funn medfører økt risiko for vertsplattformen. Utsatte beslutninger for mulige vertsfelt har konsekvenser for ressursutnyttelsen i området ved at det hindrer videre utvikling av satellittfeltet og tilhørende prospekter. Oljedirektoratet oppfordrer til innfasing av nye funn. Dersom partene ønsker å inngå forhandlinger om tredjeparts-tilknytning, kan Oljedirektoratet forhøre seg om bakgrunnen for en eventuell stillstand i forhandlingene, og dersom stillstanden truer prosjektgjennomføringen for øvrig, kan det oppfordre partene til å finne løsninger.

I tillegg til felles produksjonsinnretninger og transportløsninger for olje og gass kan det være aktuelt med felles infrastruktur for kraft fra land.[62] Elektrifisering kan redusere behovet for større eller egne installasjoner for kraftforsyning, og dermed bidra til å redusere driftskostnadene. Saksmappegjennomgangen viser at elektrifisering med kraft fra land i undersøkelsesperioden har blitt utredet for Ekofisk Sør / Eldfisk II og Edvard Grieg. I begge tilfeller er kraftforsyning fra land vurdert i et områdeperspektiv, men blant annet utfordringer med ulike planleggingsfaser mellom de involverte feltene, fordeling av planleggingskostnader og høy tiltakskostnad gjør at prosjektene ikke gjennomføres – utbyggingene gjennomføres imidlertid med mulighet for senere elektrifisering.

Arbeid med områdeutvikling

Oljedirektoratet opplyser at det er opptatt av helhetlige vurderinger i forbindelse med de sentrale utviklingsprosjektene, særlig i Tampen-området. Direktoratet viser til at hver rettighetshavergruppe vil være opptatt av å maksimere inntektene/nåverdien fra sitt felt, og at kommunikasjon mellom rettighetshavergruppene har vært en utfordring. Saksmappegjennomgangen bekrefter at Oljedirektoratet er opptatt av gode områdeløsninger. Oljedirektoratet formidler dette i sin feltoppfølging og i forbindelse med prosjekter for videreutvikling av felt for eksempel ved å etterspørre områdeplaner.

Oljedirektoratet opplyser at operatøren utarbeider områdeplanen enten på eget initiativ eller på oppfordring fra myndighetene. En god områdeplan skal være helhetlig, ha en lang tidshorisont og inneholde konkrete tiltak for gode løsninger. For å kunne utfordre operatøren til å tenke langsiktig gjør Oljedirektoratet i noen tilfeller egne områdevurderinger som kan ha en lengre tidshorisont og et annet ressursgrunnlag enn operatørens. Oljedirektoratet bruker områdeplanene aktivt sammen med egne områdevurderinger i feltoppfølgingen og når det skal vurdere PUD-søknader. Saksmappegjennomgangen dokumenterer imidlertid ikke at Oljedirektoratet har gjort systematiske områdestudier.

Oljedirektoratet framhever at de ikke er satt opp med ressurser til å utføre områdestudier på bred basis. Oljedirektoratet må arbeide gjennom selskapene og ber oftest operatøren om å gjøre slike studier etter intern vurdering av mulige samordningsgevinster. Dette er spesielt hensiktsmessig i områder der det er en gjennomgående operatør som i Tampenområdet og Ekofiskområdet. Olje- og energidepartementet opplyser at direktoratet imidlertid gjennomfører større studier i utvalgte områder der det ser at direktoratets arbeid kan utgjøre en forskjell.[63] Dette gjelder blant annet områder med mange operatører og rettighetshavergrupper og hvor framdriften i en samordnet prosess mellom disse synes vanskelig. Eksempler fra Nordsjøen på dette de siste årene er Heimdal, Sleipner nord og Fram/Gjøa områdestudie.

En områdeplan strekker seg ofte over flere utvinningstillatelser. Oljedirektoratet opplyser at myndighetene kan pålegge de som har fått utvinningstillatelsene å samarbeide. Et slikt samarbeidsforum bidrar til bedre informasjonsutveksling mellom utvinningstillatelsene og mellom rettighetshaverne, og gir grunnlag for bedre og samordnede løsninger i området. Eksempler på slike samarbeidsfora er tidligere Tampen-forum og forumet for Gjøa/Fram-området, som omfatter flere utvinningstillatelser med ulike operatører og ulik rettighetshaversammensetning. Saksmappegjennomgangen for de ti utvalgte feltene viser at Oljedirektoratet har vært pådriver for å gjenopprette Tampen-forum. I 2013 foreligger det en oppdatert områdeplan for Tampen-området.

62) Det er et krav om at PUD skal inneholde en analyse av muligheten for kraftforsyning fra land. Det gjelder nye feltutbygginger og større endringer på eksisterende installasjoner. Fra 1997 har kraft fra land vært vurdert for nye utbygginger og større ombygginger (Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten*).

63) Brev fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 17. november 2014.

7 Forvaltningen av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)

Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) innebærer at staten beholder andeler i enkelte utvinningstillatelser og betaler på lik linje med øvrige rettighetshavere på norsk sokkel sin andel av investeringer og driftskostnader.[64] Staten får en tilsvarende andel av inntektene.

Statsaksjeselskapet Petoro AS (Petoro) ble opprettet ved delprivatiseringen av Statoil i 2001.[65] Petoro ivaretar de forretningsmessige forholdene ved SDØE på vegne av staten, men er ikke operatør. Det kommer fram i intervju med Olje- og energidepartementet at SDØE-porteføljen skal være et finansielt instrument som skal skaffe staten inntekter utover petroleumsskattesystemet.

SDØE har siden 2001 bidratt til en årlig gjennomsnittlig kontantstrøm til staten på 100 mrd. kroner, totalt om lag 1400 mrd. kroner.[66] 76 prosent av verdiene i SDØE-porteføljen er i Nordsjøen.[67] Olje- og energidepartementet opplyser at Statens direkte økonomiske engasjement ikke er en del av ressursforvaltningen, og at SDØE og Petoro ikke er et ressursforvaltningsmessig virkemiddel for økt utvinning.[68]

Statsaksjeselskapet Petoro AS forvalter Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) på norsk sokkel. Petoro skal bidra til størst mulig verdiskaping fra statens direkte andeler.

Foto: S. Sigbjørnsen

64) Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten*.
65) St.meld. nr. 38 (2001–2002) *Om olje- og gassvirksomheten*.
66) Petoro AS (2014) *Årsrapport for SDØE og Petoro 2013*.
67) Rystad Energy (2014) *Verdivurdering av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)*.
68) Brev fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 17. november 2014.

7.1 Petoros oppdragsbrev og strategi

I oppdragsbrevene for årene 2007 til 2014 har Olje- og energidepartementet angitt at Petoro skal utarbeide operasjonelle mål for å
- opprettholde høy produksjon
- øke reservemodningen
- holde produksjonskostnadene på et lavest mulig nivå

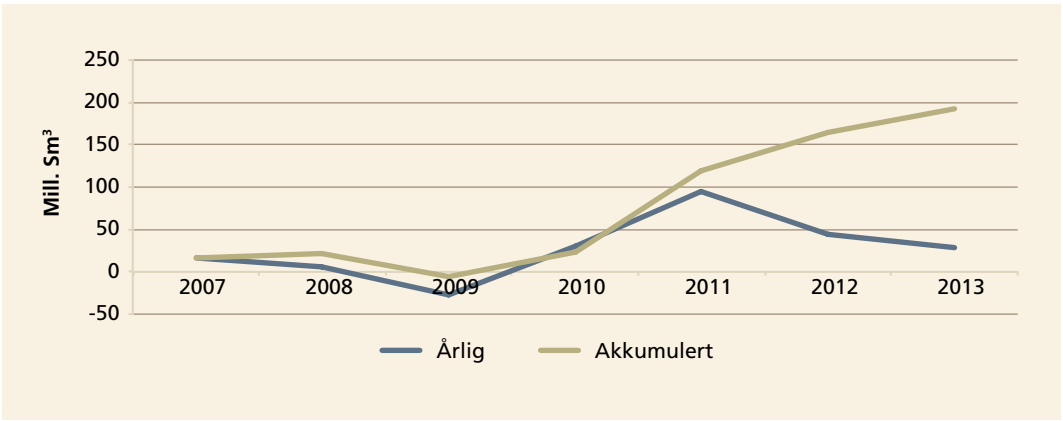
Petoro skal prioritere aktiviteter innen pågående forretningsmessige prosesser i petroleumsindustrien der selskapet kan sikre verdier i SDØE-porteføljen. De årlige oppdragsbrevene retter innsatsen mot tidsaktuelle problemstillinger og vil derfor kunne variere fra år til år. Stikkord for innsats i perioden 2007–2014 har vært
- områdeutvikling og helhetlige områdeløsninger
- realisering av verdier i modne felt
- tidsriktig implementering av teknologi

Petoros strategi er i samsvar med de skisserte oppgavene i tildelingsbrevene. I 2010 justerte selskapet strategien og styrket innsatsen rettet mot å realisere ressurspotensialet i og nær store modne felt som utgjør en betydelig del av SDØE-porteføljen.[69] Selskapet skal arbeide for å øke levetiden på prioriterte installasjoner gjennom teknologivalg, effektive dreneringsmetoder og ferdigstillelse av flere brønner per år. Selskapet ønsker å bidra til å øke takten i produksjonsboringen fra modne felt.[70] I 2013 reviderte selskapet strategien på nytt og definerte følgende tre satsingsområder:
- investere for å øke utvinningen i modne felt
- ivareta framtidige muligheter gjennom feltutvikling
- fremme helhetlig utvikling i nordområdene

7.2 Petoros mål og ambisjoner for reservetilvekst

Petoro har hatt en reservemodningsambisjon for SDØE-porteføljen for perioden 2007–2015 på 286 mill. Sm^3 oljeekvivalenter (o.e) (1,8 mrd. fat o.e). I 2012 ble målet satt til 429 mill. Sm^3 o.e. (2,7 mrd. fat o.e.) fram mot 2020. 71 prosent er forventet å komme fra felt i drift, og omtrent 60 prosent av dette vil være økt oljeutvinning. Styret beslutter i tillegg årlige mål for reservemodning. Figur 9 viser at reservemodningen varierer mye fra år til år, og at samlet reservetilvekst har vært på 192 mill. Sm^3 i perioden 2007–2013.

Figur 9 Reservemodning for SDØE i perioden 2007–2013, i mill. Sm^3



Kilde: Petoro

69) Petoro (2012) *Årsrapport for SDØE og Petoro 2012*.
70) Petoro (2013) *Årsrapport for SDØE og Petoro 2013*.

7.3 SDØE-porteføljen

7.3.1 Kriterier for å beholde SDØE-andeler

Den norske stat har eiendomsrett til petroleumsressursene, og staten kan derfor beholde SDØE-andeler ved nummererte konsesjons- og TFO-runder. Petoro kan ikke selv søke om nye tillatelser, jf. St.prp. nr. 36 (2000–2001). Petoro opplyser i intervju at selskapet kan gi innspill på hva det oppfatter som forretningsmessig hensiktsmessig sett ut fra SDØE-porteføljen selskapet forvalter, men har ingen formell rolle i prosessen.

Staten har ifølge Olje- og energidepartementet som mål å beholde andeler i areal med antatt stort ressurspotensial. I hovedsak forbeholder staten seg andeler i utvinningstillatelser som, basert på informasjon som foreligger på tildelingspunktet, har høy forventet lønnsomhet og høyt volum.[71] Staten forbeholder seg også normalt SDØE-andeler ved tilleggstildelinger og i feltnært areal der SDØE allerede har eierandeler, dersom det er rettighetshavergruppen i den eksisterende utvinningstillatelsen som søker. Petoro peker i intervju på at gjennomgående eierskap i et område gir Petoro større påvirkningskraft. Symmetri i eierskap bidrar også til effektivisering og optimalisering av feltene fordi rettighetshaverne har sammenfallende interesser.

Størrelsen på statens andel i utvinningstillatelsene er i de senere årene vanligvis fastsatt til 20 prosent, men varierer fra 5 til 62 prosent.[72] Finansdepartementet opplyser at det ikke er en fastsatt regel for størrelsen, men at det blir gjort faglige vurderinger av lønnsomheten og ressurspotensialet. Olje- og energidepartementet opplyser at Petoros rolle og påvirkningskraft i rettighetshavergruppen ikke er en del av vurderingen. Petoro påpeker at mindre andeler kan gjøre det vanskeligere for selskapet å få gjennomslag for sine interesser. I tillegg er stemmereglene viktige for Petoros innflytelse. På Troll-feltet, der selskapet forvalter en andel på 56 prosent av utvinningstillatelsen, har Petoro begrenset innflytelse fordi andelsflertall ikke er tilstrekkelig for å stemme inn beslutninger.

7.3.2 Tilpasninger av SDØE-porteføljen

Petroleumsloven § 11-6 angir at Petoros styre kan anbefale endringer i sammensetningen av porteføljen. Retningslinjene for porteføljetilpasning ble vedtatt på Petoros generalforsamling i 2002. Olje- og energidepartementet har fullmakt til å godkjenne at Petoro overdrar deltakerandeler i utvinningstillatelser (kjøp/salg/bytte) som utgjør mindre enn 3 mill. Sm^3 o.e., eller dersom SDØE berøres av at en annen rettighetshaver trer ut av interessentskapet, eller det er ønskelig å samordne utvinningstillatelser.[73]

Det har vært få transaksjoner av SDØE-andeler etter at Petoro ble etablert. Petoro opplyser at tilpasninger i porteføljen kan være hensiktsmessig, spesielt for utvinningstillatelser med liten SDØE-andel der Petoro har begrenset innflytelse på beslutninger i rettighetshavergruppen. Slike tilpasninger kunne også ha bidratt til å skape et større annenhåndsmarked for andeler i felt i senfasen, jf. punkt 5.8. Operatører i feltutvalget mener at Petoro kunne ha hatt et videre mandat til å selge seg ut av utvinningstillatelser som selskapet ikke har ressurser til å følge opp aktivt.

Ved søknad om særskilt forlengelse av en utvinningstillatelse etter petroleumsloven § 3-9 femte ledd har departementet mulighet til å endre vilkårene, for eksempel deltakerandelene. Olje- og energidepartementet opplyser at denne muligheten har vært benyttet én gang – det var i forbindelse med særskilt forlengelse av konsesjonstiden

71) Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten.*
72) Oljedirektoratet (2014) *Faktasider*. <http://factpages.npd.no/factpages/Default.aspx?culture=no> 15. september 2014.
73) Prop. 1. S (2013–2014) for Olje- og energidepartementet, Andre fullmakter XIII og XIV.

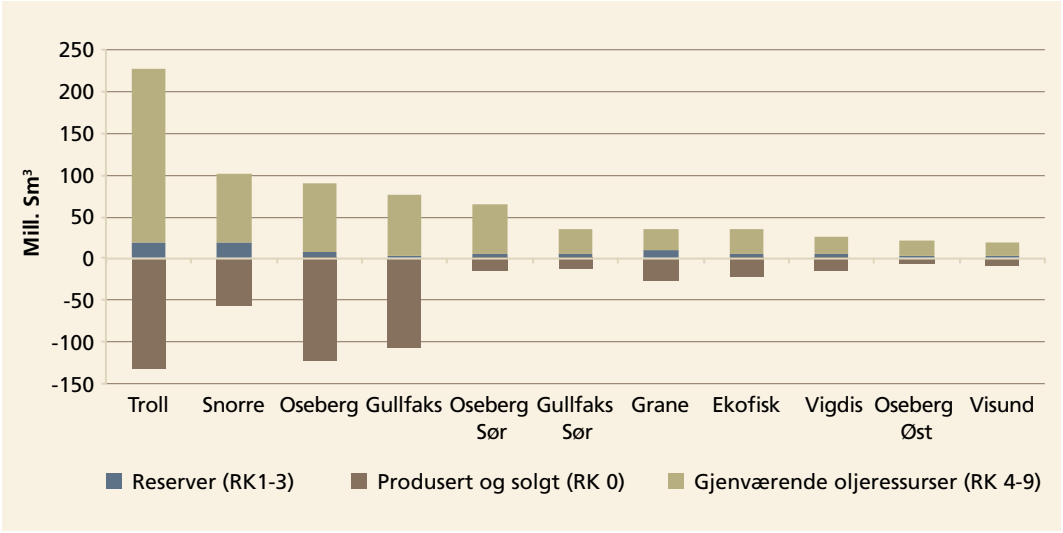
for utvinningstillatelse 018 (Ekofisk og Eldfisk). Forkjøpsrett ved rettighetshavers salg av andeler i utvinningstillatelser har ikke blitt benyttet.

7.3.3 Porteføljen som forvaltes av Petoro

Petoro som forvalter av SDØE er våren 2014 rettighetshaver i 190 utvinningstillatelser, herunder i 34 felt i produksjon.[74] I tillegg følger selskapet blant annet opp tre nye felt under utbygging, to hurtigutbygginger og flere funn under utvikling (inkludert Johan Sverdrup).

Porteføljen er over dobbelt så stor som den var i 2003, da den besto av 80 utvinningstillatelser.[75] Per 31. desember 2013 er porteføljens forventede gjenværende reserver i ressursklasse 1–3 på 1,0 mrd. Sm^3 o.e., hvorav over 100 mill. Sm^3 olje er i Nordsjøen. De ti største feltene utgjør om lag 80 prosent av porteføljens verdi. De største gjenværende oljereservene i de modne feltene i Nordsjøen er i Troll, Snorre og Oseberg, se figur 10.

Figur 10 SDØEs oljeressurser i de største feltene i porteføljen for Nordsjøen per 31. desember 2013, i mill. Sm^3



Kilde: Oljedirektoratets ressursregnskap. Tallene er beregnet ut fra SDØE-andelen i feltene og opprinnelig tilstedeværende olje.

7.4 Petoros kapasitet og kompetanse

Det bevilges årlig midler over statsbudsjettet til SDØE og Petoro i egne poster. Bevilgninger over statsbudsjettet skal dekke alle utgiftene til Petoros egen organisasjon og kjøp av eksterne tjenester.[76] Petoro skal ha en relativt liten, fleksibel organisasjon som skal ivareta de funksjonene de blir tillagt ved blant annet å kjøpe eksterne tjenester.[77] I den forbindelse ble det også vektlagt at selskapet kunne bruke forretningsførere i sin oppfølging av statens andeler i interessentskapene. I 2007 ble maksimalrammen på 60 ansatte opphevet.[78] Tabell 2 viser at antall ansatte har variert lite de siste årene. Siden 2007 er antall ansatte økt med ca. 20 prosent.

74) Petoro AS (2014) *Årsrapport for SDØE og Petoro 2013*.
75) Ibid.
76) Meld. St. 13 (2010–2011) *Aktivt eierskap –norsk statlig eierskap i en global økonomi*.
77) St.meld. nr. 22 (2001–2002) *Et mindre og bedre statlig eierskap*, jf. Innst. S. nr. 264 (2001–2002).
78) St.prp. nr. 69 (2006–2007) *Tilleggsbevilgninger og omprioriteringer i statsbudsjettet 2007*.

Tabell 2 Antall ansatte i Petoro per 31. desember i perioden 2007–2014

2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
56	61	65	69	67	65	64	67

Kilde: Årsrapporter Petoro AS i perioden 2006–2014

7.4.1 Petoros bruk av midler til oppfølging av modne felt

Etter Stortingets behandling av Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten* er driftsbudsjettet til Petoro styrket for å øke innsatsen for økt utvinning fra modne felt, se tabell 3. Fra 2010 til 2014 har driftsbudsjettet (i løpende kroner) økt med om lag 50 mill. kroner eller ca. 20 prosent.

Tabell 3 Bevilgninger til drift av Petoro i perioden 2010–2014, i mill. kroner

2010	2011	2012	2013	2014
260	264	281	291	311

Kilde: Tildelingsbrev/oppdragsbrev for årene 2010–2014

Petoros erfaring fra arbeidet i rettighetshavergruppene er at selskapet øker sin gjennomslagskraft ved å legge fram egne alternative studier for faglig diskusjon med operatørene og de andre partnerne i rettighetshavergruppen. Dette gjør Petoro gjennom eget arbeid, bruk av eksterne ressurser eller samarbeid med andre operatører og rettighetshavere. Petoro opplyser at arbeidet som selskapet utfører basert på eget initiativ, belastes Petoros egne midler bevilget over statsbudsjettet. Utgifter til studier og utviklingsprosjekter som vedtas i rettighetshavergruppen, belastes SDØE i henhold til eierandel.

Petoros kostnader til eksterne studier som gjelder modne felt er mer enn doblet siden 2010, se tabell 4. Petoro opplyser at kjøp av teknisk spisskompetanse er nødvendig og ofte dekker behov i enkeltsituasjoner.

Tabell 4 Petoros kostnader til eksterne studier i oppfølging av modne felt i perioden 2007–2014, i mill. kroner

2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
3,3	7,0	7,5	12,0	9,3	21,8	24,1	29,7

Tall for 2007–2010 inneholder også konsulentstøtte utover modne felt.

Kilde: Petoro

Etter 2010 har oppfølgingen av Heidrun og Snorre-2040-prosjektet utgjort den største andelen av kostnadene, men det er også brukt midler på Gullfaks og Oseberg. I 2013 brukte Petoro mellom 6 og 8 mill. kroner på studier knyttet til Snorre 2040.

7.5 Petoros feltprioriteringer

En gjennomgang av Petoros årsberetninger for årene 2007–2013 viser at modne felt har vært et prioritert innsatsområde siden 2007.

I intervju med Petoro kommer det fram at den betydelige økningen i antall utvinningstillatelser i SDØE-porteføljen har medført at Petoro har vært nødt til å prioritere oppfølgingen av feltene strengt. Petoros kapasitet har vært uendret, og selskapet begrenses derfor til å følge opp et relativt lite antall felt aktivt. Petoro satte inntil september 2013 ut flere felt til forretningsførere for å lette belastningen på egne ressurser. Saksmappegjennomgangen bekrefter denne framstillingen. Fusjonen mellom Statoil og Norsk Hydros petroleumsvirksomhet i 2007 medførte ifølge Petoro at selskapet i noen utvinningstillatelser der Norsk Hydro hadde vært rettighetshaver, mistet en erfaren og kompetent partner og ble nødt til å gjennomføre mer selvstendig teknisk og kommersielt arbeid for å være en utfordrer i rettighetshavergruppen.[79]

Petoro deler porteføljen inn i tre kategorier med ulik prioritering, se faktaboks 8. Det kommer fram i intervju med Petoro og i dokumentgjennomgangen at prioriteringene gjøres løpende på bakgrunn av

- størst muligheter til verdiskapning (strategisk relevans)
- størst påvirkningskraft ved avgjørende beslutninger
- verdi, reservegrunnlag og potensial
- insentivforskjeller mellom Petoro og operatørene/partnerne

Petoro ser det som viktig å ta en rolle i partnerskapet der det er mulighet for verdiskapning som ikke følges opp av de andre rettighetshaverne. I utvinningstillatelser der partnere har sammenfallende interesse med Petoro, bruker selskapet i mindre grad egne ressurser, selv om det kan dreie seg om saker som har stor forretningsmessig betydning.

Faktaboks 8 Petoros prioritering av oppfølging av felt per 1. mars 2014

Kategori 1 (felt med høyest prioritet)

- Arbeidet i utvinningstillatelsen gis intern faglig støtte for alle aspekter ved feltet, for eksempel undergrunn og teknisk og kommersiell kompetanse.
- Målet er å påvirke interessentskapene og arbeide for at operatørene og partnerne skal godta Petoros forslag til videre arbeid på feltet.
- Petoro gjør egne studier.

Kategori 2

- Feltene blir til en viss grad prioritert i oppfølgingen med faglig støtte og teknisk og kommersielt internt arbeid dersom det er behov.
- Feltansvarlig utarbeider en prioriteringsliste for feltet det gjeldende året.
- Ressursbruken er mer begrenset for disse feltene enn for feltene i kategori 1.

Kategori 3 (felt med begrenset ressursbruk / minimumsoppfølging)

- Petoro gjennomfører oppfølgingen uten teknisk støtte.
- Petoro behandler saker som operatøren legger fram, og gjennomgår arbeidsprogrammer og budsjetter.
- En del av disse feltene ble tidligere fulgt opp av forretningsførere.

Kilde: Petoro

79) Petoro AS (2008) *Årsrapport for SDØE og Petoro 2008*.

Det kommer fram i intervju med Petoro at Snorre er et prioritert felt i 2014 fordi Petoro ser at selskapet kan ta rollen som utfordrer i Snorre med tanke på levetidsforlengelse og alternative utbyggingsløsninger for å realisere ressurspotensialet. Troll og Gullfaks har gått fra kategori 1 til kategori 2 høsten 2013. Årsaken er at det på disse feltene er stort sammenfall mellom Petoros og interessentskapets øvrige interesser. På Gullfaks bruker likevel Petoro teknisk støtte til oppfølging i gjennomføringsfasen fordi prosjektene har stor verdi.

7.5.1 Forretningsførerordningen

Forretningsførerordningen ble innført for å gjøre det mulig å forvalte statens portefølje, jf. St.prp. 36 (2000–2001) *Eierskap i Statoil og fremtidig forvaltning av SDØE* og fulgt opp i egen lovbestemmelse i petroleumsloven § 11-6. Inntil september 2013 satte Petoro i hovedsak ut oppfølgingen av kategori 3-felt til en forretningsfører (operatøren eller en annen partner i utvinningstillatelsen).[80] Forretningsføreren er blitt valgt etter anbudsrunder der blant annet interessesammenfall i forvaltningen var et viktig kriterium. Forretningsfører har ved avtale med Petoro hatt fullmakt til å opptre på Petoros vegne i oppfølgingen av det aktuelle feltet og avgi stemme. Budsjett og arbeidsprogram ble i henhold til forretningsføreravtalen lagt fram for Petoro for gjennomgang og for øvrig i saker med interesseulikhet eller ved større beslutninger. Petoro viser i intervju til at uten bruk av forretningsfører må selskapet i enkelte saker bruke egne og i noen tilfeller større interne ressurser til å følge opp disse feltene i enkelte saker.

Det kommer fram i intervju med Petoro at forretningsføreravtalene måtte fornyes i 2013. I denne prosessen var interessen blant aktuelle operatører og partnere for å påta seg forretningsføreroppdrag for liten til at Petoro kunne reforhandle og fortsette med ordningen. En operatør i feltutvalget opplyser at den opplevde at Petoros tidligere bruk av forretningsfører var problematisk. Saksmappegjennomgangen bekrefter denne framstillingen.

7.6 Petoros arbeid og resultater som partner i utvinningstillatelsene

Det kommer fram i intervju med operatører i feltutvalget at Petoro er en aktiv partner, blant annet gjennom at selskapet gjør sine egne studier. Én operatør i feltutvalget opplyser at Petoro er en krevende aktør som utfordrer med spørsmål og synspunkter, og som ønsker å være en pådriver for økt ressursutnyttelse ved å gjennomføre egne studier av tekniske løsninger. Videre framkommer det i intervjuet at arbeidet med å øke ressursutnyttelsen kan imidlertid påvirke Petoros stemmegivning i retning av løsninger som ikke nødvendigvis gir best lønnsomhet for utvinningstillatelsen, og det kan derfor være en rollekonflikt mellom å være en pådriver for økt ressursutnyttelse og det å være en kommersiell forretningspartner. Flere av operatørene i feltutvalget peker også på at Petoro ikke har mulighet til å følge opp og utfordre operatøren i like stor grad som andre rettighetshavere på grunn av manglende ressurser og manglende erfaring som operatør.

De neste punktene viser hvordan Petoros oppfølging av sentrale forhold har påvirket ressursutnyttelsen i utvalgte felt med SDØE-andeler (Troll, Gullfaks, Snorre, Ekofisk og Tordis/Vigdis).

80) Petoro (2012) *Årsrapport for SDØE og Petoro 2012*.

7.6.1 Bedre kunnskap om ressurser

Petoro opplyser i intervju at selskapet

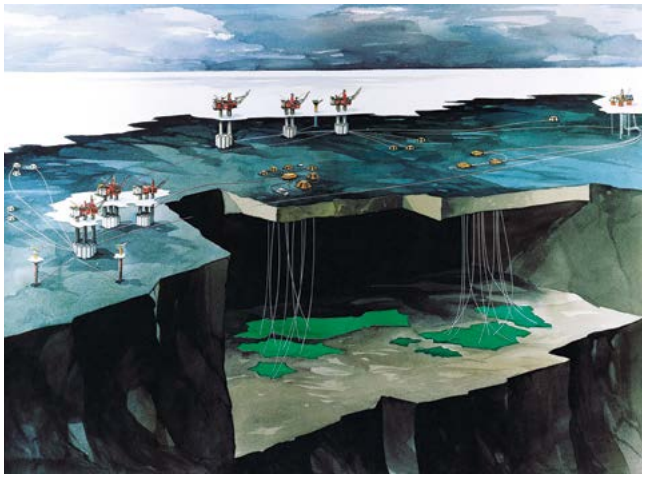
- gjennomførte studier på Troll i 2006/2007 som viste et større ressurspotensial enn det som lå i operatørens planer
- bidro til å kartlegge potensialet i undergrunnen på Gullfaks ved å gjennomføre egne studier og ved bruk av eksterne konsulenter. Totalt brukte Petoro ca. 7 mill. kroner i perioden 2011–2012 til dette arbeidet. Kartleggingen ble gjort for å kunne vurdere en utbyggingsløsning for videreutvikling av Gullfaks Sør og Gullfaks hovedfelt.
- initierte en områdestudie som ble utført av interessentskapet for Gullfaks i fellesskap. Studien viste at det ikke var tilstrekkelige oljeressurser i Gullfaks Sør til å forsvare investering i en ny plattform.

Saksmappegjennomgangen og intervju med Oljedirektoratet bekrefter at Petoro har kommet med innspill om ressurspotensial, modifikasjonsomfang og gassdisponering, og at selskapet ønsket en vurdering av ulike utbyggingsløsninger i forbindelse med videreutvikling av Gullfaks Sør.

7.6.2 Utredning av alternative utbyggingsløsninger

Petoro er opptatt av å utrede alternative løsninger. Petoro opplyser at selskapet i forbindelse med Snorre 2040-prosjektet har utført studier for å

- etablere en realistisk referanse for aktiviteten på de eksisterende plattformene Snorre A og Snorre B dersom det ikke investeres videre
- kartlegge ressurspotensialet og beregne framtidige kostnader
- tilrettelegge for gassimport og innfasing av tredjepartsressurser som kan bidra til å redusere kostnadene



Petoro er en aktiv pådriver for videreutvikling av Snorre. Illustrasjonen viser feltene Snorre, Vigdis og Tordis.

Illustrasjon: Statoil ASA

Petoro opplyser at studiene er gjennomført slik at selskapet skal ha et godt beslutningsgrunnlag, og for en langsiktig utvikling av Snorre.

Petoro har en aktiv rolle i utviklingen av Snorre 2040 og har tatt initiativ til møter med Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet for å vise potensialet for økt utvinning med en videreutvikling med plattformløsning. Rettighetshavergruppen besluttet i oktober 2013 konseptvalg av en plattformløsning. Beslutning om videreføring er planlagt tatt i januar 2015. Petoro understreker i intervju at det er tidskritisk å få tatt en beslutning.

Det kommer videre fram i intervju at Petoro i 2013 ba operatøren på Troll om å starte en helhetlig og tverrfaglig studie for å få på plass planer for å optimalisere oljeutvinning før start av gassnedblåsning på Troll Vest. Troll Unit har nå satt av ressurser

til dette arbeidet. Saksmappegjennomgangen viser også at Petoro i 2013 var opptatt av hvordan oppgradering av Gullfaks A ivaretas. Her er beslutningen foreløpig utsatt.

7.6.3 Boring av brønner gjennom økt tilgang til borerigg

Det kommer fram i intervju med Petoro at selskapet i samarbeid med Statoil har arbeidet for eierskap av flyttbar rigg på tvers av utvinningstillatelser på felt med langsiktig behov for boring av brønner. Selskapet mener at å eie en rigg vil medføre lavere borekostnader. På Gullfaks-feltet har Petoro fremmet forslag om eierløsning overfor Statoil. I 2013 besluttet rettighetshavergruppen å kjøpe rigg til Gullfaks.[81] Saksmappegjennomgangen viser at Petoro i 2010 i stor grad rettet oppmerksomheten mot utfordringene med boring fra de faste innretningene på Gullfaks, og at selskapet etterlyste en konkretisering av riggbehovet i 2011.

Petoro opplyser at det var pådriver for 4-riggstrategien på Troll-feltet ved blant annet å gjennomføre møter med operatørledelsen og områdedirektøren én til to ganger i året. Petoro har også samarbeidet med operatøren på Troll om eierskap av rigg både i 2010 og i 2013, men operatøren har skrinlagt eierskap og inngått leiekontrakter ved begge anledningene.

7.6.4 Tiltak for økt utvinning og ny teknologi

Allerede i 2002 definerte Petoro tidlig anvendelse av teknologi som et sentralt strategisk satsingsområde.[82] Petoro har ikke anledning til å initiere egne teknologi- og utviklingsprosjekter.[83] Gjennom selskapets deltakelse i utvinningstillatelser bidrar Petoro til forskning og utvikling ved at SDØE dekker sin andel av kostnadene. Petoro har gjennom flere år vært pådriver for å modne fram avanserte tiltak for økt utvinning og arbeidet for raskere anvendelse av ny teknologi.[84]

Petoro viser i intervju til at selskapet ikke kan være pådriver for alle typer teknologi, og at det derfor prioriterer noen områder, for eksempel havbunnskompresjon, permanente seismiske kabler på havbunnen, EOR-teknologi og integrerte operasjoner, og at teknologi tas i bruk raskere på feltene etter uttesting. Petoro forsøker i hovedsak å få operatørene til å ta initiativet til teknologiutvikling, men utfører også eget teknisk arbeid for å bidra til raskere implementering. Selskapet opplyser at det har prioritert EOR for flere felt, og at det gjennomfører egne simuleringsstudier for forskjellige EOR-teknologier som egner seg for ulike felt. Petoro har blant annet vært pådriver for

- LoSal-testprosjekt på Heidrun og Snorre
- silikat-testprosjekt på Snorre og Gullfaks
- seismiske kabler på Ekofisk, Grane, Snorre og Heidrun (under utredning)

Petoro betaler simuleringsstudiene selv og søker deretter å oppnå tilslutning for uttesting hos de andre rettighetshaverne.

Petoro opplyser videre at selskapet utfordret operatøren på Troll til å inkludere de riktige volumene av IOR-tiltak som synliggjøres i RNB-rapporteringen. Det resulterte i at operatøren inkluderte et større volum i ressursklasse 7.

Intervjuer med operatører i feltutvalget, Oljedirektoratet og Petoro og dokument-analyse viser at Petoro er aktiv i de viktigste arenaene for FoU/teknologiutvikling (FORCE, tekniske komiteer i OG21 og DEMO 2000, se kapittel 8). En operatør i feltutvalget opplyser at Petoro sammen med de store selskapene bidrar mest i FORCE-samarbeidsforumet. Petoro opplyser at selskapet har initiert flere prosjekter.

81) Petoro (2014) *Årsrapport for SDØE og Petoro 2013*.
82) Petoro AS (2002) *Årsrapport 2002*.
83) Petoro AS (2013) *Årsrapport 2013*.
84) Petoro AS (2010) *Årsrapport 2010*.

7.6.5 Driftskostnader

Petoro opplyser at partnerne kan ta opp spesielle saker om drift i styringskomité-møtene. Petoro sammenligner for eksempel driftskostnadene mellom felt. Petoro har gjennomført en studie på Snorre-feltet for å utrede kostnader over feltets levetid for eksisterende innretninger. Resultatet av studien førte til at utvinningstillatelsen satte ned et prosjekt for å se nærmere på feltets levetidskostnader, og på bakgrunn av det som kom fram, justerte operatøren framtidige drifts- og kapitalkostnader for feltet. I intervju med Oljedirektoratet kommer det også fram at Petoro har vært opptatt av god styring, kostnadskontroll og HMS i gjennomføring av oppgraderingsprosjektene på Gullfaks.

7.6.6 Områdeutvikling og samordning

Det kommer fram i intervju med én operatør i feltutvalget at Petoro har vært en pådriver for å utvikle en felles mal for langtidsplaner i utvinningstillatelser der Petoro er partner. Operatøren ser på dette som positivt. Videre kommer det i intervju med Petoro blant annet fram følgende:

- Operatørene er opptatt av den daglige driften, og styringskomiteene har til tider hatt mindre oppmerksomhet rettet mot det langsiktige perspektivet. Petoro har vært en pådriver for egne møter med langtidsplaner som tema og har påvirket møteagenda i styringskomiteer.
- Petoro har sammen med Statoil vært en sterk pådriver for å arbeide fram hurtig-utbygging *(fast-track)* som konsept. Et forum bestående av flere store oljeselskaper og Petoro har arbeidet med å beskrive arbeidsprosessen for et hurtigutbyggingsprosjekt og hvordan rettighetshaverne skal involveres. Petoro har også vært initiativtaker til å bruke dette forumet til å demonstrere effekten av hurtigutbyggingsprosjekter – som redusert tidsbruk, kostnader og standardisering. Parallelt har Petoro vært aktiv i flere utvinningstillatelser for å påvirke rettighetshaverne til å modne og beslutte nye hurtigutbyggingsprosjekter.
- Petoros Snorre/Tampen-lag har løpende dialog med de ansvarlige for blant annet Gullfaks og avklarer problemstillinger før det tas avgjørelser om feltene. Petoro ser ingen nye eller spesielle utfordringer med samordning i Tampen-området.
- Petoro ledet i 2008 forhandlingene på vegne av Snorre med Statfjord. Forhandlingene munnet ut i reduserte kostnader for prosessering, lagring og lasting av petroleum fra Snorre.
- Petoro har vært pådriver for å finne en konstruktiv løsning på den siste reforhandlingen av av unitiseringsavtalen for Snorre.

8 Utvikling og bruk av ny teknologi

Utvikling av ny teknologi er viktig for å øke utvinningen og redusere kostnadene. Utvikling av petroleumsteknologi kan være drevet av operatører eller leverandører. Den offentlige støtten til energi- og petroleumsforskning skal forsterke næringslivets egen satsing på forsknings- og utviklingsområdet.[85] Midlene skal gå til prosjekter med samfunnsøkonomisk nytte som enten ikke ville ha blitt realisert uten offentlig bevilgning eller offentlig støtte, eller ville ha blitt realisert i et mindre omfang enn det som er samfunnsøkonomisk optimalt. Olje- og energidepartementet legger videre vekt på at offentlig støtte er viktig fordi myndighetene har et lengre tidsperspektiv enn næringslivet. Dessuten bidrar offentlig støtte til å redusere risikoen ved utprøving av ny teknologi offshore og bidrar til en konkurransekraftig leverandørindustri.

Olje- og energidepartementet har bedt Oljedirektoratet om å være pådriver for vurdering av forskjellige teknologier for økt utvinning og bidra til at aktørene samarbeider om teknologiutvikling og deler erfaringer, jf. tildelingsbrevene for perioden 2007–2014.

8.1 Strategi for forskning og utvikling

Strategiorganet OG21 ble etablert i 2001 og skal inspirere til utvikling og bruk av bedre kompetanse og teknologi i petroleumsvirksomheten. Olje- og energidepartementet utpeker styret, som består av representanter fra næringen, forskningsmiljøer, Petoro, Oljedirektoratet og Forskningsrådet. Styret har utarbeidet en nasjonal teknologistrategi[86] og skal fungere som rådgiver overfor myndighetene og næringslivet for øvrig. Myndighetene og Forskningsrådet har sammen med næringslivet og forskningsmiljøer ansvar for å iverksette strategien.

Olje- og energidepartementet opplyser i intervju at OG21 sørger for viktige kontaktpunkter mellom myndighetene og selskapene. Erfaringen er imidlertid at det er vanskelig å oppnå enighet om prioriteringene på spesifikke teknologiområder fordi aktørene har ulike interesser. Det arbeides derfor med å etablere et bedre beslutningsgrunnlag. Styret gjennomførte en intern evaluering av OG21s rolle og organisering i 2013. Ifølge departementet viste denne at OG21 bør bli mer synlig i den offentlige debatten. Det er også viktig å få et bedre faktagrunnlag og gjennomføre flere studier organisert i arbeidsgrupper med ledere som har et sterkere mandat for å følge opp arbeidet. Oljedirektoratet opplyser at OG21 bør sette i gang et arbeid for å gjøre også toppledelsen i selskapene mer oppmerksom på strategien og potensialet for økt utvinning.

8.2 Finansiering av forskning og utvikling gjennom Forskningsrådet

Programmene PETROMAKS og DEMO 2000 er myndighetenes viktigste virkemiddel for å iverksette OG21-strategien, se faktaboks 9. I tillegg ble det i 2013 etablert et forskningssenter for økt utvinning som har som mål å bidra med ny teknologi og kunnskap, og et forsknings- og kompetansesenter for petroleumsvirksomhet i Arktis. Forskningsrådet opplyser at OG21-strategien danner et viktig grunnlag for programplanene.

85) Prop. 1 S (2013–2014) Olje- og energidepartementet; Prop. 1 S Tillegg 1 (2013–2014).
86) OG21 – *Oil and gas in the 21st century. Norway's technology strategy for the 21st century. Strategy document.*

Figur 11 viser at de største midlene fra Forskningsrådet i perioden 2007–2013 ble utdelt gjennom PETROMAKS. Det har vært en betydelig økning i bevilgningene etter 2012. Bevilgningene gjennom DEMO 2000 er redusert siden 2008/2009.

Faktaboks 9 Programmene PETROMAKS og DEMO 2000

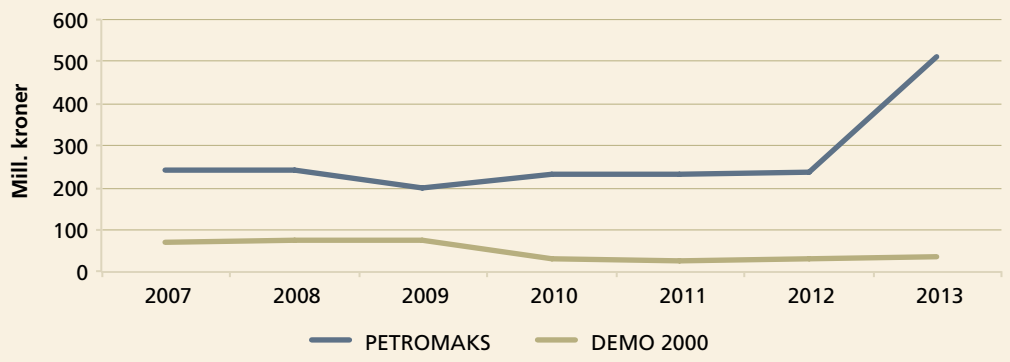
Forskningsprogrammet PETROMAKS ble startet i 2004, og PETROMAKS 2 ble startet i 2013. PETROMAKS 2 skal bidra til økt verdiskapning for samfunnet ved at norske petroleumsressurser utvikles og utnyttes optimalt innenfor miljømessig forsvarlige rammer. Programmet dekker strategisk grunnforskning, kunnskaps- og kompetansebygging, anvendt forskning og teknologiutvikling.

Mange av løsningene som blir utviklet med PETROMAKS 2, må prøves ut for å kvalifiseres. Demonstrasjon i full skala er dyrt. DEMO 2000 er et virkemiddel for å redusere risiko forbundet med utprøving av prototyper og innføring av ny teknologi på felt i drift. Programmet skal bidra til raskere markedsintroduksjon, reduserte kostnader, økt effektivitet og forbedret ytelse for ny teknologi.

DEMO 2000 er fullfinansiert av Olje- og energidepartementet, mens PETROMAKS 2 i tillegg mottar midler fra Arbeids- og sosialdepartementet (HMS) og Forskningsfondet. Begge disse programmene er administrert av Forskningsrådet.

Kilde: Forskningsrådet

Figur 11 Tildelinger fra Forskningsrådet gjennom PETROMAKS og DEMO 2000 i perioden 2007–2013, i mill. kroner



Kilde: Forskningsrådets årsrapporter for DEMO 2000 og PETROMAKS og *10 år med PETROMAKS,* statusrapport

Forskningsrådet opplyser at industrien viser stor interesse for midlene fra PETROMAKS, som hovedsakelig fordeles til universitets- og forskningsmiljøer og leverandørselskaper. Deler av bevilgningene i perioden 2004–2013 har gått til prosjekter med relevans for økt utvinning, inkludert stimulert utvinning (13 prosent), boring og brønn (12 prosent) og integrerte operasjoner (13 prosent).[87] [88] Det går fram av intervjuer at både industrien og myndighetene opplever at forskningsprogrammet fungerer godt.

PETROMAKS 2 tildelte i 2013 midler på omtrent 512 mill. kroner til 54 prosjekter. Bevilgninger fra departementene er årlige, mens forskningsprosjekter går over flere år. I overgangen fra det utgående programmet PETROMAKS til det nye programmet PETROMAKS 2 ble tildelingene i det gamle programmet faset ned mot slutten, for

87) Forskningsrådet (2012) *10 år med PETROMAKS*, statusrapport.
88) 22 prosent gikk til leting og reservoar. Ifølge Forskningsrådet er det overlapp mellom forskningsfeltene innen leting og økt utvinning, blant annet reservoarkunnskap og geofysiske målemetoder. Forskningen er relevant både for felt i produksjon og ved utbygging av nye felt.

ikke å binde opp midler i det nye programmet. Dette gjorde at disponible midler for det nye programmet PETROMAKS 2 i starten var større enn de årlige overføringene over statsbudsjettet, og dette muliggjorde den store totale tildelingen i 2013.

Olje- og energidepartementet og Forskningsrådet bestilte i 2012 uavhengige evalueringer av henholdsvis PETROMAKS/DEMO 2000 og PETROMAKS.[89] Hovedkonklusjonen var at satsingene har bidratt til

- bedre kunnskap og kompetanse
- styrket samarbeid mellom næringslivet og forskningsaktører
- kommersielle resultater
- FoU-aktiviteter som ikke ville blitt utløst uten støtte fra programmene
- økt omfang av bedriftenes FoU-innsats

Prioriteringene i DEMO 2000 er basert på de samme satsingsområdene som PETROMAKS 2. DEMO 2000 er i utgangspunktet rettet mot leverandører og bygger på samarbeidsavtaler mellom industrien, utvikler og Forskningsrådet. Når det gjelder finansiering, kan DEMO 2000 bidra med 25 prosent, mens leverandøren bidrar med 25 prosent og operatøren med opptil 50 prosent.

Forskningsrådet viser til flere eksempler på at DEMO 2000 har bidratt til teknologiutvikling på sokkelen. Årsrapportene fra DEMO 2000 viser imidlertid at det i de senere årene er brukt mindre midler enn bevilget, det er færre aktive prosjekter, og prosjektene er forsinket sammenlignet med de opprinnelige planene. Forskningsrådet forklarer dette med at det er utfordringer med oppstart av nye prosjekter. Det kommer fram i intervjuer med Forskningsrådet, Oljedirektoratet og Statoil og ved dokumentanalyse at det er flere årsaker til at det er vanskelig å få prøvd ut og tatt i bruk ny teknologi:

- Prosjektene nedprioriteres på grunn av høyt aktivitetsnivå.
- Saksbehandling i oljeselskapene er langvarig.
- Rettighetshaverne er lite villig til å ta på seg risikoen som er forbundet med utprøving av ny teknologi på felt i drift.
- Det er vanskelig for utenforstående aktører å få prøvd ut ny teknologi i stor skala.
- DEMO 2000 har for begrensede midler til å prøve ut og kvalifisere Enhanced Oil Recovery-prosjekter (EOR-prosjekter)
- Det er ikke tilstrekkelig tilgang på egnede steder for å prøve ut utstyr offshore.

DEMO 2000 støttet testing av undervannsseparasjon og -reinjeksjon av vann fra reservoaret som produseres sammen med olje ved Tordis-feltet.

Illustrasjon: FMC Technologies – Statoil ASA

89) Olje- og energidepartementet (2012) *Evaluering av OEDs bevilgninger til FoU gjennom Norges forskningsråd 2001–2010*; Norges forskningsråd (2012) *Evaluering av RENERGI og PETROMAKS*.

Forskningsrådet opplyser at DEMO 2000 derfor ikke har vært mye benyttet for å støtte prosjekter som kan bidra til nye reservoartiltak for økt utvinning. Ifølge Petoro er det først og fremst de etablerte teknologiselskapene som arbeider med Improved Oil Recovery-teknologi (IOR-teknologi) som søker om støtte fra DEMO 2000, og det er få søknader fra selskaper som driver med EOR-teknologi.

Forskningsrådet opplyser at det er viktig å få flere selskaper til å stille muligheter for å prøve ut ny teknologi til disposisjon slik at mangfoldet blir opprettholdt. Det foreligger ikke noe krav om å dele kunnskap som opparbeides gjennom DEMO 2000 med aktører utenfor prosjektet.

Forskningsrådet opplyser at det ønsker å fornye programmet for å få flere søknader. Olje- og energidepartementet opplyser at Forskningsrådet, i samarbeid med styret for DEMO 2000, i 2013 og 2014 har utarbeidet og iverksatt flere tiltak for å øke antallet søknader og kvaliteten på søknadene. Tiltakene omfatter blant annet en forprosjekt-ordning, framskyndet frist for oppstart av tildelte prosjekter, to årlige utlysninger, spissere utlysninger, mer fokus på markedsføring av programmet og samarbeid med relevante bransjeorganisasjoner. Programmet har i løpet av 2014 opplevd en sterk økning i omsøkte midler, og også opplevd en bedret kvalitet på søknadene. Første halvår 2014 ble det tildelt omtrent 36 mill. kroner, og det er utlyst ytterligere 40 mill. kroner, hvor beslutning om tildeling skal tas i desember 2014.

8.3 Forskning og utvikling i rettighetshavergruppen

Olje- og energidepartementet understreker at det er rettighetshavergruppen, og særlig operatøren, som spiller den viktigste rollen for utvikling og bruk av ny teknologi i de feltene de har ansvar for. Operatøren belaster utgifter til forskning og utvikling (FoU) over utvinningstillatelsens regnskap (såkalte FoT-midler). Dette er utgifter som selskapene kan kreve fradrag for ved skatteligningen dersom de kan dokumentere at midlene går til FoU med relevans for norsk sokkel. I 2013 ble det ifølge Forskningsrådet krevd inntektsfradrag for 4,2 mrd. kroner. Av dette ble ca. 2,8 mrd. kroner belastet rettighetshavergruppene. Om lag 90 prosent av midlene brukes innenfor OG21s områder.[90]

FoU-midlene er mer enn doblet fra 2006 til 2013, se tabell 5. Forskningsrådet opplyser at sammenslåingen av Statoil og Norsk Hydros petroleumsvirksomhet ikke har ført til vesentlige kutt i forskningsbudsjettene. Sammenslåingen kan ifølge Forskningsrådet likevel ha bidratt til mer ensretting av FoU-satsingen som følge av at det har blitt færre aktører.

90) Forskningsrådet (2013) *Forsknings- og Teknologiutviklingsordningen* (FoT) 2012 – rapport utarbeidet på vegne av Olje- og energidepartementet.

Tabell 5 FoU-utgifter på norsk sokkel for perioden 2006–2013, i mill. kroner

Teknologiområde	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Utvinningsteknologi og reservoarkarakterisering	444	524	618	635	616	696	927	1082
Økt utvinning	134	193	242	247	350	374	556	709
Kostnadseffektive boreoperasjoner	194	220	238	211	268	315	445	632
Framtidige teknologier for produksjon, prosessering og transport	830	887	1158	1008	1205	1151	969	954
Annet	161	353	555	563	464	481	899	806
I alt	**1763**	**2177**	**2811**	**2664**	**2902**	**3017**	**3796**	**4183**

Kilde: Forskningsrådet

Oljeskattekontoret avgjør ved selskapsligningen om selskapene har rett til fradrag for utgiftene til FoU, basert på vurderingen til ekstern revisor. Forskningsrådet sammenstiller bruken av FoT-midlene i en årlig rapport til Olje- og energidepartementet basert på selskapenes rapportering. Rapporten oppsummerer samlet FoU-innsats, og rapportene fra hvert av selskapene er vedlagt.[91] Selskapsrapportene omfatter antall prosjekter og utgifter fordelt på teknologiområde. Siden tidligere erfaring hadde vist at rapportering for ulike utvinningstillatelser var vanskelig, hadde Forskningsrådet ikke bedt om dette for 2012. Bare et mindretall av rapportene gir imidlertid en utfyllende verbal beskrivelse av forskningsinnsats og -resultater. Selskapet med de største FoT-midlene beskriver for eksempel kun i grove trekk sin teknologistrategi og sine FoU-programmer.

Olje- og energidepartementet opplyser at rettighetshavergruppene prioriterer sin forskningsinnsats ut fra de teknologibehovene de har i utvinningstillatelsen. Myndighetene kan ikke beslutte hvordan forskningsprioriteringene i rettighetshavergruppene skal være. Myndighetene kan imidlertid bidra til å utforme rammene for næringens prioriteringer, blant annet gjennom OG21. Oljedirektoratet opplyser at det ikke følger opp bruken av FoT-midler i rettighetshavergruppene særskilt. Forskningsrådet organiserer informasjonsmøter med selskapene der Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet får informasjon om hvordan selskapene har brukt FoT-midlene (prosjekteksempler), og kan komme med innspill.

SkatteFunn-ordningen gir små og mellomstore bedrifter rett til å trekke fra 18 eller 20 prosent i skatteoppgjøret for dokumenterte FoU-utgifter. Ifølge Forskningsrådet ble det refundert ca. 250 mill. kroner til petroleumsrelatert forskning i 2013. Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet ser på SkatteFunn-ordningen som et viktig virkemiddel til støtte for FoU for petroleumsnæringen.

8.4 Samarbeidsforumet FORCE

FORCE ble etablert i 1995 og er et samarbeidsforum for økt utvinning og mer effektiv leting. FORCE skal stimulere til økt samarbeid gjennom kunnskaps- og erfaringsutveksling i nettverksgrupper og pilotprosjekter på tvers av utvinningstillatelser og selskaper. Over 40 selskaper, inkludert Petoro, er medlem av FORCE. Oljedirektoratet

91) Norges forskningsråd (2013) *Forsknings- og Teknologiutviklingsordningen* (FoT) 2012 – rapporten er utarbeidet på vegne av Olje- og energidepartementet.

opplyser at det fungerer som sekretariat i FORCE-samarbeidet, mens det er selskapenes ansvar å drive de faglige prosjektene.

FORCE har arrangert flere seminarer med relevans for økt utvinning. For å få flere pilotprosjekter innen EOR på norsk sokkel er det i regi av FORCE utviklet en standardavtale som gjør det mulig for selskaper å være med på et pilotprosjekt i en utvinningstillatelse de ikke er deltaker i. Ifølge Oljedirektoratet er denne avtalen foreløpig ikke brukt. Oljedirektoratets vurdering er at toppledelsen i selskapene har for dårlig kjennskap til FORCE. Oljedirektoratet har ingen andre virkemidler, men har vært aktive med å informere om kontraktene.

Oljeselskapene som er intervjuet i forbindelse med undersøkelsen, har ulike erfaringer med FORCE – noen framhever at FORCE bidrar til deling av kunnskap, mens andre framhever at forumet har liten verdi. Én operatør opplever at kvaliteten og deltakelsen på de fleste arrangementene i regi av FORCE er høy, men at det generelt er de store selskapene og Petoro som bidrar mest. Det er en utfordring å oppnå åpenhet rundt teknologier som kan ha forretningsmessig verdi for enkeltselskaper.

8.5 Bruk av ny teknologi på modne felt

Oljedirektoratet opplyser at store felt med lang levetid har drevet fram de store teknologisprangene på norsk sokkel. En gjennomgang av de årlige statusrapportene for feltene i feltutvalget viser at mange teknologiprosjekter har lav framdrift, men det finnes også eksempler på prosjekter som er realisert, som kjemikalie-/EOR-prosjektene for Gullfaks og Snorre og boreteknologiprosjektet på Troll. Få av statusrapportene legger vekt på forskning.

Det framkommer gjennom intervjuer og analyse av Petoros forskningsstrategi og en studie på oppdrag av OG21[92] at det er svakere insentiver til å ta i bruk ny teknologi enn tidligere, og at aktørene på norsk sokkel er tregere enn aktørene i mange andre land til å ta i bruk ny teknologi. Den største utfordringen er å få selskapene til å ta teknologien raskere i bruk etter vellykkede utprøvinger med pilotprosjekter. Veien fra forskning via demonstrasjon og fram til full oppskalering er lang. Oljedirektoratet opplyser at det er særlig vanskelig å få prøvd ut og tatt i bruk teknologi for økt utvinning.

Det framkommer gjennom intervjuer og dokumentanalyse at det er flere årsaker til at det er slik:

- Kostnadene er høye.
- Risikoen er høy, fordi effekten av nye metoder er usikker, og fordi det er risiko for produksjonstap på kort sikt, særlig ved EOR-tiltak (som ofte etterinstalleres).
- Det er manglende tilgang på FoU-kapital – mindre selskaper har begrenset økonomisk kapasitet, og modne felt konkurrer med andre investeringsmuligheter. Mange små selskaper har ikke en strategi som innebærer tidlig bruk av ny teknologi.
- De praktiske forholdene på plattformen (for eksempel sengekapasitet, pågående sikkerhetsprosjekter som har prioritet, og manglende kompetanse) gjør det vanskelig.
- Det brukes kjemikalier som utgjør en potensiell miljørisiko.
- Operatørselskapene er mindre risikovillig i 2014 enn de var før 2007. Sammenslåingen av Statoil og Norsk Hydros petroleumsvirksomhet innebærer bortfall av konkurranse om å ta i bruk nyvinninger på norsk sokkel.

92) Rystad Energy (2013) *Drivere og barrierer for teknologiutvikling på norsk sokkel*.

- Feltledelsen er opptatt av å holde produksjonen oppe og kostnadene nede. Insentivstrukturen for feltledelsen retter seg i hovedsak mot driftsresultater. Operatørene velger derfor tradisjonelle, men kanskje lite framtidsrettede løsninger. Eventuelle framtidige besparelser kommer ikke med i regnestykket når lønnsomheten i prosjektene skal evalueres.
- Det tar lengre tid å få samarbeidsavtalene på plass. Det har blitt mer involvering av jurister og større avstand mellom feltledelsen og selskapenes administrative ledelse.

Oljedirektoratet opplyser at det ikke stilles spesifikke krav om FoU i PUD, men det stilles generelle krav om teknologi og bruk av beste praksis. Oljedirektoratet skal synliggjøre muligheter for økt utvinning og være en aktiv pådriver for at tiltak blir gjennomført av rettighetshaver, både i arbeidet i tidlig fase før PUD og i driftsfasen. Det omfatter også at de må iverksette tiltak som krever utvikling og demonstrasjon av ny teknologi. Oljedirektoratet har for eksempel vært pådriver for å utvikle en IOR-plan for Troll-feltet (der teknologiutvikling er sentralt), for silikatpilotprosjektet på Snorre og for oppfølging av prioriterte teknologiprosjekter på Heidrun. Oljedirektoratet fokuserer også i stor grad på ny teknologi ved utbyggingen av Johan Sverdrup og har utfordret rettighetshavergruppene for å utarbeide en teknologistrategi for feltet, inkludert å vurdere EOR / avanserte metoder.

Noen av operatørene som er intervjuet, framhever at det bør vurderes bedre skatte-insentiver for risikofylte teknologiprosjekter som kan bedre utvinningen. En operatør mener at Petoro burde ha et større engasjement innen forskning.

9 Olje- og energidepartementets og Oljedirektoratets samhandling med andre myndigheter

Skatte- og avgiftspolitikk, krav til helse, miljø og sikkerhet (HMS) og miljøreguleringer som er forvaltet av andre myndighetsorganer, legger svært viktige rammer for petroleumsvirksomheten og påvirker kostnadsnivå og lønnsomhet, og dermed også mulighetene for økt utvinning.

Oljedirektoratets *Brukerundersøkelse 2013* og intervjuer med operatører viser at næringen oppfatter myndighetsutøvelsen som fragmentert mellom de ulike sektormyndighetene som har betydning for petroleumsvirksomheten, og som er styrt av forskjellige departementer (Olje- og energidepartementet, Finansdepartementet, Arbeids- og sosialdepartementet og Klima- og miljødepartementet). Næringen savner bedre samordning mellom sektormyndighetenes standpunkter og at Oljedirektoratet ivaretar industriens interesser overfor andre myndighetsorganer.

9.1 Dialog med Finansdepartementet om petroleumsskatt

Finansdepartementet er ansvarlig for petroleumsskatten. Finansdepartementet opplyser at det har løpende dialog med Olje- og energidepartementet om forvaltningen av petroleumsressursene. De viktigste sakene blir besluttet i regjeringen. Olje- og energidepartementet opplyser at det er opptatt av hvordan skattesystemet påvirker selskapenes investeringsvilje på norsk sokkel. Olje- og energidepartementet fremmer sine faglige argumenter og drøfter rammebetingelsene med Finansdepartementet.

Finansdepartementet opplyser at Olje- og energidepartementet har faglig ansvar for ressursutnyttelsen inklusiv generelle analyser av tiltak for mer effektiv ressursutnyttelse. Finansdepartementet gjennomfører derfor ikke separate analyser av tiltak for økt utvinning. Det var heller ikke involvert i selve utarbeidelsen av Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten,* men meldingsutkastet ble på vanlig måte forelagt berørte departementer før meldingen ble lagt fram av regjeringen. Ved utformingen av petroleumsskattesystemet er det lagt betydelig vekt på at skattesystemet skal legge til rette for utnyttelse av de lønnsomme ressursene på norsk sokkel.

Ved behandlingen av revidert nasjonalbudsjett for 2013, jf. Innst. 470 S (2012–2013), sluttet Stortinget seg til å redusere satsen for friinntekten.[93] [94] Finansdepartementet opplyser at endringen var basert på det samme faglige grunnlaget som i NOU 2000:18, der petroleumsskatteutvalget konkluderte med at skattesystemet hadde for høye investeringsbaserte fradrag. Finansdepartementet har også i påfølgende år påpekt at investeringsfradragene er for høye, jf. Omtale i *Revidert nasjonalbudsjett 2004* og i *Revidert nasjonalbudsjett 2013.* For høye investeringsfradrag kan stimulere til investeringer utover det som er lønnsomt for samfunnet.

I intervjuer med operatører i feltutvalget og interesseorganisasjonen Norsk olje og gass framheves det at endringen i friinntektssatsen har gjort det vanskeligere å gjennomføre marginalt lønnsomme prosjekter som kan øke oljeutvinningen. Operatørene i feltutvalget peker på at endringen skaper usikkerhet i en bransje der forutsigbarhet og stabilitet er avgjørende faktorer for prosjektgjennomføring. Olje- og energidepartementet bekrefter at dette er en utfordring som er kommunisert til myndighetene. Finansdepartementet mener at det norske petroleumsskattesystemet er forutsigbart og

93) Prop. 150 LS (2012–2013).
94) Olje- og energidepartementet (2013) *Redusert friinntekt i petroleumsskatten*. Pressemelding nr. 19/2013.

stabilt. Finansdepartementet har vært kjent med næringens innvendinger mot en endring i investeringsfradragene siden 2001, da petroleumsskatteutvalgets forslag til innstramming i investeringsfradragene var på høring.

9.2 Samarbeid med Arbeids- og sosialdepartementet / Petroleumstilsynet

Arbeids- og sosialdepartementet har det overordnede ansvaret for helse-, miljø- og sikkerhetskravene (HMS-kravene) i petroleumssektoren, mens Petroleumstilsynet er delegert myndighet til å fastsette regelverk. Olje- og energidepartementet opplyser at det er opptatt av HMS-problemstillinger fordi beslutninger som blir fattet av sikkerhetsmyndighetene, kan få store konsekvenser for ressursutnyttelsen og/eller kostnadsnivået generelt. Olje- og energidepartementet og Arbeids- og sosialdepartementet møtes jevnlig. Arbeids- og sosialdepartementet nedsatte i 2012 et eget ekspertutvalg, som blant annet så på tilsynsstrategien og HMS-regelverket. Et av tiltakene som er foreslått, er å arbeide mer systematisk med nytte- og kostnadssiden ved enkeltvedtak og nye forskrifter.

Både Oljedirektoratet og Petroleumstilsynet ser det som viktig å samarbeide fordi de har ulik og utfyllende kompetanse, og de har derfor inngått en samarbeidsavtale.[95] Avtalen slår fast at etatene må kunne trekke på hverandres kompetanse, men ikke slik at det går utover hensynet til ansvar, ryddighet og rolleklarhet. I tråd med avtalen har Oljedirektoratet og Petroleumstilsynet årlige møter på ledernivå. Petroleumstilsynet viser til at selv om det er viktig at de to etatene er uavhengig av hverandre, har tilsynet et mål om å styrke kontakten med Oljedirektoratet.

Arbeidet med regelverksendringer generelt

Petroleumstilsynet opplyser at endringer av HMS-forskriftene og arbeidsmiljøforskriften skjer i nært samarbeid med aktuelle myndigheter og i dialog med aktørene. Petroleumstilsynet erfarer at det på denne måten oppnås stor grad av enighet i utforming og innhold. Det kommer fram i intervju at operatørene i feltutvalget opplever at flere av HMS-kravene medfører høye kostnader samtidig som de gir små forbedringer, og at myndighetene i større grad bør gjøre kost–nytte-vurderinger ved innføring av nye krav og vurdere forenklede krav for felt med en begrenset levetid. Det vises til at ved innfasing av nye funn mot eldre installasjoner stiller Petroleumstilsynet nye HMS-krav og tekniske krav også for eldre installasjoner som er bygget under tidligere regelverk. Risikoen er at rettighetshaverne ikke vil finne det lønnsomt med fellesløsninger, men heller beslutter selvstendige utbyggingsløsninger for de nye funnene. Oljedirektoratet opplyser at det i større grad enn sikkerhets- og miljømyndighetene gjør kvantitative kost–nytte-vurderinger av regelverksendringer. Ut fra sin rolle er det ikke riktig at Oljedirektoratet skal bli direkte involvert i Petroleumstilsynets arbeid med regelverksendringer, men Oljedirektoratet bør likevel i større grad trekkes inn i tekniske kost–nytte-vurderinger av endringer som grunnlag for en beslutning, ikke minst gjelder dette vurderinger av ressursmessige konsekvenser av ulike forslag.

For å få til en mer helhetlig vurdering av konsekvenser i en sektor der flere har reguleringsmyndighet, kunne det ifølge Olje- og energidepartementet ha blitt utarbeidet en sektorveileder for gjennomføring av nytte- og kostnadsanalyser. Det gis uttrykk for at en del saker kunne ha vært bedre opplyst på et tidligere tidspunkt.

Arbeidet med plan for utbygging og drift (PUD)

Olje- og energidepartementet koordinerer behandlingen av PUD og sender utbyggingsdelen av PUD til Oljedirektoratet og Arbeids- og sosialdepartementet/

95) *Avtale mellom Petroleumstilsynet og Oljedirektoratet*. Samarbeid om myndighetsforvaltningen i petroleumsvirksomheten. Gjeldende fra 1. januar 2007.

Petroleumstilsynet for vurdering. Operatørene i feltutvalget peker på at det er viktig med forutsigbare rammebetingelser og at myndighetene formidler forventninger og krav til HMS på et tidlig tidspunkt. To av operatørene i feltutvalget opplever at Petroleumstilsynet er forutsigbare, men én av de to operatørene har også opplevd at tilsynet kommer med krav én uke før PUD skal leveres. Petroleumstilsynet opplyser at det vanligvis ikke følger opp operatørenes arbeid med prosjekter ved oppstart av konseptutvikling, med unntak av operatører som bygger ut felt for første gang på norsk sokkel. Petroleumstilsynet har imidlertid de siste par årene styrket sin oppfølging av prosjekter i tidlig fase med utvikling av intern kompetanse og egne arbeidsprosesser. Det kommer fram i intervju med Oljedirektoratet og Petroleumstilsynet at etatene i større grad utveksler informasjon om aktørenes arbeid med prosjekter i tidlig fase. PUD/PAD-veilederen oppfordrer rettighetshaverne til å ta kontakt med sikkerhetsmyndighetene tidlig i planleggingen av en utbygging, blant annet i form av møter og ved å gjøre deler av dokumentasjonen tilgjengelig for Petroleumstilsynet.

I intervju med Oljedirektoratet og Petroleumstilsynet opplyses det videre at det ikke er faste møtepunkter i PUD-prosessen. Petroleumstilsynet og Oljedirektoratet har felles møter med operatørene dersom informasjon som er nyttig for begge parter, blir presentert, for eksempel informasjon om ny teknologi. Tilsvarende avholdes det felles møte med PUD-søker dersom begge etater ber om samme type informasjon. Oljedirektoratet opplyser at det med fordel kunne ha samarbeidet mer med Petroleumstilsynet.

Arbeidet med å redusere kostnadsnivået for rigg

I tråd med petroleumsmeldingen satte Olje- og energidepartementet ned et utvalg som foreslo tiltak for økt bore- og brønnaktivitet på norsk sokkel. Utvalget pekte på at viktige årsaker til høye borekostnader er betydelige kostnader som følge av regelverkstilpasninger og høye driftskostnader som følge av arbeidstidsordninger. Flyttbare innretninger som opererer på norsk sokkel, må tilfredsstille de nasjonale HMS-kravene. Kravene til riggene er ifølge ekspertgruppen særnorske, og det er bare Norge blant nordsjølandene som henviser til spesifikke standarder, normer og retningslinjer. Det innebærer at flytting av rigger over sokkelgrensen til Norge krever større oppgraderinger som medfører betydelige merkostnader. Utvalget mente at det ikke er påvist avvik av betydning i sikkerhetsnivå mellom britisk og norsk sokkel.

Utvalget anbefalte at det må tas nye initiativ som kan bidra til at det norske markedet for flyttbare innretninger blir en mer åpen og integrert del av det øvrige markedet for Nordsjøen. Et større marked kan øke boreeffektiviteten. Utvalget framhever at det for å få et større marked er viktig med mer forutsigbarhet i godkjennelsesprosessen av innretningene.

Petroleumstilsynet opplyser at forskjellene som er påpekt i riggrapporten, i hovedsak ikke skyldes regelverket, men ulik nasjonal praktisering. Tilsynet mener videre at riggrapporten har en del svakheter:

- Det forelå relevante studier som ekspertutvalget ikke tok hensyn til.
- Viktige aktører som Norges Rederiforbund og representanter fra alle relevante arbeidstakerorganisasjoner var ikke representert i ekspertutvalget.
- Petroleumstilsynet er videre ikke enig i forslaget om å senke kompetansekravene innen boring og brønn på borerigger. Det er næringen selv som, på basis av funksjonelle myndighetskrav, har satt spesifikke krav til kompetansen.

Olje- og energidepartementet gir uttrykk for at manglende oppslutning om konklusjonene i rapporten gjør det vanskelig å følge opp tiltakene som ble foreslått.

10 Vurderinger

Hovedmålet i petroleumspolitikken er å legge til rette for lønnsom produksjon av olje og gass i et langsiktig perspektiv slik at den kommer hele det norske samfunnet til gode, jf. Meld. St. 28 (2010–2011). Norsk petroleumsforvaltning har over tid gitt gode resultater, og utnyttelsesgraden på norsk kontinentalsokkel er høy. Samtidig er det fortsatt et betydelig potensial for økt oljeutvinning i modne områder.

Olje- og energidepartementet legger i sin forvaltning av petroleumsvirksomheten stor vekt på at rammebetingelsene utformes slik at interessene til næringen i størst mulig grad blir sammenfallende med samfunnets interesser. Departementet vurderer det ikke som hensiktsmessig å detaljstyre petroleumsvirksomheten siden departementet anser at rettighetshaverne er de mest kompetente til å velge de beste utbyggings- og driftsløsningene. Myndighetene legger derfor stor vekt på dialog med selskapene uten nødvendigvis å bruke de konkrete bestemmelsene i petroleumsloven for å håndheve ressursforvaltningen. Dersom interessene ikke er sammenfallende og tiltak for å øke utvinningen på felt er tidskritisk, er det spørsmål om myndighetene i større grad burde utnytte sitt handlingsrom for å sikre at rettighetshaverne oppfyller sine forpliktelser til utvinning av ressursene.

10.1 Det er risiko for at samfunnsøkonomisk lønnsomme oljeressurser i modne områder ikke blir utvunnet i tide

Energi- og miljøkomiteen framhevet ved behandlingen av Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten,* jf. Innst. 143 S (2011–2012), det store potensialet for økt utvinning. I perioden 2006–2013 er det gjort nye oljefunn i modne områder, og det har vært betydelig høyere oljeproduksjon enn det som ble lagt til grunn i vedtatte planer for de modne oljefeltene. Det skyldes blant annet innføringen av ordningen med tildeling av utvinningstillatelser i forhåndsdefinerte områder (TFO), innskjerping i arealavgiften og mange nye aktører på norsk sokkel etter 2006.

Rettighetshavernes investeringsbeslutninger er avhengige av eksterne faktorer som oljepris og kostnadsnivå, men også av myndighetenes rammebetingelser, spesielt innen skatt, helse, miljø og sikkerhet. Norsk petroleumsforvaltning har vært preget av stabile rammebetingelser, noe som er en viktig forutsetning for at private aktører investerer på norsk sokkel.

Det kommer fram i intervjuer med operatører i feltutvalget og Petoro at rettighetshaverne ved vurdering av investeringer ofte legger til grunn høyere avkastningskrav enn det som har vært anbefalt i Finansdepartementets veileder i samfunnsøkonomiske analyser (2005). Mange av oljeselskapene har også til dels kortere tidshorisont enn myndighetene når de vurderer lønnsomheten av investeringer. I tillegg har det vært en utvikling der investeringer på norsk sokkel i større grad konkurrerer med andre prosjekter på norsk sokkel og internasjonalt. Selskapenes begrensete tilgang til kapital tilsier at bare de bedriftsøkonomisk mest lønnsomme prosjektene blir gjennomført. Det innebærer at enkelte samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter for økt oljeutvinning kan bli nedprioritert av rettighetshaverne. Utnyttelse av ressurser i modne områder kan være tidskritisk, fordi blant annet eksisterende infrastruktur med tiden blir teknisk uegnet eller ulønnsom å holde i drift. For lønnsom utbygging av nye,

mindre funn i nærheten av eksisterende felt er det ofte en forutsetning at etablert infrastruktur fortsatt er på plass.

10.2 Oljedirektoratet har ikke tilstrekkelig gjennomslag i oppfølgingen av prosjekter der økt utvinning er tidskritisk

Oljedirektoratets hovedmål er å bidra til størst mulig verdier for samfunnet fra olje- og gassvirksomheten med en forsvarlig og effektiv ressursforvaltning innen utbygging og drift, jf. Prop. 1 S (2013–2014) Olje- og energidepartementet. God ressursforvaltning forutsetter at rettighetshaverne velger løsninger som er både bedrifts- og samfunnsøkonomisk lønnsomme. Oljedirektoratet er delegert myndighet til den løpende oppfølgingen av arbeidet i rettighetshavergruppene.

Antall utvinningstillatelser på norsk sokkel har økt fra om lag 300 i 2006 til over 500 i 2014, og antall aktører har økt fra 29 til 38 i samme periode. I tillegg har kompleksiteten i problemstillingene på norsk sokkel bidratt til å øke oppgavemengden for petroleumsmyndighetene. Antall ansatte i Oljedirektoratet er ikke økt i samme grad som oppgavemengden i undersøkelsesperioden 2006–2013. Det framgår av undersøkelsen at Oljedirektoratet innenfor sine rammer og prioriteringer er en aktiv pådriver for god ressursutnyttelse og utfordrer rettighetshaverne til å velge langsiktige løsninger som bidrar til god ressursforvaltning.

Myndighetene kan ved behandling av planer for utbygging og drift (PUD) kreve at rettighetshaverne utreder alternative utbyggingskonsepter for å sikre at det velges utbyggingsløsninger som ivaretar ressursutnyttelsen best mulig. Det er viktig at dette gjøres på et tidlig stadium i nye prosjekter for at myndighetene skal kunne være pådrivere for samfunnsøkonomisk gode løsninger. Undersøkelsen viser at Oljedirektoratet er aktiv i planleggingsfasen og etterspør utredning av alternative løsninger ved behov.

Oljedirektoratet har faglig kontakt med Petroleumstilsynet i forbindelse med operatørens arbeid med utbyggingsplaner. Oljeselskapene opplever at Petroleumstilsynet enkelte ganger kommer for sent inn i PUD-prosesser med krav om helse, miljø og sikkerhet (HMS), og at det kan føre til økte utbyggingskostnader. Bedre kontakt og utveksling av kompetanse mellom Oljedirektoratet og Petroleumstilsynet, innenfor de respektive mandatene, kan bidra til at viktige spørsmål om blant annet betydningen for kostnader av eventuelle nye HMS-krav kan bli avklart på et tidligere tidspunkt. En slik avklaring er særlig viktig ved innfasing av nye funn mot eksisterende installasjoner på modne felt.

Oljedirektoratet har god tilgang til informasjon om arbeidet i rettighetshavergruppene og data om økonomi og ressurser, og har derfor gode forutsetninger for å ha en samlet oversikt over utfordringene og mulighetene på sokkelen. Undersøkelsen viser at Oljedirektoratet har systemer for å avgjøre hvilke felt direktoratet innenfor sine rammer bør prioritere for å sikre god ressursforvaltning. Det økte antallet felt kan imidlertid gjøre det krevende for Oljedirektoratet å identifisere og følge opp utfordringer i tilstrekkelig grad. Direktoratet får for eksempel ikke et fullstendig bilde av rettighetshaveres arbeid og utfordringer ved å basere seg på protokoller fra styringskomitémøter. Det gir en risiko for at Oljedirektoratet ikke følger opp saker som kan være viktige for ressursutnyttelsen.

Oljedirektoratet følger prioriterte felt opp gjennom dialog med selskapene ved å delta i styrings- og arbeidskomitémøter, og ved å ha direkte kontakt med operatører og rettighetshavere. Denne dialogbaserte arbeidsformen er ifølge Olje- og energidepartementet godt egnet til å følge opp planleggingsprosessene i utvinningstillatelsene. Undersøkelsen viser imidlertid at det ikke alltid er tilstrekkelig framdrift i tidskritiske prosjekter til tross for Oljedirektoratets løpende oppfølging.

10.3 Det er behov for styrket oppfølging av samordningsmuligheter på tvers av utvinningstillatelser

Ifølge petroleumsloven § 4-7 skal rettighetshaver søke å oppnå avtale om rasjonell samordning dersom en petroleumsforekomst strekker seg over flere blokker som ikke har samme rettighetshaver, eller når det åpenbart vil være rasjonelt å samordne virksomheten på tvers av flere petroleumsforekomster.

Samordning av felt og utbyggingsløsninger er viktig i modne områder for å utnytte eksisterende innretninger og bidra til lavere samlede kostnader til utbygging og drift. Undersøkelsen viser at rettighetshaverne ikke alltid selv tar initiativet til eller ser mulighetene til samordning når det er ulik eiersammensetning i rettighetshavergruppene i et område. Gode samordningsløsninger av felt og virksomhet forutsetter at avtaler inngås tidlig i utbyggingsfasen. Dersom planleggingsprosessene har kommet langt, vil det ofte ikke være mulig å realisere de samfunns- og ressursmessig beste løsningene. Undersøkelsen viser at myndighetene involverer seg i store enkeltsaker og har dialog med rettighetshaverne for å få etablert avtaler om samordning. Forhandlingsprosesser mellom rettighetshavere kan imidlertid trekke ut i tid, og muligheten for hensiktsmessig samordning kan dermed bli svekket. Undersøkelsen viser tilfeller der samordning ikke lenger var hensiktsmessig fordi prosjektene var i ulike planleggingsfaser. Å utsette utbyggingen i påvente av en samordning ville ha medført betydelige merkostnader for den berørte rettighetshavergruppen.

Forskrift om andres bruk av innretninger slår fast at rettighetshavere som har behov for å bruke en annens innretning, skal ha rett til slik bruk. Forskriften er viktig for å sikre mindre utbygginger tilgang til eksisterende infrastruktur. Det er krevende å få på plass tilknytningsavtaler, blant annet fordi det er lite åpenhet om kapasiteten på innretningene, og fordi det kan være vanskelig for partene å bli enige om fordeling av risiko og kostnader. Det er derfor viktig at petroleumsmyndighetene har nødvendig informasjon og bidrar til å sikre at bestemmelsene om informasjonsdeling i forskriften blir etterlevd.

I mange områder varierer eiersammensetningen i rettighetshavergruppene. Rettighetshaverne har dermed ikke helhetlig oversikt over tilgjengelig kapasitet og samordningsmuligheter, noe Oljedirektoratet gjennom sin tilgang til informasjon kan ha. Direktoratet viser til at det har foretatt egne områdestudier for enkelte områder. Undersøkelsen viser eksempler på at direktoratet kunne hatt en mer systematisk og overordnet tilnærming til å identifisere samordningsmuligheter på tvers av utvinningstillatelser på et tidligere tidspunkt.

10.4 Olje- og energidepartementet bruker i begrenset grad de virkemidlene som er tilgjengelig for å sikre økt utvinning i modne områder

Utvinning av petroleum skal foregå på en slik måte at mest mulig av den mengden som finnes i hver enkelt petroleumsforekomst, eller i flere forekomster sammen, blir produsert, jf. petroleumsloven § 4-1. Når et felt bygges ut, mangler operatøren kunnskap og erfaring med reservoaret. Framlagt plan for utbygging og drift (PUD) er forbundet med usikkerhet og legger ofte liten vekt på drift sent i feltets livsfase, særlig ved felt med antatt lang levetid. Myndighetene stiller i liten grad vilkår om framtidig drift og utvikling i sine godkjennelser av PUD. Olje- og energidepartementet legger vekt på at PUD er et resultat av en prosess der det forutsettes at det er tatt hensyn til myndighetenes synspunkter.

Rettighetshaverne skal underrette departementet dersom det oppstår vesentlige avvik eller endringer sammenlignet med PUD, og eventuelt legge fram ny eller endret plan, jf. petroleumsloven § 4-2 siste ledd. Selv om saksmappegjennomgang av felt i utvalget viser at flere felt med lang levetid legger fram endret PUD, resulterer ikke det i en helhetlig oppdatering av utvinningsstrategien og videre planer basert på opparbeidet driftserfaring eller endrete forhold. Fravær av en helhetlig strategi og plan for videreutvikling av feltene, som er formalisert enten i PUD eller oppdatert i endret PUD, kan gjøre det vanskeligere for Oljedirektoratet å følge opp felt systematisk. Dette gjelder særlig sent i feltets driftsfase.

I tillegg til PUD og endret PUD har departementet flere virkemidler til rådighet for å styrke Oljedirektoratets mulighet for å være en effektiv og langsiktig pådriver for god ressursutnyttelse. Departementet kan gjennom produksjonstillatelser stille vilkår som ivaretar samfunnsinteresser eller effektiv ressursutnyttelse i produksjonsfasen. Undersøkelsen viser at produksjonstillatelser er et effektivt virkemiddel for å sikre at oljeressurser ikke går tapt på felt der det må gjøres en avveiing mellom olje- og gassutvinning. På øvrige felt tildeles produksjonstillatelsene i henhold til søknad og for å regulere kontrollerte utslipp av gass. Petroleumsloven angir ikke noe spesifikt om produksjonstillatelsenes varighet, men etablert praksis er å gi tillatelsen for ett år om gangen. Vurdering av søknader til årlig produksjonstillatelse skjer blant annet basert på den årlige rapporteringen fra operatørene. Myndighetenes forventninger til videre utvikling og drift av feltet kunne dermed vært formidlet i produksjonstillatelsene selv om eventuelle vilkår ikke kan gå lengre enn forutsetningene som er beskrevet i PUD.

Olje- og energidepartementet har anledning til å pålegge rettighetshaver å utarbeide en rapport om feltrelaterte forhold, jf. petroleumsloven § 4-4 siste ledd. Undersøkelsen viser at departementet ikke etterspør slike feltrapporter. Dette virkemiddelet kunne blitt brukt for å beskrive den videre utviklingen og driften av feltene, dersom verken PUD, endret PUD eller produksjonstillatelsen inneholder denne informasjonen.

Olje- og energidepartementet skal godkjenne søknader om særskilt forlengelse av konsesjonstiden for en utvinningstillatelse med samme eierstruktur dersom søknaden sannsynliggjør bedre utnyttelse av ressursene, jf. Innst. 143 S (2011–2012). Undersøkelsen viser at Olje- og energidepartementet legger vekt på at rettighetshaverne beslutter videre investeringer i feltene og har ved flere anledninger innvilget kortere konsesjonsperioder enn omsøkt for å sikre departementet framtidig handlingsrom. Bruk av særskilt forlengelse av konsesjonstiden er et effektivt virkemiddel for å sikre utvinning i slutten av feltenes levetid, men det kan gi risiko for at investeringene i økt utvinning blir kortsiktige, og at feltene framstår som mindre attraktive for tredjepartstilknytninger. Det er derfor spørsmål om det ville være mer hensiktsmessig med en

formell oppdatering av utvinningsstrategien i løpet av driftsfasen i god tid før utløp av konsesjonsperioden for å sikre en langsiktig videreutvikling av feltet.

Ved avslutning av petroleumsvirksomhet ved felt skal rettighetshaverne legge fram avslutningsplaner for Olje- og energidepartementet. Undersøkelsen viser at Oljedirektoratet vurderer mulighetene for fortsatt lønnsom drift før en avslutningsplan blir godkjent. Oljedirektoratet har løpende dialog med rettighetshaveren om gjenværende ressurser i god tid før avslutningsplanen blir levert inn, for å kunne vurdere alternativer til å stenge ned feltet.

10.5 Petoros kapasitet begrenser selskapets muligheter for å maksimere verdien av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)

Staten deltar med direkte eierandeler i petroleumsvirksomheten gjennom SDØE som forvaltes av Petoro. En av hovedoppgavene til Petoro er å ivareta statens direkte deltakerandeler i utvinningstillatelser ved å være en aktiv partner som gjennom helhetsvurderinger skal bidra til å maksimere verdien av SDØE-porteføljen, jf. Prop. 1 S (2013–2014) Olje- og energidepartementet.

Undersøkelsen viser at Petoro har prioritert sin innsats med å realisere ressurspotensialet i og nær store modne felt som utgjør en stor del av SDØE-porteføljen. Med 190 utvinningstillatelser i 2014 er antall utvinningstillatelser i porteføljen mer enn doblet siden 2003. Kompleksiteten i problemstillingene har også økt. Antall ansatte i Petoro har i perioden 2007–2014 økt med ca. 20 prosent. Bruk av ordningen med forretningsførere ble avsluttet i 2013, og de aktuelle feltene følges etter dette opp av Petoro. For å supplere egen kompetanse har Petoro fra 2010 økt bruken av eksterne studier i forbindelse med videreutvikling av store modne felt. Undersøkelsen viser at Petoro i de 3–4 høyest prioriterte feltene er en aktiv rettighetshaver og utfordrer operatøren ved å stille spørsmål og ved å gjennomføre egne studier for alternative utbyggingsløsninger. Petoro arbeider også for å ta i bruk ny teknologi. Selskapet bidrar på denne måten til at det kan tas mer langsiktige beslutninger i utvinningstillatelser som kan bidra til økt utvinning.

Olje- og energidepartementet framhever at SDØE og Petoro ikke er et ressursforvaltningsmessig virkemiddel for økt utvinning, men et finansielt instrument som skal skaffe staten inntekter. Petoros begrensede kapasitet kan gjøre det vanskelig for selskapet å ha en aktiv oppfølging av øvrige utvinningstillatelser i SDØE-porteføljen. Det vises til at flere operatører mener at Petoro, blant annet som følge av manglende ressurser, ikke vil kunne utfordre operatørene slik andre rettighetshavere er i stand til. Det vurderes derfor som usikkert om statens interesser blir godt nok ivaretatt med Petoros muligheter og begrensninger.

11 Referanseliste

Stortingsdokumenter
- Ot.prp. nr. 72 (1982–1983) *Lov om petroleumsvirksomhet*
- Ot.prp. nr. 43 (1995–1996) *Om lov om petroleumsvirksomhet*
- Ot.prp. nr. 48 (2008–2009) *Om lov om endringer i lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet*

Stortingsproposisjoner
- St.prp. nr. 36 (2000–2001) *Eierskap i Statoil og fremtidig forvaltning av SDØE*
- St.prp. nr. 63 (2003–2004) *Tilleggsbevilgninger og omprioriteringer i statsbudsjettet*
- St.prp. nr. 60 (2006–2007) *Sammenslåingen av Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet*
- St.prp. nr. 69 (2006–2007) *Tilleggsbevilgninger og omprioriteringer i statsbudsjettet 2007*
- Prop. 150 LS (2012–2013) *Endringar i skatte-, avgifts- og tollgivninga*
- Budsjettproposisjon nr. 1 for Olje- og energidepartementet (2013–2014)
- Prop. 1 S (2013–2014) *Endring av Prop. 1 S (2013–2014) Statsbudsjettet 2014*

Stortingsmeldinger
- St.meld. nr. 22 (2001–2002) *Et mindre og bedre statlig eierskap*
- St.meld. nr. 38 (2001–2002) *Om olje- og gassvirksomheten*
- St.meld. nr. 38 (2003–2004) *Om petroleumsvirksomheten*
- Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten*
- Meld. St. 13 (2010–2011) *Aktivt eierskap – norsk statlig eierskap i en global økonomi*
- Meld. St. 12 (2012–2013) *Perspektivmeldingen 2013*
- Meld. St. 27 (2013–2014) *Et mangfoldig og verdiskapende eierskap*

Innstillinger til Stortinget
- Innst. S. nr. 198 (2000–2001) *Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om eierskap i Statoil og fremtidig forvaltning av SDØE*
- Innst. S. nr. 264 (2001–2002) *Innstilling fra næringskomiteen om et mindre og bedre statlig eierskap*
- Innst. S. nr. 136 (2003–2004) *Innstilling fra kontroll- og konstitusjonskomiteen om instruks om Riksrevisjonens virksomhet*
- Innst. S. nr. 249 (2003–2004) *Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om petroleumsvirksomheten*
- Innst. S. nr. 243 (2006–2007) *Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om sammenslåing av Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet*
- Innst. 143 S (2011–2012) *Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om en næring for framtida – om petroleumsvirksomheten*
- Innst. 470 S (2012–2013) *Innstilling fra finanskomiteen om revidert nasjonalbudsjett for 2013, og om tilleggsbevilgninger og omprioriteringer i statsbudsjettet for 2013*

Lover
- *Lov om petroleumsvirksomhet* av 29. november 1996 nr. 72 (petroleumsloven)
- *Lov om Riksrevisjonen* av 7. mai 2004 nr. 21 (Riksrevisjonsloven)
- *Lov om skattlegging av undersjøiske petroleumsforekomster mv.* av 13. juni 1975 nr. 35 (petroleumsskatteloven)

Forskrifter, instrukser, veiledere
- *Forskrift til lov om petroleumsvirksomhet*, FOR-1997-06-27 nr. 653
- *Forskrift om andres bruk av innretninger*, FOR-2005-12-20-1625
- *Instruks om utredning av konsekvenser, foreleggelse og høring ved arbeidet med offentlige utredninger, forskrifter, proposisjoner og meldinger til Stortinget* (utredningsinstruksen), fastsatt ved kongelig resolusjon av 18. februar 2000 og revidert ved kongelig resolusjon av 24. juni 2005
- *Instruks om Riksrevisjonens virksomhet,* FOR-2004-03-11-700
- Finansdepartementet (2005) *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*
- Finansdepartementet (2014) *Prinsipper og krav ved utarbeidelsen av samfunnsøkonomiske analyser mv., R-109/14*

Petoro AS
- Årsrapport 2002 og årsrapporter i perioden 2006–2013

Oljedirektoratet
- *Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel per 31. desember 2000–2013*
- Årsberetninger for Oljedirektoratet i perioden 2008–2013
- Oljedirektoratet (2001) *Veiledning til klassifisering av petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel*
- Oljedirektoratet (2006) *Fakta Norsk Petroleumsverksemd 2006*
- Oljedirektoratet (2005) *Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel*
- Oljedirektoratet (2008) *Lisenshåndboken 2008*
- Oljedirektoratet (2009) *Hvorfor får vi ikke ut 100 prosent av oljen*
- Oljedirektoratet (2010) *Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD)*
- Oljedirektoratet (2012) *Håndbok i forvaltning av utvinningstillatelser*. 17. august 2012
- Oljedirektoratet (2013) *Brukerundersøkelse 2013. En undersøkelse av synspunkter på Oljedirektoratets virksomhet.* Rapport utarbeidet av Agenda Kaupang
- Oljedirektoratet (2013) *Sokkelåret 2013 – Investerings- og kostnadsprognoser*
- Oljedirektoratet (2013) *Fakta Norsk petroleumsverksemd 2013*
- Oljedirektoratet (2014) *Fakta Norsk petroleumsverksemd 2014*
- Oljedirektoratet (2014) *Norsk sokkel nr. 2*
- Oljedirektoratet (2014) *Faktasider*, http://factpages.npd.no/factpages/Default.aspx?culture=no

Olje- og energidepartementet
- Brev fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 17. november 2014
- Brev fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 20. desember 2013
- Tildelingsbrev til Oljedirektoratet i perioden 2006–2014
- Tildelingsbrev til Petoro AS i perioden 2007–2014
- Olje- og energidepartementet (2010) *Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel*, *En rapport fra utvinningsutvalget*
- Olje- og energidepartementet (2012) *Evaluering av OEDs bevilgninger til FoU gjennom Norges forskningsråd 2001–2010*
- Olje- og energidepartementet (2012) *Økt bore- og brønnaktivitet på norsk sokkel*, *Utredning fra en ekspertgruppe oppnevnt av Olje- og energidepartementet 19. desember 2011. Avgitt torsdag 16. august 2012*
- Olje- og energidepartementet (2013) *Petoro AS*, http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/Tildelingsbrev-og-tilsagnsbrev/Petoro-AS.html?id=445822

- Olje- og energidepartementet (2013) *Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)*, http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/statlig_engasjement_i_petroleumsvirksomh/statens-direkte-okonomiske-engasjement-s.html?id=445748
- Olje- og energidepartementet (2013) *Redusert friinntekt i petroleumsskatten*, Pressemelding nr. 19/2013
- Olje- og energidepartementet (2013) *Innbydelse til å søke om utvinningstillatelse for petroleumsvirksomhet 2013*

Rapporter, utredninger og andre kilder

- NOU (2000:18) *Skattlegging av petroleumsvirksomhet*
- NOU (2003:9) *Forslag til endringer i skattesystemet*
- NOU (2012:16) *Samfunnsøkonomiske analyser*
- Finansdepartementet (2005) R-109/2005 *Behandling av kalkulasjonsrenten, risiko, kalkulasjonspriser og skattekostnad i samfunnsøkonomiske analyser*
- Årsrapport for PETROMAKS og DEMO 2000 2006–2013
- Petroleumstilsynet (2007) *Avtale mellom Petroleumstilsynet og Oljedirektoratet. Samarbeid om myndighetsforvaltningen i petroleumsvirksomheten*
- Utenriksdepartementet (2010) *Hva innebærer unitisering?* http://www.regjeringen.no/nb/dep/ud/kampanjer/delelinje/olje/avtale_unitisering.html?id=626574
- Norges forskningsråd (2012) *10 år med PETROMAKS*
- Norges forskningsråd (2012) *Evaluering av RENERGI og PETROMAKS*
- Norges forskningsråd (2012) *OG21 – Oil and gas in the 21st century. Norway's technology strategy for the 21st century. Strategy document*
- Norges forskningsråd (2013) *Forsknings- og Teknologiutviklingsordningen (FoT) 2012*.
- Arbeidsdepartementet (2013) *Tilsynsstrategi og HMS-regelverket i Norsk petroleumsvirksomhet*
- Rystad Energy (2013) *Drivere og barrierer for teknologiutvikling på norsk sokkel*
- Rystad Energy (2014) *Verdivurdering av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)*

Bakgrunn og mål for undersøkelsen.
Funn og anbefalinger.

241 344
Trykk: 07 Media 2015

Dokument 3:6 (2014–2015)

Riksrevisjonens undersøkelse av myndighetenes arbeid for økt oljeutvinning fra modne områder på norsk kontinentalsokkel

Riksrevisjonen

BAKGRUNN OG MÅL FOR UNDERSØKELSEN

Mange oljefelt på norsk kontinentalsokkel har passert utvinningstoppen, og økt utvinning fra felt i drift og utbygging av funn nær eksisterende infrastruktur er blant de viktigste utfordringene. Det er fortsatt betydelige oljemengder som kan utvinnes. En rekke tiltak for å øke utvinningen er tidskritiske: eksisterende infrastruktur blir med tiden teknisk uegnet eller ulønnsom, og også nye funn nær felt i drift er ofte avhengig av å bli bygget ut mens eksisterende infrastruktur er på plass.

Målet med undersøkelsen har vært å belyse utnyttelsen av oljeressursene i modne områder på norsk kontinentalsokkel, og å vurdere hvordan Olje- og energidepartementets forvaltning bidrar til økt utvinning. Undersøkelsesperioden er 2006–2014.

Funn og anbefalinger

Det er risiko for at samfunnsøkonomisk lønnsomme oljeressurser ikke blir utvunnet i tide

Oljedirektoratet har ikke tilstrekkelig gjennomslag i oppfølgingen av prosjekter der økt utvinning er tidskritisk

Direktoratet er en aktiv pådriver for god ressursutnyttelse, men oppfølgingen sikrer ikke god nok framdrift i enkelte tidskritiske prosjekter.

Departementet bruker i begrenset grad de virkemidlene som er tilgjengelig for å sikre økt utvinning i modne områder

Dersom utvinningsstrategi og plan for videre utvikling ikke er formelt oppdatert og myndighetenes forventninger ikke blir klart formidlet i god tid før utløp av konsesjonsperioden, kan det være vanskeligere for Oljedirektoratet å følge opp feltene systematisk. Her er Plan for utbygging og drift (PUD), endret PUD, produksjonstillatelser og feltrapporter mulige virkemidler.

- Riksrevisjonen anbefaler at Olje- og energidepartementet vurderer hvordan Oljedirektoratets oppfølging av felt kan gjøres mer effektiv.
  - Direktoratet kan styrke oppfølgingen av rettighetshaverne med systematiske gjennomgåelser av drift og videreutvikling ved ulike tidspunkter i feltenes levetid.
  - Det kan i noen tilfeller være behov for mer utøvelse av myndighet.

Det er behov for styrket oppfølging av samordningsmuligheter

Samordning av felt og utbygginger og andres bruk av eksisterende innretninger kan redusere samlede kostnader. Hensiktsmessig samordning og bruk av innretninger blir ikke alltid ivaretatt i forhandlingene mellom rettighetshaverne.

- Riksrevisjonen anbefaler at Olje- og energidepartementet stiller klarere krav til rettighetshaverne om samordning der det er rasjonelt, og til Oljedirektoratet om å prioritere at det foreligger områdeplaner som gjør det mulig å foreslå og følge opp samordning.

Petoros kapasitet begrenser selskapets muligheter for å maksimere verdien av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)

I de høyest prioriterte feltene er Petoro en aktiv og langsiktig partner i rettighetshavergruppen, men det har begrenset kapasitet til aktiv oppfølging av øvrige felt i SDØE-porteføljen.

- Riksrevisjonen anbefaler at Olje- og energidepartementet vurderer på hvilken måte Petoros rammer kan forbedres for å kunne bidra til størst mulig verdiskaping for Statens direkte økonomiske engasjement.

Riksrevisjonen
Pilestredet 42
Postboks 8130 Dep
0032 Oslo

Sentralbord 22 24 10 00
Telefaks 22 24 10 01
postmottak@riksrevisjonen.no

www.riksrevisjonen.no