

# Petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst – om klima, økonomi og sysselsetting

*Mads Greaker og Knut Einar Rosendahl*

## 1. Innledning<sup>1</sup>

Denne rapporten er skrevet på oppdrag av Greenpeace og Natur og Ungdom i forbindelse med deres søksmål knyttet til vedtak om lete- og utvinningstillatelser av 10. juni 2016 («Lisensvedtaket»). Rapporten søker å svare på følgende spørsmål relatert til de økonomiske vurderingene som er gjort i forkant av Lisensvedtaket, og som i hovedsak er redegjort for i Konsekvensutredningen Meld. St. 36 (2012-2013) med underrapporter:

- 1) Vurdere hvorvidt klimakostnader er hensyntatt i de økonomiske vurderingene som ligger til grunn for Konsekvensutredningen og eventuelt beskrive hvordan slike kostnader kunne eller burde vært hensyntatt og beskrevet.
- 2) Beskrive eventuelle feil i de økonomiske vurderingene som er uttrykt i eller ligger til grunn for Konsekvensutredningen med underrapporter.
- 3) Beskrive og evaluere om eller hvordan fremtidig pris på petroleum, fremtidig etterspørsel etter petroleum og fremtidig utbyggingskostnad for ny utvinning, samt vurdering av usikkerhet, risiko og skatteregimet, er hensyntatt i de økonomiske vurderingene som ligger til grunn for Konsekvensutredningen.
- 4) I Konsekvensutredningens beskrivelse av positive økonomiske effekter av petroleumsaktivitet i de områdene Lisensvedtaket gjelder, fremstår sysselsettingseffekter som det mest vesentlige samfunnsøkonomiske bidrag. Er det samfunnsøkonomiske bidraget fra slike sysselsettingseffekter vesentlig og kan det kvantifiseres? Er det den totale sysselsettingen i Norge som påvirkes positivt av virksomhet basert på Lisensvedtakene, eller er det kun sysselsettingen i Finnmark som påvirkes?
- 5) Vil petroleumsvirksomhet basert på Lisensvedtaket ha andre ikke-verdsatte effekter?
- 6) Utarbeide en sammenstilling av sentrale samfunnsøkonomiske gevinster og kostnader for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst. Sammenstillingen skal basere seg på punktene over, og ha omtrent samme omfang som den økonomiske analysen i Konsekvensutredningen. Der det ikke er grunn til å velge andre forutsetninger, skal sammenstillingen bygge på de samme forutsetninger som Konsekvensutredningen nevnt over med underrapporter.
- 7) Fremstår Konsekvensutredningen med underrapporter som et økonomisk sett forsvarlig grunnlag for å fatte Lisensvedtaket og for åpningen av 23. konsesjonsrunde?

I neste kapittel presenterer vi et sammendrag av hovedfunnene i rapporten. Kapittel 3 gir en kort beskrivelse av de to scenariene Høyt og Lavt som ble utarbeidet av Oljedirektoratet (OD, 2012a) i forbindelse med Konsekvensutredningen. Disse scenariene reflekterer usikkerhet knyttet til hvor mye olje og gass som blir funnet ved leteaktivitet i området. Deretter går de neste kapitlene gjennom spørsmålene nevnt ovenfor i tur og orden.

---

<sup>1</sup> Takk til Klaus Mohn for nyttige innspill, og til representanter for Oljedirektoratet, Pöyry, Statistisk sentralbyrå, NILU og DNVGL for velvillighet knyttet til forespørsler om underrapportene som ble skrevet ifm. Konsekvensutredningen. Rapporten er skrevet som et privat oppdrag. Innholdet i rapporten står derfor utelukkende for forfatterens regning, og hefter ikke ved institusjonene som forfatterne er tilknyttet.

## 2. Hovedfunn

Vår gjennomgang viser at kvaliteten på de økonomiske vurderingene som er gjort i forkant av Lisensvedtaket er mangelfull, og i noen tilfeller direkte uriktige eller misvisende.

De groveste manglene er at inntekter og utgifter ved petroleumsaktiviteten ikke er diskontert (nåverdiberegnet), og at samfunnsøkonomiske kostnader ved CO<sub>2</sub>-utslipp knyttet til aktiviteten ikke er tatt med. I tillegg ble Konsekvensutredningen utført i 2012-13, dvs. før det kraftige oljeprisfallet i 2014, og la derfor til grunn relativt høye olje- og gasspriser (nær 120 dollar per fat olje). Lisensvedtaket ble derimot fattet i 2016 da oljeprisen var 45 dollar per fat og prisforventningene i markedet betydelig redusert. Når vi legger til grunn mer realistiske prisforventninger,<sup>2</sup> tar hensyn til kostnader av CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge, og i tillegg diskonterer framtidige inntekter og utgifter, faller nettogevinsten fra 280 milliarder kroner (Høyt scenario) og 50 milliarder kroner (Lavt scenario) til henholdsvis 41 milliarder kroner og -2 milliarder kroner. Dette er vesentlige endringer. For øvrig mener vi at kostnader knyttet til økte CO<sub>2</sub>-utslipp i utlandet bør trekkes fra, noe som reduserer netto nåverdi ytterligere. I tillegg kommer andre ikke-verdsatte kostnader, som for eksempel muligheten for ukontrollerte utslipp.

Konsekvensutredningens anslag for CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge er til dels mangelfulle og som nevnt ikke tatt hensyn til i den økonomiske analysen. CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge har en utvetydig samfunnsøkonomisk kostnad, og vi anslår disse til 11 milliarder kroner i Høyt scenario og 2,3 milliarder kroner i Lavt scenario (nåverdi 2017).

Muligheten for økte CO<sub>2</sub>-utslipp i utlandet som følge av petroleumsaktiviteten er ikke omtalt i Konsekvensutredningen. Oljeproduksjon i Barentshavet sørøst vil med stor sannsynlighet medføre økte CO<sub>2</sub>-utslipp i utlandet. Vi anslår klimakostnaden knyttet til slike utslipp til ca. 20 milliarder kroner i Høyt scenario og ca. 7 milliarder kroner i Lavt scenario (nåverdi 2017).

Konsekvensutredningen inneholder flere feil og misvisende framstillinger, og noen er nevnt over. En annen feil er at det er foretatt dobbelttelling av verdiskapningseffekter i Konsekvensutredningen, når det hevdes at Statistisk sentralbyrås (SSB) anslag kommer i tillegg til ODs anslag. Videre er det i sammendraget i Konsekvensutredningen kun opplyst om «brutto salgsverdi» i de to scenarioene, noe som er svært misvisende. Dette blir ekstra problematisk når tallet som oppgis i Lavt scenario er regelrett feil, og dobbelt så høyt som det korrekte tallet (gitt ODs opprinnelige beregninger i 2012). Forskjellen mellom brutto salgsverdi som angis i sammendraget i Konsekvensutredningen, og vår beregning av netto nåverdi, er slående: Førstnevnte antyder en inntekt på 270 milliarder kroner i Lavt scenario, mens vår beregning tilsier en negativ netto nåverdi.

Tallene for sysselsettingseffekten av tiltaket er etter vår mening overdrevne. Dette gjelder spesielt tallene som er basert på Pöyrys rapport om regionale sysselsettingseffekter. Så vidt vi kan forstå har Pöyry anslått brutto sysselsettingseffekter av en utbygging i Barentshavet

---

<sup>2</sup> Vi har lagt til grunn prisprognoser mottatt fra Oljedirektoratet, se nærmere omtale i kapittel 4 og 5.

sørøst, og ikke tatt hensyn til at de fleste som får jobb i forbindelse med denne utbyggingen ville ha hatt en annen jobb dersom utbyggingen ikke hadde skjedd.

Det er stor usikkerhet knyttet til framtidige olje- og gasspriser og til kostnadene ved petroleumsutvinning i dette området. Til tross for denne usikkerheten er det ingen diskusjon av økonomisk usikkerhet eller risiko i Konsekvensutredningen. Med unntak av to scenarier knyttet til antall olje- og gassfunn, er det ikke vurdert alternative forutsetninger i de økonomiske beregningene.

Ifølge Finansdepartementet er petroleumsskatteregimet «investeringsvennlig», noe som innebærer at tildeling av lisenser kan føre til at samfunnsøkonomisk ulønnsomme prosjekter iverksettes. Skjevheten er også stor dersom man sammenligner investeringer på fastlandet med investeringer på norsk sokkel. Prosjekter som er til dels svært ulønnsomme gitt skatteregimet på fastlandet kan være lønnsomme gitt petroleumsskatteregimet. Dette gjelder blant annet i ODs Lavt scenario, som er bedriftsøkonomisk lønnsomt gitt petroleumsskatteregimet men ikke gitt fastlandsskatteregimet.

På bakgrunn av funnene våre er vår konklusjon at Konsekvensutredningen med underrapporter ikke et tilstrekkelig gjennomarbeidet grunnlag for å fatte Lisensvedtaket og for åpningen av 23. konsesjonsrunde. Vi begrunner dette med tre forhold:

- I. Det er mange, til dels alvorlige, feil og mangler i utredningen.
- II. Petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst innebærer en rekke ikke-verdsatte miljøvirkninger som private oljeselskaper ikke vil ta hensyn til i tilstrekkelig grad.
- III. Petroleumsskatteregimet er utformet slik at investeringer som ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomme likevel vil kunne bli gjennomført av private aktører.

### 3. Kort om scenariene for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst

Barentshavet sørøst (se «KU-område» i Figur 1 på neste side) ble åpnet for petroleumsvirksomhet i 2013, og de første letelisensene ble gitt i 2016 i forbindelse med 23. konsesjonsrunde. I forbindelse med Konsekvensutredningen (KU) utarbeidet Oljedirektoratet (2012a) to scenarier for petroleumsvirksomheten i dette området, kalt hhv. Høyt og Lavt scenario i KU. Tabell 1 oppsummerer ressursanslagene for olje og gass i de to scenariene. Som det framgår av tabellen forventer OD at det blir funnet 2-3 ganger så mye gass som olje i de to scenariene (1 milliard Sm<sup>3</sup> gass tilsvarer omtrent 1 million Sm<sup>3</sup> olje, målt i energienheter). Tabellen viser også at det i Høyt scenario forventes å finne reserver på størrelse med 5-6% av gjenværende reserver på norsk sokkel, mot i underkant av 2% i Lavt scenario.

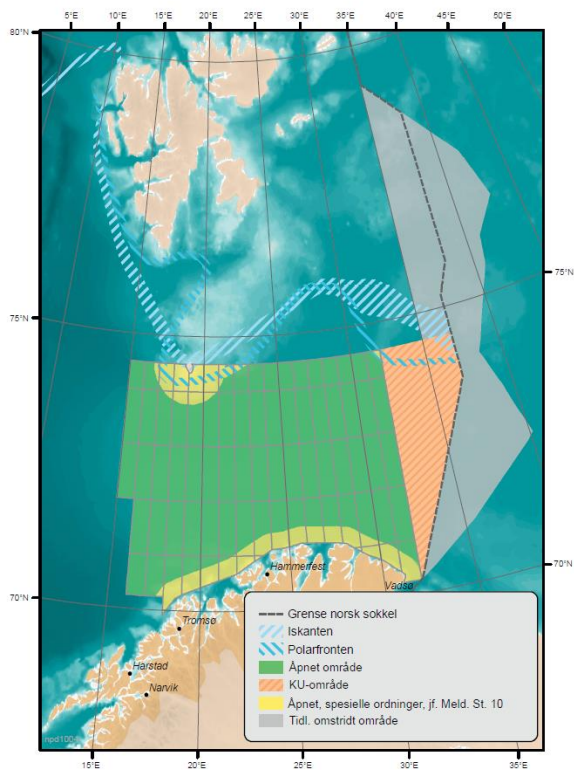
I begge scenariene starter leteaktiviteten i 2017. I Høyt scenario pågår produksjonen i perioden 2027-2050, mens i Lavt scenario pågår produksjonen i perioden 2029-2047. Mens olje er relativt enkelt å transportere med skip fra området, er det mer utfordrende å finne riktig transportløsning for gass. I Høyt scenario skisseres to løsninger, hvorav LNG-anlegg regnes som mest aktuelt. Det innebærer at gassen fraktes i rør til land, der den kjøles ned til LNG og deretter fraktes med LNG-skip. I Lavt scenario blir i stedet gassen omgjort til CNG ved feltet, og fraktes deretter med CNG-skip til enten nærmeste gassrør eller gassterminal på Vestlandet.

**Tabell 1.** Ressursanslag i ODs scenarier Høyt og Lavt. Andel av gjenværende reserver på norsk kontinentalsokkel per 31.12.2016 i parentes.

	Olje (mill. Sm <sup>3</sup> )	Gass (mrd. Sm <sup>3</sup> )
Høyt scenario	45 (4,5%)	120 (6,7%)
Lavt scenario	15 (1,5%)	30 (1,7%)

Kilde: OD (2012a) og [www.npd.no](http://www.npd.no)

**Figur 1.** Kart over Barentshavet sørøst og områdene rundt.



Kilde: OD (2012a)

## 4. Klimakostnader

I dette kapitlet vurderer vi hvorvidt klimakostnader er tatt hensyn til i Konsekvensutredningen, og diskuterer hvordan slike kostnader burde vært tatt hensyn til. Vi tar først for oss CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge som følge av petroleumsaktivitet i Barentshavet sørøst, og deretter effekter av slik aktivitet på CO<sub>2</sub>-utslipp i andre land.

### *CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge*

- Anslagene for CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge er til dels mangelfulle i Konsekvensutredningen
- Kostnader ved CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge er ikke inkludert i Konsekvensutredningen
- CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge har en samfunnsøkonomisk kostnad, og disse kostnadene burde derfor vært inkludert i Konsekvensutredningen
- Vi anslår totale CO<sub>2</sub>-utslipp for perioden 2027-2050 til ca. 22 millioner tonn i Høyt scenario og ca. 4,5 millioner tonn i Lavt scenario.
- Vi anslår nåverdien av de samfunnsøkonomiske kostnadene ved CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge til ca. 11 milliarder kroner i Høyt scenario og ca. 2,3 milliarder kroner i Lavt scenario (nåverdi 2017).

I Konsekvensutredningen (KU) er det gjort delvis rede for utslipp av CO<sub>2</sub> fra petroleumsvirksomheten (s. 60-61). Opplysningene om CO<sub>2</sub>-utslipp er likevel til dels mangelfulle. I Boks 4.1 er det gjort rede for hvordan vi har anslått de samlede CO<sub>2</sub>-utslippene i de to scenariene, basert på underrapportene og annen bakgrunnsinformasjon. Vårt anslag er at de totale CO<sub>2</sub>-utslippene for perioden 2027-2050 er ca. 22 millioner tonn i Høyt scenario og ca. 4,5 millioner tonn i Lavt scenario.

Kostnader knyttet til CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge er ikke tatt med i de økonomiske beregningene, hverken i ODs beregninger av kostnader og inntekter,<sup>3</sup> eller i Konsekvensutredningen for øvrig. Det til tross for at CO<sub>2</sub>-utslipp på norsk territorium har en klar samfunnsøkonomisk kostnad for Norge. Internasjonale klimaavtaler som Paris-avtalen, og avtaler med EU om felles gjennomføring for å nå avtalte klimamål, innebærer at CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge må betales for, enten direkte via f.eks. kvotekjøp eller indirekte ved at CO<sub>2</sub>-utslipp fra andre kilder må reduseres. I Konsekvensutredningen står det (s. 60): «Petroleumssektoren er del av kvotepliktig sektor og utslipp er derfor definert av antall kvoter. Bidragene påvirker således ikke mengden utslipp i kvoteområdet.»<sup>4</sup> Dette er riktig så sant samlet kvotemengde er helt gitt (noe som kan diskuteres), men CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge vil like fullt være en kostnad for Norge.<sup>5</sup>

---

<sup>3</sup> Bekreftet av Oljedirektoratet via epost.

<sup>4</sup> Dette «kvoteargumentet» er for øvrig inkonsistent med argumentet om at norsk gass bidrar til å redusere klimagassutslipp i Europa gjennom å erstatte kullfyrte kraftverk (jf. fotnote 16).

<sup>5</sup> Det er en relativt høy CO<sub>2</sub>-avgift på norsk sokkel, som kommer på toppen av kvoteprisen. En mulig tolkning av dette er at norske myndigheter anser den samfunnsøkonomiske kostnaden ved CO<sub>2</sub>-utslipp fra norsk olje- og gassproduksjon i dag til å være omtrent lik summen av CO<sub>2</sub>-avgiften og kvoteprisen.

---

## Boks 4.1: CO2-utslipp i Norge

### *Høyt scenario:*

Samlet CO2-utslipp fra petroleumsutvinning i perioden 2027-2050 er ca. 8 millioner tonn i Høyt scenario (i henhold til Figur 4.2 s. 60 i KU). I tillegg kommer CO2-utslipp fra LNG-anlegget. I KU oppgis dette til 570.000 tonn per år i 2043-2050 (s. 60). Ifølge DNVGL, som utarbeidet utslippsdataene, må det være en trykkfeil at det står utslipp fra og med 2043, og ikke 2027 da gassproduksjonen starter (i dette scenariet).<sup>6</sup> Med jevn gassproduksjon i perioden 2027-2050 blir det totalt 13,7 millioner tonn.<sup>7</sup> I tillegg kommer noe utslipp fra skipstrafikk. Totale CO2-utslipp over hele perioden i Høyt scenario anslås da til ca. 22 millioner tonn.

### *Lavt scenario:*

Det er ikke oppgitt CO2-utslipp ved Lavt scenario i KU, annet enn for maks-året hvor utslippene er halvparten av hva de er i Høyt scenario (s. 60), men fra DNVGL har vi fått tilsendt en lignende figur som Figur 4.2. Ut fra denne figuren er totalutslippene av CO2 i perioden 2027-2050 i Lavt scenario ca. 3 millioner tonn. I tillegg kommer utslipp fra skipstrafikk, som i hovedsak er knyttet til CNG-frakt. Disse anslås til 55.000 tonn i analyseåret innenfor det definerte området (dvs. Barentshavet sørøst). Gassen skal imidlertid fraktes på skip enten til nærmeste gassrør eller til terminal ved Kårstø eller Kollsnes for behandling, slik at den relevante økningen i CO2-utslipp må inkludere hele distansen fra produksjonsområdet til der gassen leveres. Hvis vi er konservative og legger til grunn at gassen fraktes til Aasta Hansteen feltet, som er det nordligste gassfeltet forbundet med gassrør, finner vi at totale CO2-utslipp fra skipstrafikk i hele perioden er ca. 1,5 millioner tonn.<sup>8</sup> Totale CO2-utslipp i Lavt scenario over hele perioden anslås da til ca. 4,5 millioner tonn.

---

Hvilken CO2-pris som bør anvendes er ikke fullt så opplagt. I Boks 4.2 diskuterer vi dette, og konkluderer med å bruke en CO2-pris lik \$100 (2015-\$) per tonn CO2 i 2030, og at CO2-prisen stiger med realrenta (4%) i den aktuelle perioden (2027-2050). Basert på dette blir de samfunnsøkonomiske kostnadene ved økte CO2-utslipp i Norge, knyttet til petroleumsutvinning i Barentshavet sørøst, ca. 11 milliarder kroner i Høyt scenario (nåverdi 2017). I Lavt scenario blir kostnadene ca. 2,3 milliarder kroner (nåverdi 2017).

---

<sup>6</sup> Se epost fra DNVGL.

<sup>7</sup> Det står i KU (s. 60) at man har forutsatt et tilsvarende landanlegg som for Snøhvit-feltet, justert i forhold til forskjeller i produksjon. Gassproduksjonen i Høyt scenario er omtrent på nivå med produksjonen ved Snøhvit de siste årene. Samtidig har årlige CO2-utslipp fra LNG-anlegget på Melkøya vært ca. 1 mill. tonn CO2 siden 2010, altså vesentlig høyere enn de antatte 570.000 tonn lagt til grunn i KU. Vi har ikke funnet noen god forklaring på dette avviket, som kan tyde på at CO2-utslippene ved LNG-anlegget er underestimert. Dersom CO2-utslippene ved LNG-anlegget blir ca. 1 mill. tonn per år, øker totale CO2-utslipp over perioden med ca. 10 mill. tonn, mens CO2-kostnadene øker med ca. 5 mrd. NOK (nåverdi 2017).

<sup>8</sup> Dette er bekreftet i epost fra DNVGL. Dersom gassen i stedet fraktes med CNG-skip helt til Kårstø eller Kollsnes, øker disse utslippene med ytterligere 2,5 mill. tonn CO2.



---

## Boks 4.2: Klimakostnader i Norge

For å beregne klimakostnadene knyttet til CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge, må vi finne riktig CO<sub>2</sub>-pris (kalkulasjonspris for CO<sub>2</sub>-utslipp). I 2012 la Hagen-utvalget fram sin rapport «Samfunnsøkonomiske analyser» (NOU 2012:16). Utvalget var oppnevnt av regjeringen, og i mandatet stod det bl.a. at utvalget skulle foreslå «retningslinjer for prissetting av klimagassutslipp i lys av to alternativer; en karbonprisbane som gjenspeiler nåværende forventning om framtidig pris i EUs kvotemarked, og en bane som støtter opp under 2-gradersmålet som Norge har sluttet seg til». Utvalget anbefalte at den såkalte kalkulasjonsprisen for CO<sub>2</sub>-utslipp «baseres på markedets forventninger til framtidige kvotepriser. For årene det ikke noteres priser, bør prisbanen over tid nærme seg en antatt togradersbane basert på internasjonalt anerkjente modellberegninger» (s. 15). I Finansdepartementets rundskriv fra 2014 («Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv.») står det ingenting om CO<sub>2</sub>-priser, og så vidt vi vet har det ikke kommet noen offentlige anbefalinger fra Finansdepartementet om CO<sub>2</sub>-priser etter Hagen-utvalget sin rapport. I Direktoratet for økonomistyring (2014) sin veileder i samfunnsøkonomiske analyser er det heller ikke noen konkrete anbefalinger om CO<sub>2</sub>-priser. I stedet vises det til Hagen-utvalget (NOU 2012:16) og tidligere NOU'er. I Statens vegvesen (2014) sin Håndbok V712 («Konsekvensanalyser») er det anbefalt å bruke en CO<sub>2</sub>-pris på 930 kroner (2013-kroner) per tonn CO<sub>2</sub> for utslipp i 2030 (s. 114).

Petroleumssektoren er en del av EUs kvotesystem, og for utslipp de nærmeste årene kunne futurespriser i kvotemarkedet være et mulig utgangspunkt for den samfunnsøkonomiske kostnaden av CO<sub>2</sub>-utslipp, jf. Hagen-utvalget sin anbefaling. Utslippene som det her er snakk om starter imidlertid først i 2027 og pågår fram til 2050. For CO<sub>2</sub>-utslipp såpass langt fram i tid eksisterer det ikke slike futurespriser. Hagen-utvalget sin anbefaling tilsier derfor at tograderspriser er mer relevant å bruke.

En togradersbane er et scenario for framtidige utslipp av klimagasser i verden som medfører at temperaturen på kloden ikke stiger mer enn to grader sammenlignet med før-industrielt nivå. Det fins mange beregninger av slike togradersbaner, og CO<sub>2</sub>-priser som er nødvendig for å nå togradersmålet (kalt tograderspriser). FN's Klimapanel (IPCC, 2014) presenterer en rekke modellanalyser for en rekke scenarioer. I scenarioet «430-480 ppm», som er konsistent med togradersmålet, er medianprisen i 2030 ca. \$90 (2010-\$) per tonn CO<sub>2</sub>, mens i 2050 er den ca. \$220 per tonn CO<sub>2</sub> (s. 31).

Det internasjonale energibyrådet IEA har de siste årene skissert et såkalt 450 Scenario i sin årlige World Energy Outlook (WEO). Dette scenariet har 50% sannsynlighet for å unngå temperaturstigning over to grader. I IEA (2015) og IEA (2016) er CO<sub>2</sub>-prisene i 2030 og 2040 i bl.a. Europa anslått til hhv. \$100 og \$140 (2015-\$) per tonn CO<sub>2</sub> i 450 Scenario (s. 39).<sup>9</sup>

---

<sup>9</sup> Hagen-utvalget refererer til kalkulasjonspriser for CO<sub>2</sub>-utslipp i Storbritannia (fra 2011) der det skilles mellom utslipp i og utenfor kvotesystemet før 2030, men ikke etterpå (s. 137). I 2030 og 2040 er CO<sub>2</sub>-prisen (i middels alternativ) hhv. 74 og 143 £ per ton CO<sub>2</sub>, dvs. omtrent på linje med togradersprisene til IPCC og IEA.

Et mulig motargument mot å bruke tograderspris kan være at sannsynligheten for et togradersscenario er begrenset (jf. diskusjonen mot slutten av kapittel 4), som følge av at verdens land av ulike politiske grunner ikke oppfyller det langsiktige målet man har blitt enige om. Gitt at togradersmålet er optimalt satt, kan tograderspriser like fullt være relevant å bruke, siden de også kan tolkes som den globale skyggeprisen (marginalkostnaden) av CO<sub>2</sub>-utslipp. Paris-avtalens reformulering av det langsiktige målet i retning av 1,5 grader går i motsatt retning, dvs. tilsier at skyggeprisen på CO<sub>2</sub>-utslipp er enda høyere enn tograderspriser. IEA/IRENA (2017) presenterer et scenario («66% 2°C Scenario») med 66% sannsynlighet for å unngå temperaturstigning over to grader – der er CO<sub>2</sub>-prisene i Europa \$120 og \$170 per tonn i hhv. 2030 og 2040.<sup>10</sup>

Med utgangspunkt i det som er nevnt over legger vi til grunn en CO<sub>2</sub>-pris på \$100 (2015-\$) per tonn CO<sub>2</sub> i 2030, og at CO<sub>2</sub>-prisen stiger med realrenta i den aktuelle perioden (2027-2050). Med en realrente på 4% (se nedenfor) er dette rimelig konsistent med både IPCC og IEA sine anslag, men lavere enn anslagene i IEA/IRENAs «66% 2°C Scenario».

Basert på dette finner vi da at de samfunnsøkonomiske kostnadene ved økte CO<sub>2</sub>-utslipp knyttet til utvinning av olje og gass i Barentshavet sørøst, inkl. LNG-anlegget og skipstrafikk, er ca. 11 milliarder kroner i Høyt scenario (nåverdi 2017). I Lavt scenario er disse kostnadene ca. 2,3 milliarder kroner (nåverdi 2017).

---

### *CO<sub>2</sub>-utslipp i utlandet*

- CO<sub>2</sub>-utslipp i utlandet er ikke diskutert eller beregnet i Konsekvensutredningen
- Oljeproduksjon i Barentshavet sørøst medfører med stor sannsynlighet økte CO<sub>2</sub>-utslipp i utlandet.
- Vi anslår klimakostnaden knyttet til CO<sub>2</sub>-utslipp i utlandet til ca. 20 milliarder kroner i Høyt scenario og ca. 7 milliarder kroner i Lavt scenario (nåverdi 2017).

Norsk olje- og gassproduksjon medfører betydelige CO<sub>2</sub>-utslipp når oljen og gassen forbrennes, enten det skjer i Norge eller utlandet. Den totale mengden CO<sub>2</sub>-utslipp over hele produksjonsperioden kan beregnes til hhv. ca. 370 millioner tonn i Høyt scenario og ca. 100 millioner tonn i Lavt scenario (heretter kalt «direkte effekt»)<sup>11</sup> Mellom 30% og 40% av dette (avhengig av scenario) er knyttet til oljeproduksjonen, mens resten er knyttet til gassproduksjonen. Økt norsk olje- og gassproduksjon kan imidlertid fortrenge annen produksjon av fossil energi, slik at nettoeffekten på globale utslipp vil være mindre enn den direkte effekten.

Når det gjelder økt norsk gassproduksjon, er det uvisst om dette vil føre til høyere eller lavere globale utslipp, jf. diskusjonen i Boks 4.3. Vi velger derfor å se bort fra globale utslipp

---

<sup>10</sup> IEA (2016) diskuterer også et scenario med 50% sannsynlighet for å unngå mer enn 1,5 grader stigning. Det er ikke presentert CO<sub>2</sub>-priser for dette scenariet, men den globale etterspørselen etter både olje og gass rundt 2040 faller enda mer enn i «66% 2°C Scenario».

<sup>11</sup> CO<sub>2</sub>-mengden er en funksjon av den produserte mengden olje og gass. Anslagene forutsetter at oljen og gassen blir forbrent, og at CO<sub>2</sub>-gassen ikke blir fanget og lagret. Det aller meste av oljen og gassen blir brukt til energiformål, og dermed forbrent. En del olje og gass blir imidlertid brukt til å lage produkter (f.eks. plast), og da blir det dannet CO<sub>2</sub> først når produktene evt. forbrennes i for eksempel forbrenningsanlegg.

knyttet til gasseksport fra Barentshavet sørøst. Gass konkurrerer med kull, som har høyere CO<sub>2</sub>-innhold enn gass, men også med fornybar (CO<sub>2</sub>-fri) energi og energieffektivisering. Etter hvert som kullandelen trolig faller og fornybarandelen øker vil situasjonen vris mer og mer i retning av konkurranse med fornybar energi. Petroleumsaktivitet i Barentshavet sørøst vil hovedsakelig foregå et par tiår fram i tid. Etter vår mening er det ikke mer sannsynlig at gasseksport fra denne aktiviteten vil redusere CO<sub>2</sub>-utslipp i utlandet enn at det vil øke utslippene.

Når det gjelder økt norsk oljeproduksjon, er situasjonen annerledes. Norsk oljeeksport fører temmelig sikkert til høyere globale utslipp av CO<sub>2</sub>. Økt tilbud av en vare fører i de aller fleste tilfeller til lavere pris og økt forbruk. Det er ikke grunn til å tro at oljemarkedet skulle være annerledes i det henseendet. På kort sikt reagerer både tilbud og etterspørsel lite på endrede priser, men på lengre sikt (som i dette tilfellet) vil både tilbud og etterspørsel reagere på prisendringer. I motsetning til gass konkurrerer olje lite med kull. Lavere forbruk av olje vil derfor i liten grad medføre økt forbruk av kull.

---

### **Boks 4.3: Effekter på utslipp i utlandet av norsk olje- og gasseksport**

#### *Gass:*

Det er uvisst om økt norsk gassproduksjon vil føre til høyere eller lavere globale utslipp (se diskusjonen i Fæhn m.fl., 2013). På den ene siden konkurrerer gass med kull, som har høyere CO<sub>2</sub>-innhold enn gass. På den annen side konkurrerer gass med fornybar (CO<sub>2</sub>-fri) energi og energieffektivisering. Det er grunn til å tro at konkurransesituasjonen over tid vil vris i retning av gradvis mer konkurranse med fornybar energi. Et annet relevant moment er at norsk gass først og fremst forsyner det europeiske markedet. Utslipp fra kraftproduksjon og industri er her underlagt EUs kvotemarked, hvor det kan hevdes at samlede utslipp er gitt (jf. sitatet fra Konsekvensutredningen referert i starten av kapittel 3).<sup>12</sup>

#### *Olje:*

Det fins få studier av hvordan endret norsk oljeproduksjon vil påvirke globale utslipp av CO<sub>2</sub>. Den eneste nyere studien vi kjenner til er Fæhn m.fl. (2013, 2017).<sup>13</sup> I den studien er konklusjonen at nettoeffekten på globale utslipp utgjør om lag en tredel av den direkte effekten. Størrelsen på nettoeffekten er noe usikker, men Fæhn m.fl. (2013) konkluderer at det er «liten tvil om at klimaeffekten av redusert oljeutvinning er gunstig». Studien tar hensyn til at utslippene per produsert enhet er lavere på norsk sokkel enn gjennomsnittet i verden, men dette betyr relativt lite siden mindre enn 5% av utslippene over hele livssyklusen kommer i forbindelse med produksjonen.

Det fins få lignende studier av hvordan endret oljeproduksjon i et land påvirker globale CO<sub>2</sub>-utslipp. Ett eksempel er en studie fra U.S. Department of Interior (2016), som

---

<sup>12</sup> LNG fra Barentshavet er mer fleksibel enn rørgass og kan i større grad transporteres ut av Europa, men Snøhvit-gassen selges f.eks. i hovedsak til Europa. Frakt av LNG er dyrere enn frakt av olje.

<sup>13</sup> Mens Fæhn m.fl. (2013) er en norsk rapport om både olje og gass, er Fæhn m.fl. (2017) en artikkel i et internasjonalt tidsskrift som kun fokuserer på olje. De bygger imidlertid på samme studie.

analyserer effektene av økt framtidig offshore olje- og gassutvinning i USA. De fokuserer hovedsakelig på CO<sub>2</sub>-utslipp i USA, men nevner også effektene på globalt oljeforbruk som er viktigste faktor for hvordan globale CO<sub>2</sub>-utslipp endres (s. 23). Resultatet er omtrent det samme som i Fæhn m.fl. Et annet eksempel er Erickson og Lazarus (2014), som diskuterer effektene på oljemarkedet og globale utslipp av oljeledningen Keystone XL i USA. Deres resultater er også temmelig like de i Fæhn m.fl.

Dersom vi legger til grunn at nettoeffekten på globale utslipp utgjør en tredel av den direkte effekten for olje, blir resultatet at petroleumsutvinning i Barentshavet sørøst øker globale utslipp med om lag 40 millioner tonn CO<sub>2</sub> i Høyt scenario og 13 millioner tonn CO<sub>2</sub> i Lavt scenario. Disse anslagene er som nevnt usikre – de kan være noe høyere eller noe lavere.

---

Hvorvidt CO<sub>2</sub>-utslipp i utlandet (som følge av norsk petroleumsproduksjon) skal tas med i en samfunnsøkonomisk analyse for Norge kan diskuteres. Det samme gjelder hvilken CO<sub>2</sub>-pris som bør brukes. Hovedargumentet mot å ta hensyn til slike utslipp er at Norge ikke har formelt ansvar for slike utslipp i henhold til Klimakonvensjonen. Norge må derfor ikke svare for utslippene i utlandet som følger av norsk petroleumseksport, og får heller ikke kreditert evt utslippsreduksjoner i utlandet som følger av redusert norsk oljeproduksjon. Et annet motargument kan være at landene som importerer norsk olje har innført klimapolitikk som regulerer CO<sub>2</sub>-utslipp på en tilfredsstillende måte. Det er usikkert om dette vil være tilfelle i den aktuelle perioden. Landenes målsettinger i Paris-avtalen er for eksempel ikke tilstrekkelige til å nå de overordnede målene om maks. 1,5-2 grader oppvarming, og målene er til dels fleksible.<sup>14</sup>

Det er imidlertid også flere argumenter for å ta hensyn til utslipp i utlandet. Norske myndigheter har generelt vært opptatt av klimagassutslipp i utlandet. Eksempler på dette er den storstilte satsningen på redusert avskoging i regnskogen i ulike land (REDD+) og overoppfyllelse av Kyotoavtalen gjennom kjøp av ekstra kvoter knyttet til utslippsreduksjoner i utviklingsland (CDM-kvoter). Norske myndigheter er dessuten opptatt av å unngå karbonlekkasje,<sup>15</sup> og argumenterer ofte med at norsk gass skal erstatte bruk av kull i EU (og dermed redusere utslipp i utlandet).<sup>16</sup>

I Direktoratet for økonomistyring sin veileder i samfunnsøkonomiske analyser (s. 60) står følgende: «I prinsippet skal alt som påvirker ressursbruken eller velferden til noen i samfunnet, tas med, men dette begrenses til virkninger for grupper i Norge. I noen tilfeller

---

<sup>14</sup> Kina og India har for eksempel mål om å redusere utslipp per BNP med hhv. 60-65% og 33-35% i 2030, mens USA har et mål om å redusere utslipp med 26-28% (alt sammenlignet med 2005).

<sup>15</sup> Karbonlekkasje betyr at utslipp i utlandet øker som følge av klimapolitikk i hjemlandet. Det kan f.eks. skje hvis streng klimaregulering i Norge/Europa fører til at forurensende industri flytter virksomheten sin til andre land. Se f.eks. Erna Solbergs tale fra 2011: <http://energinorge.nsp01cp.nhosp.no/bloggen-en-groenn-traad-gronntad/hoeyre-tar-utfordringen-article8922-598.html> og Miljøvernminister Solhjell's uttalelse fra 2012: <http://www.nettavisen.no/na24/nytt-krisetiltak-for-norsk-industri/3469570.html>

<sup>16</sup> Se f.eks. Regjeringsadvokatens tilsvarende til Oslo Tingrett (s. 30), som siterer fra Innst. 390 S (2011-12) i forbindelse med Stortingets behandling av klimaforliket: «... norsk gass spiller en viktig rolle i å redusere Europas klimagassutslipp gjennom å erstatte kullfyrte kraftverk».

kan det være grunn til også å inkludere virkninger for områder eller land utenfor Norge. Dette kan for eksempel være relevant ved analyser av globale miljøvirkninger der Norge har forpliktet seg gjennom internasjonale avtaler.» Dette kan tolkes som at CO<sub>2</sub>-utslipp i utlandet som følge av norsk petroleumsaktivitet skal regnes med i en samfunnsøkonomisk analyse. Utover dette er det vanskelig å finne klare retningslinjer for om utslipp i utlandet som følge av norsk aktivitet skal tas hensyn til i samfunnsøkonomiske analyser.

Gitt at utslipp i utlandet skal regnes med, er tograderspriser mest nærliggende å bruke på samme måte som for norske utslipp (for utslipp såpass langt fram i tid).<sup>17</sup> Dersom vi legger til grunn den samme CO<sub>2</sub>-prisen som i avsnittet om utslipp i Norge, dvs. \$100 per tonn CO<sub>2</sub> i 2030 og en CO<sub>2</sub>-pris som stiger med realrenta, blir klimakostnaden knyttet til utslipp i utlandet lik hhv. 20 milliarder kroner og 7 milliarder kroner i Høyt og Lavt scenario (nåverdi 2017).

---

<sup>17</sup> Jf. diskusjonen i Boks 4.2.

## 5. Feil i de økonomiske vurderingene

I dette kapitlet tar vi for oss feil og misvisende framstillinger i de økonomiske vurderingene som er uttrykt eller lagt til grunn for Konsekvensutredningen. I forrige kapittel poengterte vi mangelen på klimakostnader i KU. I kapittel 7 diskuterer vi sysselsettingseffekter, og påpeker feil i analysene som presenteres i KU. I dette kapitlet går vi gjennom andre feil og misvisende framstillinger. Hovedkonklusjonen i dette kapitlet er som følger:

- Det er en rekke feil og misvisende framstillinger i Konsekvensutredningen.

### *Ingen nåverdiberegning*

- Det er ingen nåverdiberegning i de økonomiske analysene. Inntekter og kostnader er ikke diskontert
- Diskontering av inntekter og kostnader reduserer netto kontantstrøm fra 280 milliarder kroner til 109 milliarder kroner i Høyt scenario (nåverdi 2017; 4% realrente)
- Diskontering av inntekter og kostnader reduserer netto kontantstrøm fra 50 milliarder kroner til 19 milliarder kroner i Lavt scenario (nåverdi 2017; 4% realrente)
- Mer realistiske prisforventninger for olje og gass reduserer nåverdien ytterligere til hhv. 52 milliarder kroner (Høyt) og 0,1 milliarder kroner (Lavt)

Den mest alvorlige feilen i Konsekvensutredningen er trolig mangel på nåverdiberegning i de økonomiske analysene. I underlagsrapporten fra Oljedirektoratet (2012b) beregnes «brutto salgsverdi» og «lete-, investerings- og driftskostnader» i de to scenariene (s. 8). Rapporten oppgir samlet brutto salgsverdi og samlede kostnader over hele perioden (2027-2050) i de to scenariene. I tillegg oppgis «netto kontantstrøm» som defineres som «brutto salgsverdi minus tilhørende kostnader» (s. 10).

Det oppgis imidlertid ingen nåverdi i rapporten, og det står heller ingenting om diskontering. Tallene referert over må derfor forstås som udiskonterte inntekter og kostnader, og dermed også udiskontert netto kontantstrøm.<sup>18</sup>

I Konsekvensutredningen (OED, 2013) er tallene fra OD (2012b) gjengitt, dvs. både «brutto salgsverdi», «totale kostnader» og «netto kontantstrøm» for perioden som helhet (s. 40). Heller ikke her er det sagt noe om nåverdi eller diskontering.

En beregning av totale inntekter og kostnader som ikke tar hensyn til når disse inntreffer gir et feil uttrykk for de økonomiske konsekvensene av petroleumsvirksomheten. Nåverdiberegning er derfor både essensielt og elementært i enhver økonomisk analyse av langsiktige prosjekter. Nåverdiberegning er spesielt viktig i dette tilfellet fordi kostnadene i stor grad kommer mange år før inntektene. Dermed blir spesielt inntektene overvurdert når man ikke diskonterer. I verste fall kan en positiv udiskontert «netto kontantstrøm» ha negativ nåverdi.

---

<sup>18</sup> Dette bekreftes ved å studere Excel-fil mottatt i epost fra OD, som viser hvordan inntekter og kostnader er beregnet. Det bekreftes også i epost fra OD som bl.a. bekrefter at tallene i Excel-filen ikke er diskontert.

Et sentralt spørsmål i en nåverdiberegning er hvilken diskonteringsrente som skal benyttes. Som det står i mandatet til Hagen-utvalget (NOU 2012:16 – «Samfunnsøkonomiske analyser», s. 10): «Størrelsen på kalkulasjonsrente har vesentlig innvirkning på lønnsomheten av langsiktige tiltak.» Hagen-utvalget anbefaler å bruke en realrente på 4%: «Til bruk i samfunnsøkonomisk analyse av et normalt offentlig tiltak ... vil en reell risikojustert kalkulasjonsrente på 4 prosent være rimelig» (s. 13). Denne anbefalingen er fulgt opp av Finansdepartementet (2014), som i sitt rundskriv om samfunnsøkonomiske analyser anbefaler å bruke en risikojustert rente på 4,0 prosent (s. 5).

I Konsekvensutredningen er «netto kontantstrøm» beregnet til 280 milliarder kroner i Høyt scenario og 50 milliarder kroner i Lavt scenario. Ved 4 prosent diskontering blir nåverdien i 2017 (som er første år med kostnader) hhv. 109 milliarder kroner og 19 milliarder kroner.

Utover feilen relatert til manglende diskontering er det også et vesentlig poeng at Konsekvensutredningen ble utført i 2012-13, dvs. før det kraftige oljeprisfallet i 2014, og la derfor til grunn relativt høye olje- og gasspriser (se nærmere omtale i neste kapittel). Lisensvedtaket ble derimot fattet i 2016 da oljeprisen var 45 dollar per fat og prisforventningene i markedet betydelig redusert.

Spørsmålet er hvilket prisnivå som burde ha blitt lagt til grunn på vedtakstidspunktet i 2016. I forbindelse med at vi har bedt OD om grunnlagsdokumentasjon for deres rapport fra 2012 fikk vi oversendt en Excel-fil som OD har brukt for å beregne inntekter og kostnader i de to scenariene Høyt og Lavt. Tallene for produksjon og kostnader stemmer overens med rapporten deres (Oljedirektoratet, 2012b), mens prisprognosene for olje og gass er justert ned (se nærmere omtale i neste kapittel). Vi kjenner ikke bakgrunnen for at det er foretatt oppdaterte beregninger og er ikke kjent med at disse tallene fremgår av noen offentlig tilgjengelig dokumentasjon.

I Excel-filen fra OD (med oppdatert prisnivå) er «netto kontantstrøm» beregnet til hhv. 167 milliarder kroner i Høyt scenario og 21 milliarder kroner i Lavt scenario. Ved 4 prosent diskontering blir nåverdien i 2017 hhv. 52 milliarder kroner og 120 *millioner* kroner.<sup>19</sup> Disse beløpene er illustrert i Figur 2, som de to stolpene lengst til høyre under hvert scenario (merk at nåverdien i Lavt scenario er så liten at den ikke synes i figuren). Netto kontantstrøm i Konsekvensutredningen (s. 40), som tok utgangspunkt i høyere prisprognoser, er vist som andre stolpe fra venstre under hvert scenario i Figur 2.

Dette innebærer at nåverdien av netto kontantstrøm i Høyt scenario, når vi bruker ODs anslåtte inntekter og kostnader, er 80% lavere enn det som oppgis som «netto kontantstrøm» i Konsekvensutredningen. I Lavt scenario er nåverdien av netto kontantstrøm nær null.<sup>20</sup>

Merk at i disse beregningene er klimakostnadene omtalt i forrige kapittel ikke tatt med, og heller ikke andre eksterne effekter av petroleumsaktiviteten.

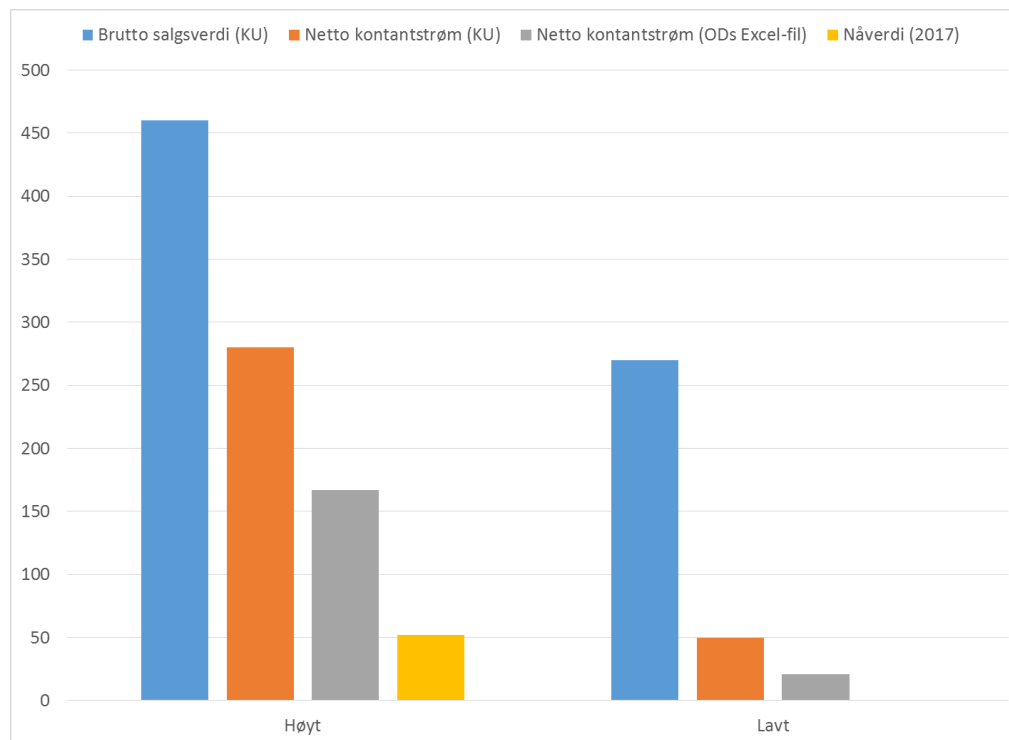
---

<sup>19</sup> En marginalt høyere diskonteringsrente (f.eks. 4,1%) ville gjort nåverdien i Lavt scenario negativ.

<sup>20</sup> Forskjellen skyldes dels nåverdiberegningen og dels nedjusterte prisprognoser (se over).

Manglende nåverdiberegning er en alvorlig feil som har stor betydning for de økonomiske anslagene.

**Figur 2.** Brutto salgsverdi oppgitt i KU, netto kontantstrøm oppgitt i KU, netto kontantstrøm beregnet i ODs Excel-fil, og vår beregning av nåverdi (i 2017). Milliarder kroner.



### *Dobbeltelling av verdiskapingseffekter*

- Det er foretatt dobbeltelling av verdiskapingseffekter i Konsekvensutredningen

I Konsekvensutredningen er det først vist til de økonomiske beregningene fra OD, og deretter til en rapport fra Statistisk sentralbyrå (SSB, 2012) som bl.a. har beregnet årlige effekter på BNP i de to scenarioene. Både i sammendraget (s. 5) og i delkapittel 3.1 (s. 41) hevdes det at verdiskapingen, estimert til hhv. 9,7 milliarder kroner og 3,4 milliarder kroner per år i Høyt og Lavt scenario, «kommer i tillegg til salgsinntektene av olje og gass».

Dette er feil. I SSB-rapportens oppsummerende Tabell 4.2a (s. 7) kommer det tydelig fram at en betydelig del av BNP-økningen utgjøres av økt bruttoprodukt i utvinning. Bruttoproduct i utvinning, som i Høyt scenario utgjør 6,3 av totalt 9,7 milliarder kroner per år, omfatter først og fremst salgsinntekter av olje og gass.<sup>21</sup> Det blir derfor dobbeltelling å karakterisere BNP-økningene på hhv. 9,7 og 3,4 milliarder kroner som «i tillegg til salgsinntektene av olje og gass». Økningen i BNP utenom utvinning anslås i Tabell 4.2a å være hhv. 2,3 milliarder kroner og 1,0 milliarder kroner i Høyt og Lavt scenario, mens økt produktinnsats i utvinningsnæringen utgjør hhv. 1,1 og 0,4 milliarder kroner.

<sup>21</sup> I en note til tabellen står det: «Endringen i bruttoproduktet (eller verdiskapingen) i utvinningsnæringen er salgsverdien av den økte olje- og gassproduksjonen i det aktuelle aktivitetsalternativet fratrukket den produktinnsatsen som er forutsatt å medgå direkte i utvinningen.» Dette er også bekreftet av en av forfatterne av SSB-rapporten.



Det er også verdt å nevne her at modellberegningene til SSB tok utgangspunkt i de samme prisprognosene som OD la til grunn i sin rapport. Som forklart over ble disse prognosene justert betydelig ned etter oljeprisfallet i 2014, slik at en oppdatert modellberegning med de nedjusterte olje- og gasspriser ville også gitt lavere BNP-effekter.

#### *Feil brutto salgsverdi i Lavt scenario*

- Feil opplysning om nivået på brutto salgsverdi i Lavt scenario

I rapporten fra OD (2012b) oppgis «brutto salgsverdi» i Lavt scenario til ca. 270 milliarder kroner (s. 8), og det samme tallet er gjengitt i Konsekvensutredningen (s. 5 og s. 40). Dette tallet er feil, og skyldes trolig en tilforlatelig feil i Excel-filen til OD. Det korrekte tallet (gitt de opprinnelige prisprognosene) er halvparten så høyt, altså ca. 135 milliarder kroner. I beregningen av «netto kontantstrøm» er imidlertid det riktige tallet brukt.

Denne feilen er spesielt uheldig fordi i sammendraget i Konsekvensutredningen omtales kun «brutto salgsverdi» i de to scenarioene (det står ingenting om kostnader eller netto kontantstrøm), og det gale tallet for Lavt scenario er da referert (s. 5).

#### *Misvisende opplysninger i sammendraget*

- I sammendraget omtales kun inntekter og ikke kostnader

Som nevnt over er det i sammendraget i Konsekvensutredningen kun opplyst om «brutto salgsverdi» i de to scenarioene. Det står ingenting om kostnader eller netto kontantstrøm. Dette er svært misvisende. Det er opplagt nettoinntektene (nåverdien av disse) som først og fremst er av interesse. I sammendraget står det kun følgende om beregningene fra OD (s. 5): «Olje- og gassressurser i scenarioene er anslått å ha en bruttoverdi på hhv. 460 milliarder kroner i høyt scenario og 270 milliarder kroner i lavt scenario.» Disse beløpene er vist i Figur 2 som venstre stolpe under hvert scenario. Som nevnt over er nåverdien av nettoinntektene, gitt ODs beregninger av kostnader og inntekter (med nedjusterte prisprognoser), hhv. 52 milliarder kroner og 120 millioner kroner (se høyre stolpe i Figur 2). Som forklart over er det nåverdien som er det sentrale beløpet.

## 6. Input til økonomiske vurderinger

I dette kapitlet ser vi nærmere på viktige input som er lagt til grunn i de økonomiske vurderingene. Det gjelder i første rekke priser på olje og gass og kostnadsanslag. Vi diskuterer i hvilken grad usikkerhet og risiko er vurdert. Til slutt diskuterer vi betydningen av petroleumsskatteregimet, og hvorvidt skatteregimet sikrer at kun samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter blir realisert.

### *Priser på olje og gass*

- Prisforventningene i markedet falt betydelig fra da Konsekvensutredningen ble utført til tidspunktet for Lisensvedtaket
- Alternative prisprognoser ble ikke vurdert i Konsekvensutredningen
- OD har i et internt Excel-ark justert prisprognosene betydelig ned, uten at dette er reflektert i noe offentlig tilgjengelig dokument

I underlagsrapporten fra Oljedirektoratet (OD, 2012b), som Konsekvensutredningen (OED, 2013) baserer seg på, er det lagt til grunn en oljepris på nær \$120/fat og gasspris på 2,14 NOK/Sm<sup>3</sup> gjennom mesteparten av perioden (s. 3). Da OD-rapporten og Konsekvensutredningen ble lagt fram, var oljeprisen over \$100/fat og gassprisen i Europa litt over 2 NOK/Sm<sup>3</sup>. OD skriver at de har lagt til grunn OEDs langsiktige prisprognoser (s. 2). I rapporten fra OD og i Konsekvensutredningen er det ikke vurdert effekten av alternative prisprognoser.

Høsten 2014 falt oljeprisen markant, og i 2015 lå prisen på \$55/fat. Våren 2016, da Lisensvedtaket ble fattet, var prisen \$45/fat. Etter nyttår 2017 har prisen ligget rundt \$55/fat, mens (nominelle) futures-priser fram til 2024 ligger under \$60/fat (per 1.april 2017). Gassprisene i Europa har også falt siden 2014, om enn ikke like mye som oljeprisen. Det er med andre ord liten tvil om at prisforventningene i markedet har blitt vesentlig redusert i tiden mellom Konsekvensutredningen og tidspunktet for Lisensvedtaket.

Vi har som nevnt i kapittel 5 mottatt en Excel-fil fra OD som kalkulerer de økonomiske inntekter og kostnader ved petroleumsaktivitet i Barentshavet på et senere tidspunkt en Konsekvensutredningen, uten at det fremgår i hvilken sammenheng dette er gjort. Prisene på olje og gass er her endret sammenlignet med det som lå til grunn for Konsekvensutredningen. I Excel-filen er det lagt til grunn en oljepris på \$70/fat, dollarkurs lik 6,2 og gasspris på 1,91 NOK/Sm<sup>3</sup>.<sup>22</sup>

Prisprognosene i Excel-filen (målt i NOK) er omtrent på nivå med prisene første halvår 2016 da Lisensvedtaket ble fattet (høyere dollarkurs kompenserer for lavere oljepris). Det er betydelig usikkerhet omkring olje- og gassprisene såpass langt fram i tid. Mens futures-prisene for olje som nevnt ligger under \$60/fat fram til 2024, forventer IEA (2016) en gradvis økning i oljeprisen framover. Det samme gjelder for gassprisen, der IEA er mer optimistisk enn futures-prisene skulle tilsi. Samtidig er det verdt å huske at prisen for gass ved utskiping

---

<sup>22</sup> I Excel-filen er oljeprisen oppgitt i NOK, ikke USD, men OD opplyser i epost at oljeprisen som ble lagt til grunn var ca. \$70/fat, og at dollarkursen var 6,2. OD er usikre på når prisprognosene ble endret i Excel-filen, men dollarkursen tyder på siste halvdel av 2014.

fra Finnmark vil være lavere enn prisen i Europa (fordi det koster å frakte gassen til markedet). Alt i alt kan det argumenteres for at de nedjusterte prisprognosene i Excel-filen til OD ikke er urimelige, men usikkerheten er betydelig, noe oljeprisfallet i 2014 var et godt eksempel på. Det er derfor påfallende at det ikke ble vurdert effekten av alternative prisprognoser (jf. neste avsnitt).

#### *Usikkerhet og risiko*

- Det er ingen diskusjon av økonomisk usikkerhet/risiko i Konsekvensutredningen
- Med unntak av to scenarier knyttet til antall olje- og gassfunn, er det ikke vurdert alternative forutsetninger i de økonomiske beregningene.

Som nevnt over er det ikke presentert beregninger basert på alternative prisprognoser. Det samme gjelder for produksjonsvolum og kostnader, bortsett fra at det presenteres to alternative scenarier knyttet til hvilke funn man gjør, som gir opphav til ulik aktivitet (Høyt scenario og Lavt scenario). Det er ingen vurdering av sannsynligheten knyttet til disse to scenariene.<sup>23</sup> Det er heller ingen diskusjon av økonomisk usikkerhet eller risiko i Konsekvensutredningen. Til gjengjeld er det mye diskusjon av risiko knyttet til mulige uhell og lokale miljøkonsekvenser.

Med tanke på at konsekvensutredningen gjelder aktivitet helt fram mot 2050 er det overraskende at det ikke er diskutert alternative framtidsscenarier for olje- og gassmarkedet, inkludert effekten av framtidig internasjonal klimapolitikk, og hvordan dette kan påvirke olje- og gasspriser på lang sikt. Mohn (2017) diskuterer den potensielle verdien av petroleumsressursene i Lofoten/Vesterålen/Senja, og studerer blant annet effekten av at olje- og gassprisene økes eller reduseres med 1/3 sammenlignet med referansetilfellet, og finner at effekten på netto nåverdi av en slik prisendring er svært stor. Olje- og gassprisene har historisk variert mye over tid, med det kraftige oljeprisfall i 2014 som et ferskt eksempel. Det er flere faktorer som trekker i retning av økt prisrisiko framover, spesielt på etterspørselssiden. Det gjelder bl.a. framtidig klimapolitikk internasjonalt og konkurransen fra fornybar energi. Fossil energi har hatt en svært dominerende rolle i energimarkedet i mange tiår. De aller fleste forventer en gradvis overgang fra fossil til fornybar energi framover, men det er stor uenighet om hvor fort denne endringen vil skje.

Det ville også være naturlig å diskutere usikkerhet omkring kostnadene ved produksjon av olje og gass i Barentshavet sørøst. Det har vært flere eksempler på betydelige kostnadsoverskridelser, blant annet ved de to eneste olje- og gassfeltene i Barentshavet hittil (Snøhvit og Goliat), og en diskusjon av usikkerhet omkring kostnadene ville derfor vært naturlig. Lorentzen m.fl. (2017) har studert 158 prosjekter på norsk sokkel i perioden 1970-2013. Noen prosjekter har endt opp med lavere kostnader enn anslått, men de fleste har endt med høyere kostnader. Gjennomsnittlig kostnadsoverskridelse over hele perioden er 36%. I den siste tiårsperioden (2003-2013) har overskridelsene vært noe mindre, men fortsatt 25% i gjennomsnitt. En mulig forklaring kan være at det gjøres endringer i prosjektene underveis, men Lorentzen m.fl. peker også på optimismeskjevhet og strategisk rapportering som mulige årsaker til at realiserte kostnader systematisk er høyere enn anslåtte kostnader (i

---

<sup>23</sup> Bekreftet av OD i epost.

gjennomsnitt). Det er også verdt å påpeke her at fjerningsutgifter ikke er inkludert i beregningene. Disse vil normalt være betydelige, og burde vært inkludert.<sup>24</sup>

Investeringer i petroleumsutvinning er langsiktige. Hvis vi for eksempel ser nærmere på ODs Lavt scenario, skjer leteaktiviteten i årene 2017-25. Deretter påløpes betydelige investeringskostnader i årene 2023-29. Inntektene fra prosjektene kommer først i årene 2029-2042. Med tanke på den store variasjonen man har sett i olje- og gasspriser historisk, kan de faktiske prisene fort bli betydelig høyere eller lavere enn de prisene som legges til grunn når investeringene besluttes. Dersom det for eksempel skulle skje et uventet negativt skift i olje- og gasspriser rundt 2030 på linje med det som skjedde i 2014, vil det trolig medføre store økonomiske tap, både for selskapene og ikke minst for den norske stat som har ca. 80% av kostnadene og inntektene fra aktiviteten. Et lignende scenario er blant annet skissert i IEA/IRENA (2017), som undersøker effektene av en brå omlegging av klimapolitikken globalt rundt 2025. Dette medfører betydelig lavere olje- og gasspriser enn forventet, og IEA/IRENA konkluderer med at scenariet som presenteres kan føre til «stranded assets» av globale olje- og gassinvesteringer på 1300 milliarder USD (s. 112). Selv om selskapene må forventes å vurdere slik risiko selv, er det rimelig å forvente at norske myndigheter også gjør en aktiv vurdering av risiko når staten er såpass tungt inne finansielt som i dette tilfellet. Det er ikke gitt at risikobildet for staten er identisk med risikobildet for selskapene.

I høringen fikk OED kritikk fra Klif, som mente at «det er lagt opp til en unødvendig rask utredningsprosess, hvor størsteparten av underlagsutredningene ble startet opp sommeren 2012, med sluttrapport i høst. Det bør være mulig å sette av bedre tid til å lage et faglig gjennomarbeidet grunnlag.»

#### *Skatteregimet*

- Petroleumsskatteregimet er «investeringsvennlig», og innebærer at samfunnsøkonomisk ulønnsomme prosjekter kan være bedriftsøkonomisk lønnsomme.
- Petroleumsskatteregimet kan favorisere investeringer på norsk sokkel fremfor investeringer på fastlandet.

Petroleumsskatteregimet er ikke diskutert i Konsekvensutredningen, men er relevant for vurderingen omkring åpning av Barentshavet sørøst for petroleumsaktivitet og for Lisensvedtaket.

Petroleumsskatteregimet er utformet med utgangspunkt i at petroleumsressursene er en formue som eies av det norske folk. Siden petroleumsutvinning typisk gir opphav til ekstraordinære inntekter som følge av tilgang til en begrenset ressurs, er det en betydelig særskatt knyttet til petroleumsutvinning. For å unngå at den høye særskatten fører til at samfunnsøkonomiske investeringer ikke blir realisert, har man samtidig innført særegne fradrag der formålet har vært at (kun) det som er samfunnsøkonomisk lønnsomt også er bedriftsøkonomisk lønnsomt for selskapene (såkalt nøytralt skattesystem).

---

<sup>24</sup> Det er usikkert hvor store disse vil være, men som illustrasjon kan det nevnes at Statoil (2017), ifølge sin årsrapport for 2016 (s. 161), hadde avsetninger til «nedstengnings- og fjerningsforpliktelser» på nesten 11 mrd. USD ved årsskiftet.

Det har vært noe uenighet om hvor store særfradragene bør være, og størrelsen på fradragene har variert noe over tid. Ifølge Finansdepartementet (2016) innebærer dagens fradragsregler i petroleumsskatteregimet at det var en skatteutgift på 14,4 milliarder kroner i 2016 (s. 322).<sup>25</sup> I 2015 var skatteutgiften 16,7 milliarder kroner. Dette forklares med at «den samlede fradragsverdien er høyere enn den ville ha vært i et nøytralt skattesystem». Jo høyere fradragene er, jo mer lønnsomt blir det for selskapene å investere. Den betydelige skatteutgiften er derfor et uttrykk for at petroleumsskatteregimet gir større stimulans til investeringer i petroleumssektoren enn et nøytralt skattesystem ville gjort. Det vil si at skatteregimet kan føre til at utbyggingsprosjekter som er samfunnsøkonomisk ulønnsomme (selv uten hensyn til miljøeffekter) blir vurdert som bedriftsøkonomisk lønnsomme for selskapene og dermed realisert.

Finansminister Siv Jensen bekrefter dette i et innlegg i Klassekampen 21/1 2017: «Petroleumsskatten er investeringsvennlig, og verdien av investeringsfradragene er høyere enn i en helt nøytral petroleumsskatt. Dette har vært tydelig kommunisert under skiftende regjeringer siden petroleumsskatteutvalgets utredning i 2000.» Finansdepartementet (2013) skrev også at «det vil framleis vere eit investeringsvennleg skatteregime på sokkelen» etter endringen som ble gjennomført i 2013 (s. 14).

Tildeling av lisenser i Barentshavet sørøst kan dermed føre til at selskapene finner det lønnsomt å bygge ut olje- og gassfelt som er samfunnsøkonomisk ulønnsomme (selv om miljøkonsekvensene skulle ignoreres i den samfunnsøkonomiske vurderingen). Dette er illustrert i Boks 6.1, som også viser at ved Lavt scenario vil aktiviteten være privatøkonomisk lønnsomt under petroleumsskatteregimet, men ikke under fastlandsskatteregimet. Olje- og gassprisene som skal til for å gjøre et prosjekt privatøkonomisk lønnsomt under petroleumsskatteregimet er betydelig lavere enn hva som er tilfellet under fastlandsskatteregimet (gitt identiske prosjekter).

---

### **Boks 6.1 Sammenligning av privatøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet**

Vårt utgangspunkt er ODs kalkyle for utbygging av Barentshavet sørøst i Lavt scenario. De samlede investeringene i dette alternativet har en nåverdi på 44,1 milliarder i 2017. Inntektene fra salget av olje og gass kommer ikke før i 2029 etter 12 år med lete- og etter hvert, produksjons- og transportinvesteringer. Utgiftene til disse investeringene kan oljeselskapene umiddelbart trekke fra inntektene de har på andre deler av norsk sokkel. Nærmere bestemt kan letekostnader kostnadsføres samme år, mens for andre investeringer gjelder det at en sjettedel kan trekkes fra hvert år over 6 år. Videre gis det et fradrag i petroleumsskatten på 5,4 prosent av investeringsbeløpet over 4 år.<sup>26</sup> Som vist av Diderik Lund (2012) kan de gunstige avskrivningsreglene medføre at investeringer i petroleumsvirksomhet som ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomme likevel blir

---

<sup>25</sup> Ifølge Finansdepartementet (2016) er skatteutgiften «regnet som permanentinntekten av skattefordelen».

<sup>26</sup> Alternativt kan fradragene benyttes for å gi skattefradrag i senere år. I dette tilfellet forventes det slik at selskaper som ikke er i skatteposisjon, ikke skal lide tap i forhold til selskaper som er i skatteposisjon.

gjennomført av petroleumsforetakene. Dette gjelder også utbyggingen i Barentshavet sørøst som vist i tabellen nedenfor:

**Tabell 2.** Samfunnsøkonomisk overskudd og privatøkonomisk overskudd ved ulike skatteregimer, gitt ulike prisanslag. Lavt scenario

	Samfunnsøkonomisk overskudd (eks. CO2- og oppryddingskostnader)	Privatøkonomisk overskudd under petroleums-skatteregimet	Privatøkonomisk overskudd under fastlands-skatteregimet
ODs priser	123 mill.	2 895 mill.	-1 254 mill.
0,2 prosent lavere olje- og gasspriser	0	2 868 mill.	-1 348 mill.
26 prosent lavere olje- og gasspriser	-13 050 mill.	0	-11 266 mill.
3,2 prosent høyere olje- og gasspriser	1 773 mill.	3 258 mill.	0

Med utgangspunkt i ODs forutsetninger om olje- og gasspriser gir en utbygging i tråd med Lavt scenario et samfunnsøkonomisk overskudd på 123 millioner kroner (før CO2-kostnader, oppryddingskostnader og andre ikke-verdsatte effekter er regnet inn). Det privatøkonomiske overskuddet er imidlertid vesentlig høyere; 2,9 milliarder kroner.<sup>27</sup> Utbyggingen ville ikke vært gjennomført dersom oljeselskapene sto ovenfor det samme skatteregimet som bedrifter på fastlandet da nettonåverdi i dette tilfellet er –1,3 milliarder.<sup>28</sup> Dersom olje- og gassprisene faller marginalt, dvs. med 0,2 prosent, er ikke lenger aktiviteten i Lavt scenario samfunnsøkonomisk lønnsomt. Som tallene viser er det likevel fortsatt privatøkonomisk lønnsomt. Som nest nederste rad i tabellen viser, må olje- og gassprisene falle med hele 26 prosent før den privatøkonomiske lønnsomheten blir null.

Skatteregimet favoriserer også investeringer på norsk sokkel framfor investeringer på fastlandet. I kolonnen helt til høyre ser vi at olje- og gassprisene må stige med 3,2 prosent før Barentshavet sørøst blir privatøkonomisk lønnsomt med det regulære skatteregimet. Det er altså et betydelig intervall for olje- og gasspriser hvor Lavt scenario er privatøkonomisk lønnsomt gitt petroleums-skatteregimet, men ulønnsomt gitt det ordinære skatteregimet på fastlandet.

Tilslutt, valg av diskonteringsrente for private investeringer på sokkelen har vært mye omdiskutert, se Lund (2012). Vi har derfor gjort en sensitivitetstest av dette. Hvis vi holder oss til ODs olje- og gasspriser, men øker den nominelle diskonteringsrenta fra

<sup>27</sup> Vi legger til grunn en inflasjon på 2 prosent, og en realrente på 4 prosent. Det gir en nominell diskonteringsrente på 6,1 prosent. Vi antar også at oljeselskapene lånefinansierer investeringene til samme rente, men ikke mer enn 50 prosent av investeringenes til enhver tid bokførte skattemessige verdi slik regelen tillater.

<sup>28</sup> Vi bruker en saldoavskrivning på 10 prosent. En økning til 20 prosent forandrer ikke fortegnet på nettonåverdien under fastlandsskatteregimet. Videre antar vi også her at lånefinansieringen utgjør 50 prosent av investeringenes til enhver tid bokførte skattemessige verdi.

6,1% til 10% (jf. fotnote 27), vil Lavt scenario gå i null med petroleumsskatteregimet, mens underskuddet under skatteregimet på fastlandet blir –6,9 milliarder. Med andre ord favoriserer det norske skatteregimet petroleumsinvesteringer også med høyere diskonteringsrenter.

---

## 7. Om sysselsettingseffektene av petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst

I dette kapitlet diskuteres sysselsettingseffekter av petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst, både i Norge som helhet og i Finnmark spesielt. Vi diskuterer også i hvilken grad sysselsettingseffekter bør vektlegges.

- Tallen for sysselsettingseffekten av tiltaket synes overdrevne. Dette gjelder spesielt underlagsrapporten fra Pöyry.
- De regionale sysselsettingseffektene virker å være brutto tall dvs. det er ikke tatt hensyn til at en stor del av dem som får jobb i forbindelse med en utbygning i Barentshavet sørøst ville ha hatt en annen jobb dersom utbyggingen ikke hadde skjedd.
- Gjengivelsene i Konsekvensutredningen av SSBs rapport om sysselsettingseffekter er unøyaktig, og gir inntrykk av større sysselsettingseffekter enn det underlagsrapporten finner.

Sysselsettingseffektene av petroleumsvirksomhet Barentshavet sørøst er omtalt i konsekvensutredningen fra side 41 til side 47. OED baserer seg på to rapporter; Pöyry (2012) har studert de regionale sysselsettingseffektene, og SSBs forskningsavdeling har analysert de nasjonale sysselsettingseffektene (SSB, 2012). De to rapportene kommer til ganske ulike resultater. Begge rapportene tar utgangspunkt i Oljedirektoratets to scenarier Lavt og Høyt.

### *Brutto og netto sysselsettingseffekter*

Det er viktig å skille mellom brutto og netto sysselsettingseffekter av et tiltak. Med brutto sysselsettingseffekter mener man alle årsverk som på en eller annen måte blir initiert av leting, utbygging og produksjon fra Barentshavet sørøst. Ikke alle disse årsverkene er addisjonale, dvs. en betydelig andel av dem som utfører disse årsverkene ville ha hatt andre lønnede oppgaver selv om det ikke ble noe petroleumsvirksomhet Barentshavet sørøst.

Slik vi leser Konsekvensutredningen er man ute etter å omtale antall addisjonale årsverk eller nettoeffekten på sysselsettingen av petroleumsvirksomhet Barentshavet sørøst. Vi mistenker midlertid Pöyrys tall for å være bruttotall. Pöyry finner vesentlig høyere sysselsettingseffekter enn SSB, noe som underbygger dette. I boks 7.1 forklarer vi metodene til SSB og Pöyry. Kort sagt kan man si at Pöyry ser ut til å anta at all aktivitet som utløses av Barentshavet sørøst utbyggingen er ny aktivitet. Med andre ord at alle som jobber med utbyggingen ikke ville ha vært i arbeid uten utbyggingen, og at alle varer og tjenester som blir kjøpt til utbyggingen ikke ville ha vært levert til andre aktiviteter uten utbyggingen. Dette står i sterk kontrast med hva som er vanlig å anta innenfor økonomifaget.

Sammenblendingen av brutto- og nettotall for sysselsetting gjentas enda en gang når Pöyry til slutt ser på sysselsettingseffekten i kommunene. Igjen ser de kun på hvor mange ekstra sysselsatte de antar at kommunene ønsker å ansette pga. økte inntekter og bosetting. Så vidt vi kan forstå tar de ikke høyde for at mange av disse ansatte vil komme fra privat sektor, og at privat sektor ikke nødvendigvis vil erstatte disse personene med nyansettelser.



---

## Boks 7.1 Metoder for å beregne sysselsettingseffekter

SSB og Pöyry bruker ulike metoder. SSBs metode baserer seg på en makroøkonomisk modell hvor oljeinvesteringer inngår som en variabel. Oljeinvesteringene blir bestemt direkte av modellbrukeren, og man kan derfor sammenligne utfallene for norsk økonomi med og uten ekstrainvesteringene som utbyggingen i Barentshavet sørøst medfører. Modellen baserer seg på SSBs statistikk om norsk økonomi, og nettverket av leveranser mellom ulike sektorer og næringer er eksplisitt modellert. Dermed får man med hvordan en investering i en sektor øker aktivitetene i alle ledd i verdikjedene frem til sluttproduktet som er økt olje- og gassproduksjon. Et av funnene er at økningen i sysselsettingen for Norge som helhet er betydelig mindre enn den direkte sysselsettingseffekten av utbyggingen i Barentshavet Sør-øst. Det skyldes at personer som får arbeid i forbindelse med leting, utbygging og produksjon i Barentshavet sørøst, ville ha hatt en annen jobb dersom utbyggingen ikke hadde skjedd. Når utbyggingen likevel gir en svak nettotilvekst i sysselsettingen skyldes det at arbeidsledigheten på kort sikt blir noe mindre, og at antall personer som i dag står helt utenfor arbeidsstyrken blir noe færre.

Pöyrys metode er å kombinere to modeller; en egenutviklet etterspørselsmodell og en makroøkonomisk modell ved NTNU. Pöyrys etterspørselsmodell søker også å beregne den totale etterspørselseffekten av en investering, for så vidt på samme måte som SSBs modell, men modellen dekker ikke hele økonomien. Så vidt vi kan skjønne kan Pöyry derfor ikke vite i hvilken grad et firma som leverer til Barentshavet sørøst utbyggingen ville ha levert til et annet prosjekt dersom det ikke hadde fantes noen etterspørsel fra Barentshavet sørøst. Økt etterspørsel fra Barentshavet sørøst utbyggingen vil lede til høyere priser i markedene for leverandørtjenester, noe som vil føre til lavere etterspørsel fra andre aktører. Så lenge Pöyrys etterspørselsmodell ikke inkluderer slike effekter, vil Pöyry komme frem til en bruttoeffekt på etterspørselen.

Pöyry kombinerer i neste trinn sin kryssløpsmodell med den makroøkonomiske modellen NAM (fra NTNU). Dette gjøres for å få fram effektene på BNP i Norge som helhet hvor det også tas hensyn til såkalte makroøkonomiske multiplikatoreffekter, dvs. økt samlet etterspørsel gir økt aktivitet som igjen gir økte inntekter som igjen øker etterspørselen osv. NAM er en vesentlig enklere modell enn SSBs modell, og Pöyry antar derfor at den samlede etterspørselseffekten de finner vha. sin etterspørselsmodell er identisk med en tilsvarende økning i offentlige utgifter. Dette gir etter vår mening et sterkt overdrevet resultat for sysselsettingseffekten. Det er netto, ikke brutto, etterspørselseffekten av Barentshavet sørøst som skulle vært matet inn i NAM som en økning i offentlige utgifter. Som allerede beskrevet vil nettoeffekten være langt mer moderat da leveransene til Barentshavet sørøst vil måtte fortrenge andre leveranser til norsk økonomi (slik som i SSBs modell). Til slutt fordeles effektene på BNP i Norge ned på fylker utfra Pöyrys kryssløpsmodell hvor leveransene er spesifisert på fylkesnivå. Det samme gjøres med sysselsetting.

---

### Unøyaktig gjengivelse av sysselsettingstall

OEDs omtale av SSBs analyse er etter vår mening unøyaktig. Resultatene fra SSBs analyse presenteres i Tabell 3.6 i Konsekvensutredningen (side 46) på flg. måte:

**Tabell 3.** Sysselsettingseffekter for de to scenarioene for petroleumsaktivitet. SSBs beregning slik de er presentert i KU.

	Sum 2017-2045		Gjennomsnitt per år	
	Lav aktivitet	Høy aktivitet	Lav aktivitet	Høy aktivitet
Totale effekter				
Sysselsatte	15500	35800	500	1200
Arbeidsledige	-2800	-6700	-100	-200

Kilde: Tabell 3-6 i KU.

I kolonne 2 og 3 har OD slått sammen tallene for hvert enkelt år slik at det i tabellen fremstår som det blir 35800 flere sysselsatte og 6700 færre arbeidsledige totalt på grunn av tiltaket. Etter vår mening gir dette et galt inntrykk. Økningen i antall sysselsatt i et år er økningen i *forhold til antall sysselsatte uten tiltaket i samme år*. Det samme gjelder antall arbeidsledige. Anta at for året 2023 oppstår det 2800 flere arbeidsplasser som følge av Barentshavet sørøst. Dersom vi for neste år også finner at sysselsettingen har økt med 2800, betyr ikke det at det har oppstått ytterligere 2800 arbeidsplasser i tillegg til de 2800 som oppsto året før. Det betyr derimot at det fortsatt er 2800 flere sysselsatte. En riktigere betegnelse på tallene i kolonne 2 og 3 hadde vært «total effekt på antall årsverk».

SSB presenterer tallene sine på følgende måte, og skiller mellom lete-, utbygging- og produksjonsfase:

**Tabell 4.** SSBs beregning av sysselsettingseffekter.

	År høy (lav) aktivitet	Høy aktivitet	Lav aktivitet
Letefase	2017-2022	400	200
Utbyggingsfase	2023-2031(29)	2800	1600
Produksjonsfase	2032(30)-2045	600	200

Kilde: Tabell 4.2b og 4.2c i SSB (2012).

Etter vår mening viser tallene til SSB at en eventuell utbygging i Barentshavet sørøst vil ha en svært liten effekt på sysselsettingen i Norge da den totale sysselsetting i Norge i 2016 var på over 2,6 millioner personer.

Videre finner SSB følgende endringer i arbeidsledigheten:

**Tabell 5.** SSBs beregning av endringer i antall arbeidsledige.

	År høy (lav) aktivitet	Høy aktivitet	Lav aktivitet
Letefase	2017-2022	-100	-100
Utbyggingsfase	2023-2031(29)	-1000	-600
Produksjonsfase	2032(30)-2045	+200	+100

Kilde: Tabell 4.2b og 4.2c i SSB (2012).

Vi ser at arbeidsledigheten øker igjen etter 2032. Utfra SSBs tall blir det maksimum 2800 flere sysselsatte per år, og det kun for perioden 2023 til 2031. Deretter faller antallet ekstra jobber, noe som betyr at noen mister jobben igjen.

*Også SSBs tall kan være i høyeste laget*

Vi har en mindre innvending mot SSBs analyse. SSB antar at alt annet enn utbyggingen i Barentshavet sørøst ligger fast i de to hovedkjøringene som er gjort. Men dersom Barentshavet sørøst bygges ut, virker det rimelig å anta at dette har effekter på andre deler av norsk sokkel. F.eks. kan man tenke seg at Barentshavet sørøst fortrenger marginale haleproduksjonsprosjekter på eksisterende norske felt. Det er vanskelig for SSB å ta med slike effekter i sin modell så lenge petroleumsinvesteringene bestemmes av modellbrukeren. Uansett kan det tenkes at SSB sysselsettingstall kan være noe høye selv om de er meget moderate i utgangspunktet. Denne kritikken gjelder også Pövrys analyse som heller ikke tar hensyn til at etterspørselen fra andre deler av norsk sokkel kan bli redusert.

Videre er oljemarkedet globalt og gassmarkedet regionalt. Det er vanlig å anta at redusert norsk petroleumsproduksjon delvis vil fortrenkes av utenlandsk produksjon (se Fæhn m.fl., 2016). Det følger dermed at dersom Barentshavet sørøst bygges ut, så vil noen færre olje- og gassfelt bygges ut i utlandet. Disse utbyggingene kunne tenkes å ha etterspurt tjenester fra norsk leverandørindustri som i stor grad allerede i dag baserer seg på eksport. Lavere eksport vil bety lavere sysselsetting i SSBs modell. Slike effekter er hverken med i SSBs analyse eller i Pövrys analyse.

Det er også verdt å merke seg at begge de makroøkonomiske modellene som brukes er Keynesianske modeller hvor all økning i samlet etterspørsel gir økt sysselsetting. Som SSB-rapporten nevner, kan myndighetene med andre ord få til akkurat samme nettoøkningen i sysselsettingen som ved en utbygging i Barentshavet sørøst ved hjelp av tradisjonell finanspolitikk. Dersom myndighetene har et mål for sysselsettingen og senker sin bruk av etterspørselsstimulerende politikk i tråd med innfasingen av Barentshavet sørøst, vil tiltaket ikke påvirke samlet sysselsetting i det hele tatt.

*Andre momenter*

Det er ikke vanlig å fremstille sysselsettingseffekter som en positiv ringvirkning av et offentlig tiltak i en samfunnsøkonomisk analyse. Sysselsettingseffektene vil tvert imot være en del av kostnadene til prosjektet, og vil alt annet like gjøre prosjektet mindre lønnsomt jo større de er. I den siste veilederen for lønnsomhetsanalyser i offentlig sektor fra Direktoratet for Økonomistyring (2014) er ikke sysselsettingseffekter omtalt i det hele tatt. I tidligere

veiledere heter det imidlertid at prinsippet om at sysselsetting utgjør en kostnad for prosjektet kan fravikes dersom tiltaket er rettet spesielt mot arbeidsledige eller dersom tiltaket er rettet mot avgrensede geografiske områder med særlig høy arbeidsledighet (Finansdepartementet, NOU 1998:16). Utbygging i Barentshavet sørøst kan ikke sies å være spesielt rettet mot arbeidsledige. Videre har ikke arbeidsledigheten i Finnmark vært spesielt stor sammenlignet med arbeidsledigheten i resten av landet. I 2015 var den i Finnmark 3,4%, mens den for landet som helhet var på 3,0% ifølge NAV.<sup>29</sup> Aust-Agder, Vest-Agder og Oslo hadde en høyere arbeidsledighet. For desember 2016 var arbeidsledigheten i Finnmark nede på 3,0%, men hele seks fylker hadde høyere arbeidsledighet. Det tilsier at sysselsettingseffektene i konsekvensanalysen skal betraktes som rent deskriptive, og ikke tillegges en positiv verdi som veier for eller mot at prosjektet skal gjennomføres.

Når det gjelder andre ringvirkningseffekter, peker Pöyry på økt bosetting og økt aktivitet i boligmarkedet i Finnmark. Disse effektene følger av økt sysselsetting, og vil derfor så vidt vi kan forstå, være mindre enn skissert i Pöyrys rapport siden sysselsettingseffektene etter vår mening er overdrevne.

---

<sup>29</sup> <https://www.nav.no/no/NAV+og+samfunn/Statistikk/Arbeidssokere+og+stillinger+-+statistikk/Helt+ledige>

## 8. Ikke verdsatte effekter

I dette kapitlet diskuterer vi kort andre miljøeffekter enn klimagassutslipp av petroleumsaktivitet i Barentshavet sørøst, basert på omtalen i Konsekvensutredningen.

- Petroleumsaktivitet i Barentshavet sørøst bør forventes å gi et signifikant samfunnsøkonomisk overskudd for å forsvare ikke-verdsatte negative miljøeffekter.

Konsekvensutredningen finner at miljøeffektene ved regulert drift er små. Det vil være utslipp til luft og vann, men ifølge Konsekvensutredningen tilsier kunnskapene på feltet at effekten av disse på naturmiljøet er ubetydelig. Dette stiller seg annerledes ved akutte utslipp. Da kan miljøkonsekvensene for sjøfugl og andre dyr bli betydelige, spesielt hvis utslippene når iskanten eller land før de fanges opp. Akutte utslipp kan også påvirke fiskebestandene i Barentshavet negativt. I en nytte-kostnadsanalyse skal slike effekter veies opp mot det monetært verdsatte samfunnsøkonomiske overskuddet av prosjektet.

Det finnes norske studier som søker å verdsette de negative konsekvensene av akutte oljeutslipp. F.eks. Lindhjem, Magnussen og Navrud (2014) finner en gjennomsnittlig betalingsvillighet for befolkningen mot å unngå oljeutslipp som når kysten på 1000-2400 kroner per husstand per år i 10 år. I 2016 var det i overkant av 2.300.000 husstander i Norge. Den samlede betalingsviljen for å unngå et oljeutslipp kan altså beløpe seg til et sted mellom 20 og 46 milliarder (i nåverdi). Selv om sannsynlighetene for et akutt utslipp vurderes som lav i Konsekvensutredningen, er det derfor vår mening at petroleumsaktivitet i Barentshavet sørøst må forventes å gi et samfunnsøkonomisk overskudd på signifikant nasjonalt nivå for å forsvare de ikke-verdsatte negative miljøeffektene.

## 9. Oppsummering

I dette kapitlet vil vi utarbeide en kortfattet sammenstilling av sentrale samfunnsøkonomiske gevinster og kostnader for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst. Sammenstillingen bygger på det vi har diskutert i de foregående kapitlene, og er ellers basert på de samme forutsetningene som i Konsekvensutredningen. Til slutt vil vi diskutere hvorvidt Konsekvensutredningen med underrapporter fremstår som et økonomisk sett forsvarlig grunnlag for å fatte Lisensvedtaket og åpningen av 23. konsesjonsrunde.

Som nevnt i kapittel 5 medfører diskontering av inntekter og kostnader at netto kontantstrøm reduseres fra 280 milliarder kroner til 109 milliarder kroner i Høyt scenario, og fra 50 milliarder kroner til 19 milliarder kroner i Lavt scenario (nåverdi 2017). Videre at mer realistiske prisforventninger for olje og gass reduserer nåverdien ytterligere til hhv. 52 milliarder kroner (Høyt) og 0,1 milliarder kroner (Lavt), se Tabell 6. Dette er før kostnader ved CO<sub>2</sub>-utslipp er tatt hensyn til. Når vi trekker fra kostnadene ved CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge, blir nåverdien hhv. 41 milliarder kroner og -2 milliarder kroner. Dersom vi i tillegg trekker fra anslåtte kostnader ved CO<sub>2</sub>-utslipp i utlandet, blir nåverdien hhv. 21 milliarder kroner og -9 milliarder kroner. De sistnevnte anslagene er usikre og kan være høyere eller lavere. Anslagene inkluderer ikke andre eksterne effekter. Disse er omtalt i Konsekvensutredningen, men det er ingen prissetting av disse effektene.

**Tabell 6.** Nåverdi (i 2017) av petroleumsaktivitet i Barentshavet sørøst før og etter CO<sub>2</sub>-kostnader er inkludert. Milliarder kroner

	Høyt scenario	Lavt scenario
<b>Nåverdi før CO<sub>2</sub>-kostnader</b>	<b>52</b>	<b>0,1</b>
Kostnader ved CO <sub>2</sub> -utslipp i Norge	-11	-2,3
<b>Nåverdi inkl. CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge</b>	<b>41</b>	<b>-2,2</b>
Kostnader ved CO <sub>2</sub> -utslipp i utlandet	-20	-7
<b>Nåverdi inkl. CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge og utlandet</b>	<b>21</b>	<b>-9,2</b>

Beregningene fra Oljedirektoratet kombinert med kostnader ved CO<sub>2</sub>-utslipp tyder på at petroleumsaktivitet i Barentshavet sørøst vil ha begrenset eller negativ samfunnsøkonomisk verdi. I Lavt scenario er den samfunnsøkonomiske verdien negativ selv om man ser bort fra økte utslipp i utlandet og bare tar hensyn til en liten del av kostnadene ved CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge. I Høyt scenario er den samfunnsøkonomiske verdien positiv før man tar hensyn til andre eksterne kostnader enn CO<sub>2</sub>-utslipp. I begge tilfellene er anslagene beheftet med betydelig usikkerhet.

Med tanke på det «investeringsvennlige» petroleumsskatteregimet kan Lisensvedtaket medføre at selskapene finner det bedriftsøkonomisk lønnsomt å investere selv om den samfunnsøkonomiske verdien er negativ. I tillegg til at skatteregimet er mer investeringsvennlig enn skatteregimet for fastlandsøkonomien, kan man heller ikke forvente at selskapene tar hensyn til eksterne kostnader knyttet til aktiviteten sin. Kostnader ved egne CO<sub>2</sub>-utslipp vil trolig være internalisert, men ikke nødvendigvis kostnader ved CO<sub>2</sub>-utslipp i

utlandet. Det avhenger av hvordan det globale klimaregimet utvikler seg. Andre eksterne kostnader knyttet til utslipp, risiko for uhell og fiskeressurser er også så vidt vi kan forstå ufullstendig internalisert.

Etter vår mening er Konsekvensutredningen med underrapporter ikke et tilstrekkelig gjennomarbeidet grunnlag for å fatte Lisensvedtaket og for åpningen av 23. konsesjonsrunde.

Vi begrunner dette standpunktet i tre forhold:

- I. Det er mange, til dels alvorlige, feil og mangler i utredningen. Blant annet er det ikke foretatt en nåverdianalyse, kostnader ved CO<sub>2</sub> utslipp fra aktiviteten er ikke hensyntatt og sysselsettingseffekter er overdrevne. Alle feil og mangler vi har funnet trekker i retning av for høye gevinster eller for lave kostnader.
- II. Petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst innebærer en rekke ikke-verdsatte miljøvirkninger som private oljeselskaper ikke vil ta hensyn til i tilstrekkelig grad. Dette gjelder blant annet miljøeffekten av ukontrollerte utslipp, og klimaeffekten av at petroleumsforbruket globalt med stor sannsynlighet vil øke.
- III. Petroleums-skatteregimet er utformet slik at investeringer som ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomme likevel vil kunne bli gjennomført av private aktører. Videre favoriserer petroleums-skatteregimet investeringer på norsk sokkel til dels betydelig fremfor investeringer på fastlandet.

Dette innebærer at det etter vår mening bør gjennomføres en fullstendig nytte-kostnadsanalyse for å avdekke hvorvidt petroleumsvirksomheten kan forventes å være samfunnsøkonomisk lønnsom. En slik analyse bør blant annet inneholde en vurdering av fremtidige klimagasskostnader, olje- og gassprisrisiko, risiko for kostnadsoverskridelser, og en vurdering av sannsynligheter for Høyt og Lavt scenario mm. Videre bør nytte-kostnadsanalysen gi en mer fullstendig gjennomgang av andre effekter slik som kostnadene ved eventuelle uhell og endrede utslipp i andre land som følge av norsk petroleumsvirksomhet. Det bør også vurderes hvordan man kan forhindre at samfunnsøkonomisk ulønnsomme prosjektet realiseres i områder som åpnes for petroleumsaktivitet.

## Referanser

Direktoratet for økonomistyring (2014): Veileder i samfunnsøkonomiske analyser, Direktoratet for økonomistyring.

Erickson, P. og M. Lazarus (2014): Impact of the Keystone XL pipeline on global oil markets and greenhouse gas emissions, *Nature Climate Change* 4, 778-781.

Finansdepartementet (2013): Endringer i skatte-, avgifts- og tollavgivninga, Prop. 150 LS, Finansdepartementet.

Finansdepartementet (2014): Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv., Rundskriv R, Finansdepartementet.

Finansdepartementet (2016): Skatter, avgifter og toll 2016-17, Prop. 1 LS, Finansdepartementet.

Fæhn, T., C. Hagem, L. Lindholt, S. Mæland og K.E. Rosendahl (2017): Climate policies in a fossil fuel producing country. Demand versus supply side policies, *The Energy Journal* 38 (1), 77-102.

Fæhn, T., C. Hagem og K.E. Rosendahl (2013): *Norsk olje- og gassproduksjon. Effekter på globale CO<sub>2</sub>-utslipp og energisituasjonen i lavinntektsland*, Rapport 31/2013, Statistisk sentralbyrå.

IEA (2015): *World Energy Outlook 2015*, IEA/OECD.

IEA (2016): *World Energy Outlook 2016*, IEA/OECD.

IEA/IRENA (2017): *Perspective for the energy transition. Investment needs for a low-carbon energy system*, IEA/OECD and IRENA.

IPCC (2014): *Fifth Main Assessment Report*, Working Group 3, Technical Summary, IPCC.

Lindhjem H, K. Magnussen og S. Navrud (2014): Verdsetting av velferdstap ved oljeutslipp fra skip – fra storm til smulere farvann? *Samfunnsøkonomen* nr. 6/2014.

Lorentzen, S., P. Osmundsen og F.H. Sandberg (2017): Kostnadsutvikling på norsk sokkel, *Samfunnsøkonomen* 2/2017, 77-91.

Lund D. (2012), Er petroleumsvirksomheten subsidiert? *Samfunnsøkonomen* nr. 4/2012.

Mohn, K. (2017): LoVe hurts: Verdsetting av Lofoten/Vesterålen/Senja, kommer i *Samfunnsøkonomen* 3/2017.

NOU 1998:16: *Nytte-kostnadsanalyser — Veiledning i bruk av lønnsomhetsvurderinger i offentlig sektor*, Finansdepartementet.

NOU 2012:16: *Samfunnsøkonomiske analyser*, Finansdepartementet.

Oljedirektoratet (OD) (2012a): Scenarier for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst. Konsekvensutredning for Barentshavet sørøst, Oljedirektoratet.



Oljedirektoratet (OD) (2012b): Inntekter fra petroleumsvirksomhet på nasjonalt nivå. Kunnskapsinnhenting i det nordøstlige Norskehavet og Konsekvensutredning for Barentshavet sørøst og Jan Mayen, Oljedirektoratet.

Olje- og energidepartementet (OED) (2013): Åpningsprosess for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst Åpningsprosess for petroleumsvirksomhet, Olje- og energidepartementet.

Pöyry (2012): Ringvirkninger av petroleumsvirksomhet ved Barentshavet sørøst, Konsekvensutredning for Barentshavet sørøst, Pöyry.

Statens vegvesen (2014): Konsekvensanalyser, Håndbok V712, Statens vegvesen og Vegdirektoratet.

Statistisk sentralbyrå (SSB) (2012): Nasjonale sysselsettingsvirkninger av petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst, Statistisk sentralbyrå.

Statoil (2017): 2016 Årsrapport, Statoil.

U.S. Department of Interior (2016): OCS Oil and Natural Gas: Potential Lifecycle Greenhouse Gas Emissions and Social Cost of Carbon, November 2016, U.S. Department of Interior.