

Finansdepartementet
Postboks 8008 Dep
0030

Deres ref.
18/4677-HKR

Vår ref. (bes oppgitt ved svar)
OD 2019/237- TG/TSoe/ATo/TA/EAH 18.3.2019

Dato

Høring - Rapport fra utvalg som har vurdert klimarelaterte risikofaktorer og deres betydning for norsk økonomi (NOU 2018:17)

Oljedirektoratet (OD) viser til brev fra Finansdepartementet 12.12.2018 der departementet har sendt NOU 2018:17 Klimarisiko og norsk økonomi på alminnelig høring.

ODs hovedmål er å bidra til størst mulige verdier for samfunnet fra olje- og gassvirksomheten gjennom en effektiv og forsvarlig ressursforvaltning, der det tas hensyn til helse, miljø, sikkerhet og til andre brukere av havet. Målet reflekterer hovedmålet for petroleumspolitikken som er å legge til rette for lønnsom produksjon av olje og gass i et langsiktig perspektiv, jf. Prop 80 S (2017-2018).

Utgangspunktet for etablering av utvalget er å få belyst mulige virkninger av endret klima og hvordan dette virker inn på økonomi, levekår og velferd og Norges samlede økonomiske handlingsrom. Utvalget fremholder at næringer som bygger på utnyttelse av knappe naturressurser må analyseres særskilt i et nasjonalformueperspektiv. I Norge er grunnrenten klart størst i utvinning av petroleum. Dersom en slik næring bygges ned før de økonomisk anvendbare ressursene tar slutt, kan man ikke forvente at arbeidskraft og kapital kan finne ny anvendelse i virksomhet med like høy avkastning. Det utgjør et potensielt tap for økonomien. Et sentralt tema i rapporten er følgelig hvor robust petroleumsvirksomheten i Norge vil være i møte med klimaendringer og klimapolitikk.

Utvalget har i henhold til mandatet ikke hatt som oppgave å foreslå tiltak for å redusere utslipp av klimagasser, spesifikke tiltak for tilpasninger til endret klima, eller endringer i petroleumsskattesystemet eller i norsk petroleumspolitik. Da petroleumsvirksomheten er berørt i deler av rapporten har Oljedirektoratet likevel valgt å levere høringsinnspill. Det er således med bakgrunn i rapportens omtale og vurderinger av petroleumsvirksomheten at OD avgir sine uttalelser til utvalgets rapport. Dette er særlig omtalt i kapittel 5 og 8.

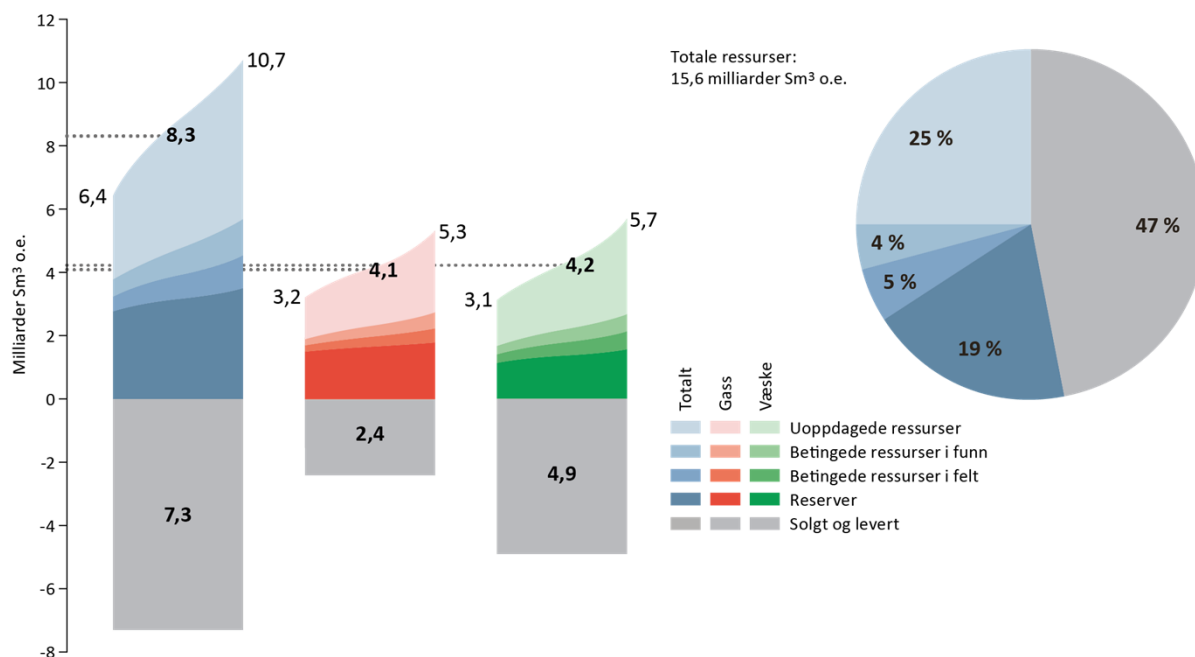
Fremtidig utvikling i petroleumsformuen (kapittel 5)

I kapittel 5 har utvalget drøftet petroleumsformuens klimarisiko ved å ta utgangspunkt i anslått utvikling i petroleumsformuen i fem ulike scenarioer. Tre scenarioer er basert på olje- og gassprisbanene i IEAs World Energy Outlook 2018. De to andre er basert på henholdsvis Nasjonalbudsjettet 2019 samt utvalgets egen prisbane, Null 2050. Til grunn for scenariet Null 2050 er det antatt at olje- og gasspris faller jevnt mot null i 2050 som følge av en rask implementering av svært stram klimapolitikk.

Usikkerhet i ressursutfall

Ved anslag på petroleumsformuen vil størrelsen på de gjenværende ressursene være viktig. Det er store gjenværende petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel med en betydelig usikkerhet i ressursutfall. Usikkerheten i ressursutfallet er så langt vi oppfatter omtalt av utvalget, men er ikke reflektert i utvalgets verdivurderinger av petroleumsformuen.

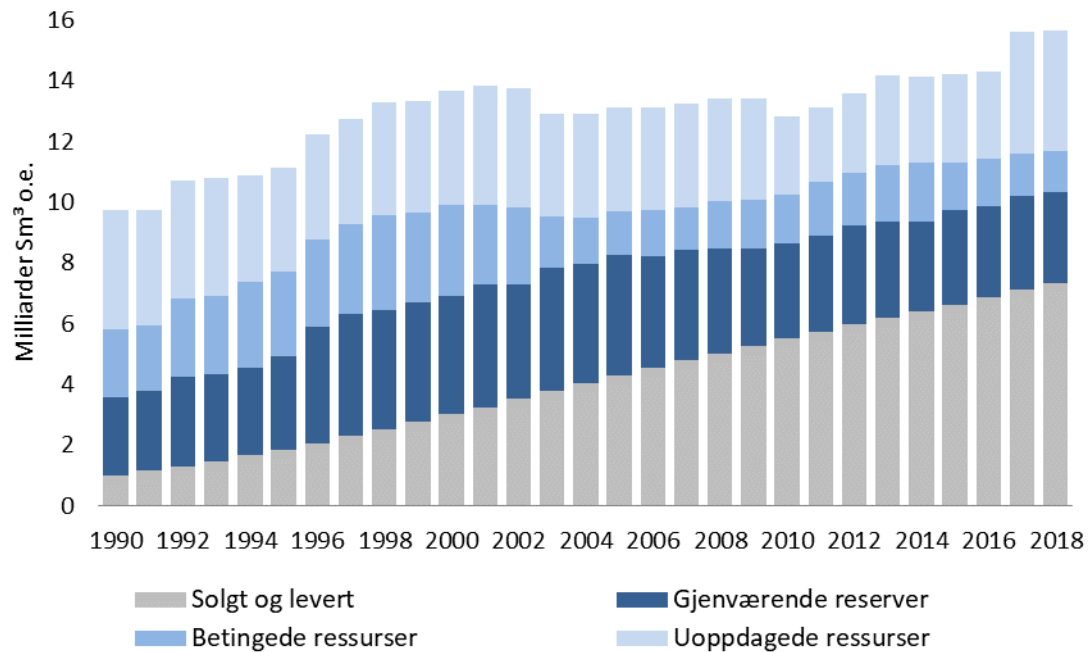
ODs ressursregnskap per 31.12.2018 (Figur 1) for totale påviste og ikke påviste petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel er om lag 15,6 milliarder standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm^3 o.e.). Det er forventet at det er 8,3 milliarder Sm^3 o.e. igjen å produsere. Av dette er 4,4 milliarder Sm^3 o.e. påviste ressurser.



Figur 1: Petroleumsressurser og usikkerheter i estimatene per 31. desember 2018.

Ressursregnskapet synliggjør forventede utvinnbare petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel, samt usikkerhet knyttet til ressursutfallet. Usikkerheten er størst for uoppdagede ressurser. Regnskapet per 31.12.2018 viser at det er 90 pst. sannsynlighet for at gjenværende utvinnbare ressurser er mer enn 6,4 milliarder Sm^3 o.e. og ti pst. sannsynlighet for at de er mer enn 10,7 milliarder Sm^3 o.e.

OD oppdaterer ressursregnskapet på årlig basis. Figur 2 viser de forventede utvinnbare petroleumsressursene anslått ved utgangen av hvert år. Siden 1990 har ressursanslaget økt med 60 pst., og de påviste ressursene er mer enn doblet. Påviste ressurser endres som følge av nye funn og at ressursanslagene på felt endres. Betydelig ressursvekst over tid skyldes hovedsakelig bedret teknologi, økt kunnskap og innsats for å utvinne ressursene. Det er særlig stor usikkerhet i områder med begrenset kunnskap om undergrunnen – så som ikke-åpnede områder.



Figur 2: Forventede utvinnbare petroleumsressurser anslått ved utgangen av hvert år

Hvor mye olje og gass som kan bli utvunnet fra norsk kontinentalsokkel avhenger av en rekke forhold. Geologi, reservoarforhold, teknologi- og kunnskapsutvikling, kostnader og råvarepriser er viktige faktorer som påvirker utvinningen. Det er fremdeles betydelige gjenværende ressurser som kan gi grunnlag for olje- og gassproduksjon i mange tiår framover. En risiko knyttet til petroleumsformuen er at ikke alle prospektive områder åpnes for petroleumsvirksomhet.

Usikkerhet i produktpriser

Beregningene presentert i kapittel 5 illustrerer at en nedbygging av petroleumssektoren, som skissert av utvalget, vil innebære reduksjon i petroleumsformuen. Dette er en vurdering OD deler. Samtidig ønsker vi å fremheve betydningen av at etterspørselen etter olje- og gass kan utvikle seg ulikt i ulike fremtidsbilder. Olje og gass blir brukt til ulike formål og omsettes i ulike markeder. Dette kan også medføre ulik utvikling i olje- og gasspriser.

Slik oljemarkedet fungerer, blant annet med OPEC, er det ikke automatisk slik at lavere (høyere) etterspørsel gir lavere (høyere) oljepris. Preiseffekten vil blant annet bli påvirket av hvordan OPEC-landene tilpasser seg. Den langsiktige tilbudskurven for olje har videre endret seg ("flatet ut") betydelig med gjennombruddet for skiferoljeproduksjon.

Bruk av gass i kraftgenerering medfører betydelig lavere CO₂-utslipp enn kull. Et annet element som også påvirker verdien på norsk gass, er fleksibiliteten for norske gassleveranser gjennom et omfattende nettverk for eksport. Dette nettverket har stor grad av fleksibilitet både med hensyn til levert volum og geografisk leveransepunkt.

Gassalg står for en vesentlig del av inntektene fra norsk sokkel. Et anslag for 2018 er at gass inklusive salg av NGL utgjorde rundt 50 pst. av inntektene fra petroleumssalg. Tas det utgangspunkt i uoppdagede petroleumsressurser er gass i ODs ressursregnskap anslått å utgjøre 46 pst. av disse.¹ At petroleumsproduksjonen er sammensatt av flere produkt som kan ha ulik prisutvikling er generelt med å redusere den økonomiske risikoen næringen er eksponert for.

¹ Referanse <http://www.npd.no/Tema/Ressursregnskap-og-analyser/Temaartikler/Ressursregnskap/2018/>

Næringens tilpasning

I tillegg til direkte effekter av lavere produktpriser i form av lavere salgsinntekter, vil samlet effekt på petroleumsformuen være bestemt av en rekke indirekte effekter som følge av tilpasninger i næringen. Dette er effekter som vil være krevende å innarbeide i kvantitative anslag, men som vil påvirke størrelsen på petroleumsformuen i de ulike fremtidsbildene.

Lavere produktpriser vil isolert sett føre til at produksjon med marginal lønnsomhet stenges ned, enten felt i halefase med liten produksjon og høye faste kostnader, eller potensielle feltutbygginger med marginal lønnsomhet. Effekten på samlet kontantstrøm av at produksjon stenges ned vil bli dempet ved at det er den produksjonen som har marginal lønnsomhet som først rammes av reduserte produktpriser.

En annen sentral effekt vil være utvikling i kostnadsnivå. De siste 4-5 årene har vist at petroleumsnæringen har hatt stor evne til å redusere kostnadsnivå som følge av lavere olje- og gasspriser. Næringen har pekt på at det er ytterligere potensial for kostnadsreduksjon, blant annet i form av økt standardisering/forenkling.² Økt press på lønnsomhetsmarginer kan utløse nye runder med tiltak for ytterligere reduksjon i kostnader. Dette vil kunne dempe både direkte og indirekte effekter av lavere produktpriser. Endrede forutsetninger med hensyn til levetid på innretninger vil kunne gi reduksjon i vedlikeholdskostnader og driftsinvesteringer. Utsikt til lavere produksjonspriser vil også gi endringer i produksjonsstrategier på felt i drift og kan medføre valg av andre utbyggingsløsninger for nye felt, blant annet med fokus på å redusere store initielle investeringer.

Klimarisikohåndtering i offentlig sektor (kapittel 8)

Kapittel 8 inneholder en drøfting av hvordan petroleumssektoren følges opp/forvaltes av myndighetene og hvordan klimarisiko bør inkluderes i dette arbeidet.

Klimarisiko del en av en samlet risikovurdering

I kapittel 6 diskuteres overordnede prinsipper for håndtering av klimarisiko. Utvalget har som første prinsipp:

«Klimarelatert risiko må ses i sammenheng med andre risikoer og de rammeverk som brukes for å håndtere risiko generelt.»

Det regulatoriske rammeverket for petroleumsvirksomheten er utformet for å avdekke og utnytte muligheter for samfunnsøkonomisk lønnsom utvinning av petroleumsressurser, samtidig som kostnadene og risikoen ved å utforske mulighetene begrenses. På norsk sokkel vektlegges prinsippet om stegvis utforskning. Kostnadene knyttet til å avkrefte eller bekrefte ressurspotensialet i et område kan begrenses gjennom stegvis utforskning, samtidig som det er mulighet for å oppnå en betydelig gevinst dersom ressurspotensialet er stort. Denne strategien reduserer statens nedsiderisiko.

For en rettighetshaver på norsk sokkel bidrar en rekke ulike risikoelement til selskapets økonomiske risikoeksponering. Dette inkluderer også klimarisiko. En viktig selskapsstrategi for å redusere samlet risikoeksponering er en sekvensiell tilnærming. Risiko reduseres gjennom stegvise beslutninger i alle faser: leting, utbygging og drift. En konsekvens av dette er at den økonomiske risikoen knyttet til leteaktivitet vil være avgrenset til kostnader knyttet til planlegging og boring av letebrønn. Basert på resultatene av første brønn vurderes behov for flere letebrønner. Dette legger igjen grunnlag for

² Konkurranseskraft – norsk sokkel i endring, Rapport fra Konkraft (2018), http://konkraft.no/wp-content/uploads/2018/02/Konkurranseskraft_Final02_m.omslag_web.compressed.pdf

beslutning om prosjektet skal gå videre med planlegging av utbyggingskonsept, med flere beslutningspunkter underveis hvor prosjekt kan stoppes eller besluttes å gå videre. Tilsvarende gjelder også for vurderinger om tilleggsinvesteringer eller optimaliseringer i driftsfasen.

Lov om petroleumsvirksomhet oppstiller et krav om at utvinningen skal skje i samsvar med forsvarlige tekniske og sunne økonomiske prinsipper. For å oppnå dette, skal rettighetshaver blant annet fortløpende vurdere utvinningsstrategi og tekniske løsninger og iverksette nødvendige tiltak. Det er derved innebygget i utøvelsen av virksomheten krav til å vurdere lønnsomhet og økonomisk risiko ved planlegging og drift av virksomheten. I begrepet «sunne økonomiske prinsipper» forstår en så vel privatøkonomiske som samfunnsøkonomiske betraktninger som relevante.

På den norske del av kontinentalsokkelen skjer det er utstrakt grad av samordning og det skal løpende gjøres områdevurderinger, også i sammenheng med Plan for utbygging og drift. Der en forekomst strekker seg over flere utvinningstillatelser skal det skje en samordnet utbygging (unitisering). Ut over dette har rettighetshaverne i den enkelte utvinningstillatelse en juridisk forpliktelse til å samordne letevirksomhet og utvinning der det er åpenbart rasjonelt. Dette er mekanismer som gjør petroleumsvirksomheten mer robust og bidrar til effektivitet og reduserte kostnader.

En utvinningstillatelse tildeles som hovedregel til en gruppe rettighetshavere med en operatør som står for den daglige ledelse. Rettighetshavergruppen er et ansvarlig arbeidsfellesskap styrt av et rammeverk i form av lovverk og en samarbeidsavtale; den enkelte aktivitet og hvert utbyggingsprosjekt besluttes, utbygges og driftes av flere deltagende selskaper. Det blir i sum gjort et omfattende arbeid i det enkelte selskap og i rettighetshavergruppen, for å etablere et godt beslutningsgrunnlag på hvert beslutningspunkt. Sentralt på hvert beslutningspunkt er å få fram et best mulig bilde av risikofaktorer og effekter av de ulike risikofaktorene for prosjektets lønnsomhet, herunder også markedsrisiko. I utvalgets rapport er risikovurderingen knyttet til en utbyggingsbeslutning (Johan Castberg) illustrert. Det regulatoriske rammeverket er også slik utformet at myndighetene blir involvert på ulike beslutningspunkt.

Det er ODs vurdering at det er viktig å se håndteringen av klimarisiko i sammenheng med håndtering av annen risiko. Videre er et sekvensielt beslutningsløp, i tråd med rammeverket for petroleumsvirksomheten på norsk sokkel, en viktig bidragsyter for risikohåndtering.

Risikoreduksjon i form av et høyt avkastningskrav

I kapittel 8 drøfter utvalget videre offentlig sektors forvaltning av petroleumssressursene, herunder avkastningskrav knyttet til nye prosjekt. I den sammenheng påpeker utvalget at det er mye som tyder på at selskapene benytter et høyere avkastningskrav enn staten ved prosjektvurderinger. Utvalget uttaler at (NOU s 134):

«Dette trekker isolert sett i retning av lavere investeringer på sokkelen enn det som er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Samtidig innebærer en høyere lønnsomhetsterskel større robusthet for endringer i inntekter lengre frem i tid for prosjekter som faktisk igangsettes, ettersom disse inntektene får relativt mindre vekt når avkastningskravet er høyt.»

Utvalget viser til studier fra analyseselskapet Wood Mackenzie samt til undersøkelser gjort av Riksrevisjonen i 2015. Begge understøtter vurderingen av at selskapene bruker et høyere avkastningskrav enn syv pst. I Vedlegg 5 s. 192-195 omtales denne problemstillingen i mer detalj. Her påpekes det også at selskapene bruker ytterligere beslutningskriterier ut over nåverdi og balansepris trekkes fram.

OD deler utvalgets vurdering av at selskapene benytter betydelig høyere avkastningskrav i sine beslutningsgrunnlag enn syv pst. realavkastning før skatt. I tillegg er det vår erfaring at selskapene i den senere tid har tillagt balansepris stor vekt som beslutningskriterium, og da en balansepris som ligger vesentlig lavere enn selskapenes forventninger om produktprisutvikling. Bruk av denne type tilleggskriterier innebærer at selskapene i praksis legger til grunn avkastningskrav som er vesentlig høyere enn avkastningskravet benyttet ved beregning av nåverdi. Høye avkastningskrav har som effekt at selskapene krever rask tilbakebetaling av investeringer. Dette reduserer prosjektkonomiens sårbarhet for fremtidige reduksjoner produktpriser.

OD støtter derfor utvalgets kommentar som sier at: «*Dette trekker isolert sett i retning av lavere investeringer på sokkelen enn det som er samfunnsøkonomisk lønnsomt*». Dette er en vurdering som samsvarer med våre erfaringer både fra oppfølging av aktiviteten på sokkelen generelt og fra spesifikk oppfølging av enkeltprosjekt, noe som også er påpekt i rapporten fra Riksrevisjonen i 2015.³ Dette har vært og er en problemstilling som det har vært viktig for OD å adressere i sin oppfølgingsaktivitet overfor rettighetshaverne på norsk sokkel.

Eksponert for økende klimarisiko vil vi forvente at selskapene og investorer i sine vurderinger tar hensyn til denne type risiko – både i sine vurderinger av utvikling i produktpriser og i sine krav til avkastning. En undersøkelse av krav til internrente innenfor ulike energiforsyningssektorer publisert av Oxford Institute for Energy Studies indikerer at investorer har justert opp sine krav til avkastning som følge av klimarisikoeksponering.⁴ Langsiktige oljeprosjekt og kullprosjekt er de prosjektkategoriene som ifølge undersøkelsen har sett sterkest oppjustering i krav til internrente.

OD 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. Mange av utbyggingsbeslutningene som skal tas framover, både beslutninger knyttet til nye prosjekt på felt som er i drift og utbygging av nye felt, vil være prosjekt som har en rask tilbakebetalingstid. Dette begrenser risiko knyttet til priseffekt av potensielle klimatiltak. ODs vurdering er at alle samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekt bør realiseres, i tråd med Lov om petroleumsvirksomhet. Robusthet i form av høye avkastningskrav kan etter ODs syn medføre at prosjekt med betydelige merverdier for samfunnet ikke vil bli realisert.

Utvalgets foreslåtte tiltak for risikohåndtering

Foreslåtte tiltak

Rapporten vektlegger økt fokus på å inkludere og synliggjøre klimarisikoeffekter i beslutningsgrunnlag for offentlige investeringer i petroleumsvirksomheten. Tiltakene som foreslås kan deles inn i fem kategorier:

1. Scenarioer – etablere og vedlikeholde scenarioer for olje-, gass- og CO₂-priser
2. Stresstesting av petroleumsformuen
3. Global tilbudskurve – benchmarking av norske ressurser på global tilbudskurve
4. Porteføljeanalyse – nærmere analyse av ulike deler av petroleumsformuen, for eksempel reserver, betingede ressurser og uoppdagede ressurser
5. Beslutningsanalyser – synliggjøre klimarisiko i forbindelse med beslutninger i petroleumssektoren

Petroleumsprosjekter står, som tidligere nevnt, overfor en rekke usikkerhetsmomenter av geologisk, teknisk og markedsmessig art. På ulike beslutningspunkt gjennomfører både selskap og myndigheter

³ Riksrevisjonen (2015), Riksrevisjonens undersøkelse av myndighetenes arbeid for økt oljeutvinning fra modne områder på norsk kontinentalsokkel, Dokument 3:6 (2014-2015).

⁴ The Oxford Institute For Energy Studies (January 2019) Energy Transition, Uncertainty, and the Implications of Change in the Risk Preferences of Fossil Fuels Investors.

analyser av utbyggingsprosjekter som gir indikasjoner på prosjektenes robusthet overfor endrede forutsetninger, for eksempel virkninger på lønnsomhet av endrede produksjons-, pris- og kostnadsforutsetninger. Både i forbindelse med konseptvalg for et prosjekt og i forbindelse med utbyggingsbeslutning er det et betydelig fokus på å beskrive og vurdere konsekvenser av ulike risikofaktorer. Dette er blant annet nærmere omtalt i PUD-/PAD-veileder og i Sektorveileder i samfunnsøkonomiske analyser for petroleumssektoren.⁵

Utvalget anbefaler å videreutvikle dette rammeverket gjennom i større grad å synliggjøre klimarisiko i forbindelse med beslutninger i petroleumssektoren. Dette tenkes gjort ved å knytte prosjektanalysen tettere opp til scenarioene. Etter vår vurdering er viktig at dette gjøres på en slik måte at det ikke bryter med dagens beslutningsmodeller.

Avsluttende kommentar til sektorspesifikke tiltak

Et overordnet prinsipp som drøftes i kapittel 6 er prinsipp 4 i utvalgets overordnede prinsipper for håndtering av klimarisiko:

«Effektiv bruk av samfunnets samlede ressurser tilsier at vurderinger av hvilke risikoer man skal leve med, og hvilke man skal redusere, utføres mest mulig likt på tvers av ulike sektorer og samfunnsområder»

Utvalget uttaler på s. 20:

«Felles prinsipper og metoder for håndtering av klimarisiko på tvers av alle sektorer – så langt det passer – gir det beste grunnlaget for god håndtering av denne risikoen for norsk økonomi som helhet.»

Dette bør etter vår vurdering også gjelde tiltak som settes inn. Utvalget viser til at olje- og gasselskapene opererer globalt og tilpasser seg rammebetingelsene. Utredningen anbefaler globale løsninger. CO₂ avgift og kvotepris har hatt en påvirkning på selskapenes innsats for å redusere utslipp knyttet til produksjon på norsk sokkel.⁶ I dag utgjør de årlige miljøkostnadene over ti pst. av de samlede driftskostnadene. En betydelig økning av dette nivået vil kunne bidra til at selskaper vil prioritere aktivitet i andre land dersom dette blir oppfattet som en norsk særavgift og forskjellen blir for stor i forhold til andre petroleumsprovinser. En situasjon hvor aktivitet flyttes til mer utslippsintensive regioner vil ikke bidra til reduserte utslipp og vil redusere inntektene fra petroleumsvirksomheten i Norge.

Avslutning

Som myndighetsorgan med ansvar for å ivareta ressursforvaltningshensyn innenfor petroleumssektoren er det vår generelle oppfatning at rapporten gir en balansert og god beskrivelse

⁵ Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsforkomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD):

<http://www.npd.no/Global/Norsk/5-Regelverk/Regelverksoriginaler/Veiledninger/PUD-og-PAD-n.pdf>

Sektorveileder i samfunnsøkonomiske analyser for petroleumssektoren:

<https://www.regjeringen.no/contentassets/084f70863e66427ba9bb8c6426b3a377/sektorveileder-i-samfunnsokonomiske-analyser-for-petroleumssektoren.pdf>

⁶ Utvalget påpeker at petroleumsvirksomheten på norsk sokkel er underlagt virkemiddelbruk for å begrense utslipp til luft fra produksjonsaktiviteten. Hovedvirkemidlene i klimapolitikken på norsk sokkel er økonomiske. I 1991 ble det innført en CO₂-avgift på norsk sokkel. Virksomheten har i dag kvoteplikt under det europeiske kvotesystemet for klimagasser (ETS) i tillegg til CO₂-avgift. Avgiftssatsen kommer på toppen av kvoteplikten. Sammen gir disse økonomiske virkemidlene oljeselskapene kontinuerlig en økonomisk egeninteresse av å gjennomføre alle utslippsreduserende tiltak som har et rimelig kostnadsnivå. Den samlede utslippskostnaden for norsk sokkel er nå i størrelsesorden 700 kroner per tonn CO₂.

av petroleumssektoren og av de utfordringer sektoren står overfor ut fra et klimarisikoperspektiv. Vi har pekt på usikkerhet i ressursutfall, produktpriser og indirekte effekter som vi mener er relevante i vurderinger av verdien av petroleumssformuen. Rammeverket for petroleumsvirksomheten er utformet for å avdekke og utnytte mulighetene for samfunnsøkonomisk lønnsom utvinning av petroleumssressursene, samtidig som kostnadene og risikoen ved å utforske mulighetene begrenses.

Vi støtter utvalgets kommentarer om at mye tyder på at selskapene benytter et høyere avkastningskrav enn staten ved prosjektvurderinger, og videre at dette trekker isolert sett i retning av lavere investeringer på sokkelen enn det som er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Dette samsvarer med våre erfaringer både fra oppfølging av aktiviteten på sokkelen generelt og fra spesifikk oppfølging av enkeltprosjekt. Direktoratets erfaring er at utfordringen i dag er å få de ulike rettighetshavergruppene til å beslutte leting etter, utbygging og produksjon av alle samfunnsøkonomisk lønnsomme ressurser i sine områder, enn at det gjennomføres aktivitet i rettighetshavergruppene som ikke er lønnsom.

Nedsiden i norsk petroleumsvirksomhet begrenses ved at både myndigheter og selskaper benytter en sekvensiell strategi for utforskning, ved at selskapenes høye avkastningskrav betyr nedbetaling over få år, og ved at selskapene tilpasser seg prisreduksjoner ved betydelige kostnadskutt og andre løsninger.

Høye krav til avkastning kan etter ODs syn medføre at prosjekt med betydelige merverdier for samfunnet ikke vil bli realisert. OD støtter utvalgets vurdering at det er viktig å teste prosjekter innen petroleumsvirksomheten for ulike typer risiko, inkludert klimarisiko. Dette er i dag ivaretatt i form av sensitivitetsberegninger av samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Utvalget anbefaler å videreutvikle dette rammeverket ved å knytte prosjektanalysen tettere opp til scenarioene. Etter vår vurdering er det viktig at dette gjøres på en slik måte at det ikke bryter med dagens beslutningsmodeller.

Med hilsen

Kjell Agnar Dragvik e.f.
direktør

Trond Gjertsen
juridisk rådgiver

Kopi: Olje- og energidepartementet

Dette brevet er godkjent elektronisk i Oljedirektoratet og har derfor ingen signatur