



KLAUS MOHN  
Professor, Handelshøgskolen ved Universitetet i Stavanger

# LoVe hurts: Verdsetting av Lofoten/Vesterålen/Senja

Med stort økonomisk verdipotensial og regionale ringverknadar i form av næringsutvikling og sysselsetting kan dei delte meiningane rundt olje- og gassverksemd i Lofoten, Vesterålen og Senja kanskje fortone seg som gåtefulle. Basert på diskonterte kontantstraumar av direkte inntekter og utgifter konkluderer denne analysen med at opning for olje- og gassverksemd i Lofoten, Vesterålen og Senja er potensielt viktig for olje- og gassnæringa, medan implikasjonane for statsfinansar og kapasitet til offentleg tenesteyting er moderate. Analysen tyder på at olje- og gassverksemd i det aktuelle området kan skape rom for årlege tilskot til velferdstenester og/eller skattelette på rundt 750 kroner per innbygger.

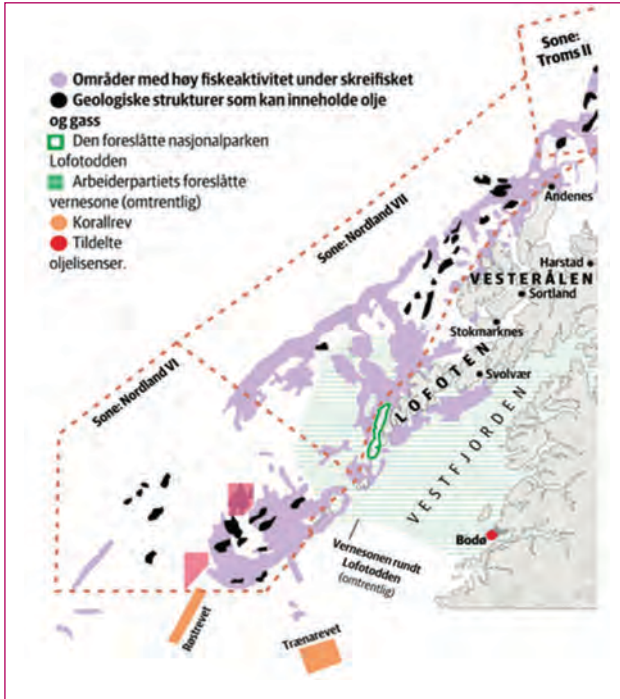
## INNLEIING<sup>1</sup>

Havområda utanfor Lofoten, Vesterålen og Senja (LoVeSe) er venta å kunne by på eit stort ressurspotensial for olje- og gassverksemd, og trass i stor uvisse rundt geologiske, teknologiske og økonomiske faktorar, så er dei økonomiske verdiane etter alt å døme store. Ikkje minst gjeld dette om ein legg oljenæringa si interesse for området til grunn. Konsekvensutgreiing og opning av dette området for olje- og gassverksemd kan legge grunnlag for næringsutvikling og sysselsetting, og i tillegg bremse nedbygginga av olje- og gassnæringa på nasjonalt nivå. For olje- og gassnæringa er

utbygging av infrastruktur i LoVeSe-området i tillegg viktig for å korte avstanden til havområda lenger nord, slik at kostnaden i neste omgang blir mindre for å bringe eventuell naturgass frå Barentshavet til marknaden i Europa.

Denne analysen gir ei vurdering av direkte økonomiske verdiar knytt til utvinning av olje og naturgass i LoVeSe-området. Oljedirektoratet (2010) sine ressursestimater for området blir kombinert med økonomisk teori og data frå andre kjelder for å kalibrere ein kontantstrømsmodell for olje- og gassutvinning i LoVeSe-området. Generiske modelar for leiteaktivitet, feltutbygging og produksjon blir brukt for å etablere eit referansescenario for produksjon, inntekter og utgifter. Sensitiviteter for ulike nøkkelvariablar blir deretter brukt for å kaste lys over uvisse i verddivurderinga,

<sup>1</sup> Takk til Kristoffer Wigestrands Eriksen, Gunnar Eskeland, Torfinn Harding, Finn Kinserdal, Gorm Kipperberg, Ola Kvaløy, Kjetil Lund, Bård Misund og Knut Einar Rosendahl for nyttige merknadar og innspel. Ingen av dei heftar for konklusjonar, feil eller manglar ved analysen.

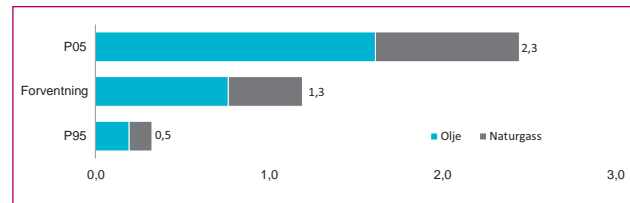


Figur 1. Lofoten-Vesterålen-Senja  
Kjelde: Dagens Næringsliv, Oljedirektoratet.

før resultatene blir kobla mot staten sine finansar for å undersøkje nærmare kva opning av LoVeSe kan få å seie for offentlege budsjett og for fleksibiliteten i finanspolitikken. Til slutt følgjer ei kort drøfting og oppsummering.

#### VERDSETTING AV RESSURSANE

For å kome nærmare dei økonomiske verdiane knytt til framtidig olje- og gassverksemd i havområda utanfor LoVeSe kan ein studere sannsynlege forløp for leiting, utbygging og produksjon basert på Oljedirektoratet sine estimat for olje- og gassressursar i området. Med tilleggsføresetnader for prisar og kostnader kan ein talfeste mulege utviklingsbanar for inntekter, utgifter og kontantstraumar gjennom ein 40-årsperiode frå 2021-2060, samt korleis økonomiske verdiane kan tenkast å bli fordelt mellom staten og oljeselskapa. Med passande diskonteringsrenter kan ein til slutt rekne ut kva dei framtidige kontantstraumane vil representere målt i dagens pengeverdi, og kva slike verdiane kan få av betydning for Statens Pensjonsfond Utland, for statsbudsjettet og for handlingsrommet for finanspolitikken. Det som følgjer er ein analyse langs slike banar, med utgangspunkt i forventningar til ressursar under havbotnen.

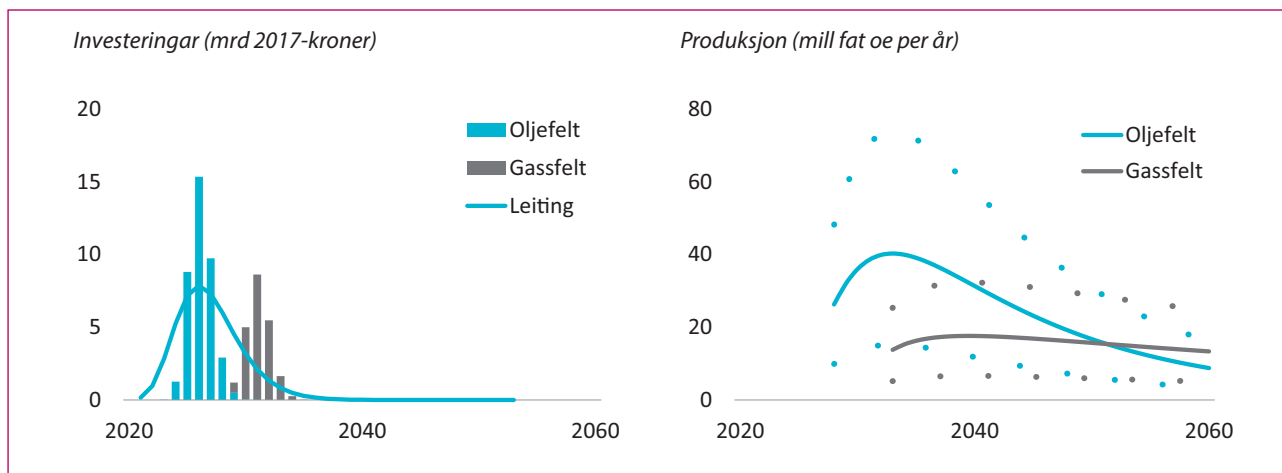


Figur 2. LoVeSe: Estimert for utvinnbare olje- og gassressursar  
Milliardar fat oljeekvivalentar  
Kjelde: Oljedirektoratet (2010).

Denne analysen er avgrensa til direkte inntekter og kostnader ved olje- og gassverksemd i LoVeSe-området. Det vil seie alle økonomiske variablar som normalt vil inngå i avgjerder blant oljeselskapa som legg planar og tek avgjerder for investeringar i området. Indirekte og eksterne kostnader og gevinstar er dermed ikkje ein del vurderinga. Ein fullstendig samfunnsøkonomisk analyse vil måtte legge til nettoverdiar knytt til ringverknadar på regionalt (Fjose m. fl., 2012) og nasjonalt nivå (Cappelen m. fl., 2012), verknadar av olje- og gassverksemd på andre næringer (til dømes fiskeri, havbruk og reiseliv), kostnader knytt til ulykkes- og skaderisiko for natur, økosystem og samfunnet for øvrig (td. Abrahamsen m. fl., 2010), samt eventuelle ulemper knytt til klimagassutslepp og global oppvarming (Fæhn m. fl., 2017). Ei fordjuping i indirekte eksterne kostnader og gevinstar fell utanfor ramma for denne analysen. For eit døme på ein meir fullstendig samfunnsøkonomisk analyse av olje- og gassverksemd i Barentshavet og Lofoten, sjå Ibenholt m. fl. (2010).<sup>2</sup>

Utgangspunktet for denne analysen er Oljedirektoratet (2010) si kartlegging av ressurspotensialet for olje og naturgass i LoVeSe-området. Hovudtala er illustrerte i Figur 2, med forventa ressursar, samt eit lågt og eit høgt estimat for å vise spennet av uvisse rundt dei estimerte ressursane. Oljedirektoratet si forventning er dermed at olje- og gassressursane i LoVeSe er i området 1,3 milliardar fat oljeekvivalenter, og at innslaget av olje er om lag dobbelt så stort som ressurspotensialet for naturgass. Figuren reflekterer elles ei vurdering av at det er 95 prosent sannsynleg at petroleumressursane i LoVeSe-området er høgare enn 480 millionar fat oljeekvivalentar, medan sannsynet for at ressursvolumet samla er større enn 2,3 milliardar fat oljeekvivalenter er avgrensa til 5 prosent.

<sup>2</sup> Sluttrapporten for Olje- og energidepartementet (2012) si «Kunnskapsinnhenting om virkningar av petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet» gir ei framstilling som handterer dei fleste av desse problemstillingane, og bringer i tillegg ei rik referanseliste til tidlegare analyser.



Figur 3. LoVeSe: Framskrivning av investeringar og produksjon Referanse-scenariot

Neste skritt er å utvikle eit referansescenario for leiting, utbygging og produksjon. Med gradvise skritt mot konsekvensutgreiing og lisenstildeling i perioden 2018-2020, er det rimeleg å sjå for seg at leiteaktiviteten kan kome i gang for fullt frå 2021. Ledig kapasitet i leverandørmarknaden kan gi høgare tempo mot utbygging, og difor legg ein her til grunn at oljefunn kan bli sett i produksjon allereie frå 2028, som er litt raskare enn det historiske mønsteret for olje- og gassverksemda på norsk sokkel. Med større behov for planlegging, investeringar og utvikling av verdikjeder er tida frå funn til feltutbygging normalt lenger for gassfunn. Basert på historiske erfaring er det her føreset at eventuelle gassfunn ikkje kan kome i produksjon før i 2032.

Detaljerte utbyggingsløysingar basert på ulike scenario for funnresultat og samansetting av ressursar er studert av Oljedirektoratet (2012a). Med dette som grunnlag er målet for denne framstillinga å skissere eit generisk scenario for utbygging og produksjon av olje og naturgass basert på bestemte føresetnadar for ressurspotensial og økonomiske variablar. Modelleringa av to aggregerte typefelt for olje og naturgass siktar mot eit referansescenario i tråd med forventna olje- og gassressursar i området, som i tillegg tålar samanlikning med dei meir finkorna analysane frå Oljedirektoratet (2012a).

Samla utgifter til leiteverksemda er drivne av ein føresetnad for funnkostnaden. For referansescenariot er denne satt til 5 dollar (40 kroner) per fat oljeekvivalent. Dette er i tråd med historiske utviklingstrekk for næringa, og føyer seg rimelig godt til oppgitte selskapsdata frå dei seinaste åra (td UBS Warburg, 2013). For eit ressursanslag i referanse-scenariot på 1,3 mrd fat oe gir dette eit samla behov

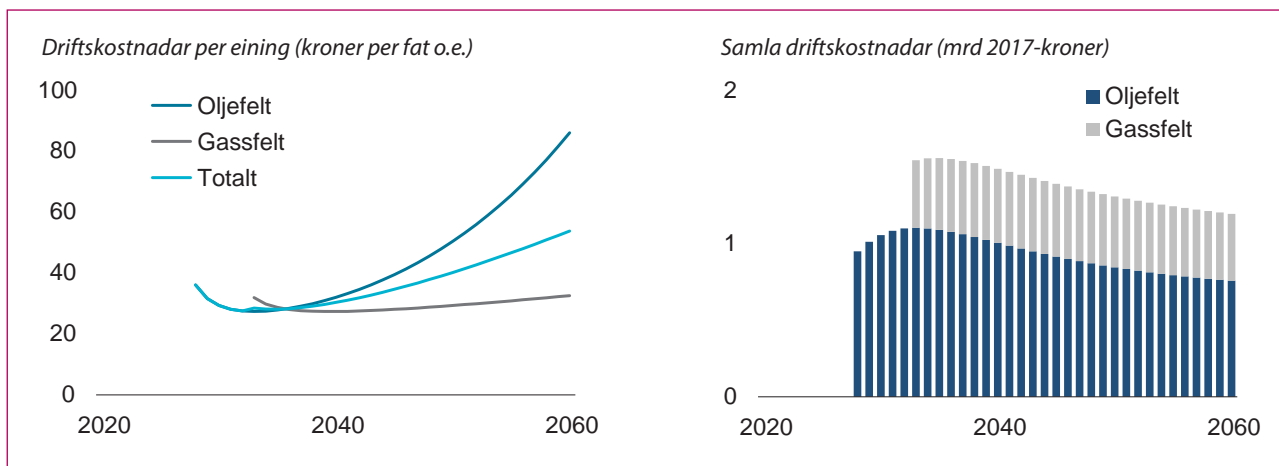
for leiteutgifter på 52 milliardar kroner. Om kostnaden per leitebrønn er 500 millionar kroner, vil referanse-scenariot innebære eit samla omfang for leiteaktiviteten som tilsvarer i overkant av 100 leitebrønner over perioden. I praksis vil leiteaktivitet og funnresultat avhenge av kunnskapen om det aktuelle området, tilgjengelege leiteprospekt, tilgang på kontantar (mao oljepris), samt risikoviljen i oljeselskapa.<sup>3</sup>

Lognormal-fordelingar er brukt for modellere innfasinga av kostnadar til leiting, feltutbygging og produksjon over tid, med trunkering ved utgangen av framskrivingsperioden i 2060. Forløpet for utgifter og produksjon er vidare tilpassa slik at overordna utviklingstrekk er i tråd med mønsteret frå Oljedirektoratet (2012a).<sup>4</sup> Kostnadar til feltutbygging er elles kopla til produksjonskapasitet, med høgare kostnadar ved gassfelt enn for oljefelt, som følgje av større investeringsbehov knytt til infrastruktur for prosessering og transport.<sup>5</sup> Med dette settet av føresetnadar kan Oljedirektoratet sitt estimat for olje- og gassressursar i LoVeSe-området omsettast til eit referanse-scenario for investeringar og produksjon som i Figur 3.

<sup>3</sup> I tillegg til sjølve leiteaktiviteten vil tilveksten av påviste ressursar bli påverka av sannsynet for funn (funnrate), samt av storleiken på funna. Alle desse komponentane vil igjen ha samband med ulike variablar knytt til geologi, teknologi, økonomi og politikk. Sjå Mohn (2008) for ein dynamisk tidsserieanalyse av leiteverksemda på norsk kontinentalsokkel.

<sup>4</sup> Sjå Mauritzen (2017) for ein økonomisk analyse av feltspesifikke forløp for oljeproduksjon på norsk sokkel.

<sup>5</sup> For det typiske oljefeltet i referansescenariot er føresetnaden eit investeringsbehov på 350 000 kroner per 'fag/dag' produksjonskapasitet. Dette er på nivå med representative utbyggingsprosjekt for oljefelt gjennom dei siste åra (td Skarv, Edvard Grieg og Valhall). Tilsvarande føresetnad for gassfelt er på 450 000 kroner per 'fat/dag' produksjonskapasitet.



Figur 4. LoVeSe: Driftskostnader ved olje- og gassproduksjon Referanse-scenariot

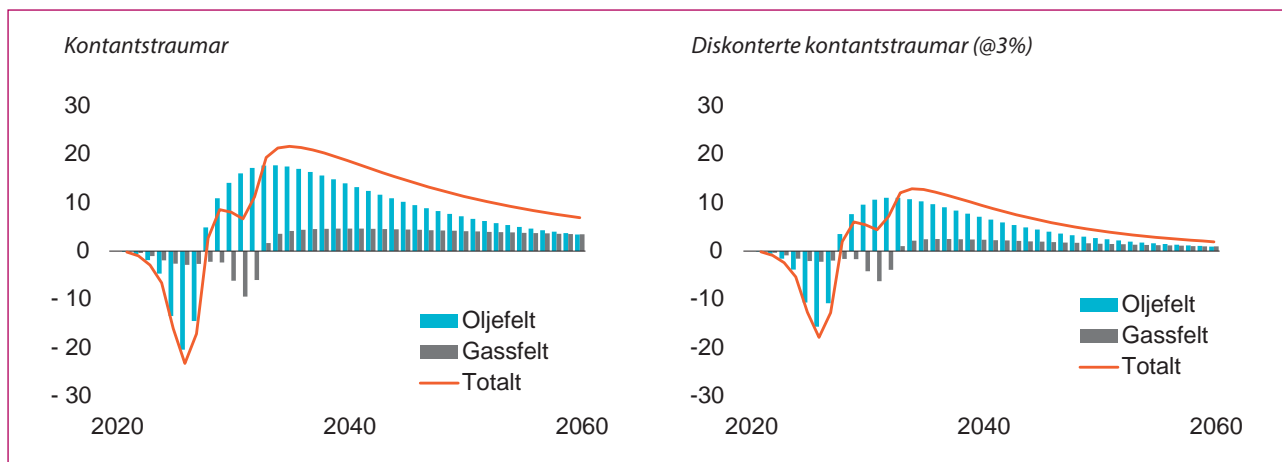
Som ein ser av det venstre panelet i Figur 3, så vil leiteinvesteringane kome i forkant av investeringar til feltutbygging, og vil i tillegg strekke seg lenger utover i tid. Oljefunn tidleg på 2020-talet er føresettt å utløyse investeringsstart for feltutbygging i 2024, med produksjonsstart i 2028. Merk at både leiteaktivitet og investeringsbehov til feltutbygging vil bli større om ressursvoluma skulle bli større enn i referansescenariot. For olje- og gassproduksjonen er dette illustrert i det høgre panelet i Figur 3, der dei heiltrukne linjene for olje- og gassproduksjon er supplert med stipla kurver som illustrerer implikasjonane for produksjonsutviklinga av Oljedirektoratet sine vurderingar av uvisse rundt det totale ressursvolumet (jfr Figur 2). Den modellmessige tilnærminga vil dermed innebere ei skalering av både investeringar og produksjon i tråd med nivå og samansetting for det totale volumet av olje- og gassressursar.

Merk elles at oljeproduksjonen i Referansescenariot er karakterisert ved ei rask oppbygging mot platåproduksjon, som blir halden ved lagt i om lag fem år, før produksjonen av olje går inn ei fase med årleg nedgang på om lag seks prosent fram til slutten av framskrivingsperioden. Dette mønsteret har stød i historiske data og tidlegare analysar både på norske (Höök og Aleklett, 2008; Mauritzen, 2017) og internasjonale data (IEA, 2013). Med gass tek det meste lengre tid, og referansescenariot legg difor til grunn at investeringane startar 10 år etter at leiteaktiviteten kjem i gong, med produksjonsstart frå 2033. Merk at gassen har eit anna forløp enn oljeproduksjonen, etter som produksjonskapasiteten normalt er viktigare enn reservoartrykket som avgrensande faktor for gassproduksjonen. Langvarige flate produksjonsprofilar er difor det vanlege for naturgass.

For referansescenariot er oljeprisen satt til 60 USD/fat, i tråd med framtidskontraktar i dagens marknad. Med utgangspunkt i framtidskontraktar for gassmarknaden er gassprisen på tilsvarende vis satt til to kroner per standard kubikkmeter i referansescenariot. For referansescenariot gir dette brutto salsverdiar på 390 milliardar kroner for olja og 130 milliardar kroner for gassen. Desse tala er på nivå med tilsvarende informasjon frå Oljedirektoratet og næringa sine organisasjonar, og tyder dermed på at den enkle framskrivingsmodellen bak denne analysen så langt er rimeleg godt kalibrert. Samstundes gir brutto salsverdi eit lite dekkande bilete for verdiskapinga frå området. For dette formålet må ein trekke inn kostnadane ved verksemda.

Eit typisk mønster for kostnader ved olje- og gassutvinning er at produksjonskostnaden per eining fell i tråd med den første oppbygginga av produksjonen, held seg stabil så lenge platåproduksjonen blir halde ved lag, for deretter å bli pressa opp etter som produksjonen går tilbake og felta modnast (jfr. Figur 4). Som følgje av større variasjon i produksjonen over tid for oljefelt enn for gassfelt, så vil kostnaden per eining og variere meir over levetida for oljefelt enn for gassfelt. Kostnader ved produksjonen er difor tilpassa med eit fast element knytt til installert produksjonskapasitet og eit variabelt element knytt til faktisk produksjon.

Basert på framskrivingar av inntekter og utgifter kan ein no studere framtidige kontantstraumar frå olje- og gassverksemd i LoVeSe-området under føresetnadane som definerer referansescenariot. Kontantstraumar før og etter diskontering er illustrerte i Figur 5. Her er produksjonsprofilane



Figur 5. Kontantstraumar frå olje- og gassverksemd i LoVeSe-området Referanse-scenariot (milliardar 2017-kroner)

for olje og naturgass multiplisert med respektive prisføresetnader (480 kroner per fat og 2 kroner per standardkubikkmeter), før ein har trukket frå utlegg til leiting, utbygging og drift. For seinare å kunne fordele kontantstraumar og nåverdiar på olje og naturgass er leiteutgifter allokert til olje og naturgass i tråd i tråd med samansettinga av Oljedirektoratet sitt estimat for samla ressursar (dvs 64 og 36 prosent i referansescenariot).

Negative kontantstraumar tidleg i perioden skyldast store utlegg til leiting og feltutbygging, men totalsummen vender opp i positivt terreng så snart oljeproduksjonen kjem i gong frå 2028. Deretter legg utbygginga av gassressursane ein forbigående dempar på kontantstraumen fram til 2032, før aukande produksjon og bortfall av utbyggingskostnader gjer at kontantstraumen skyt i være utover 2030-talet. Med gradvis fall i oljeproduksjonen går deretter kontantstraumen inn i ein varig nedgangsfase mot slutten av framskrivingsperioden.

Før diskontering er summen av kontantstraumar i referansescenariot om lag 370 milliardar kroner, med 290 knytt til olje og 80 knytt til naturgass. Dette er til saman 150 milliardar kroner lågare enn bruttoinntektene frå salet, og indikerer dermed at samla kostnader vil utgjere om lag 30 prosent av brutto salsinntekt. Dette samsvarer godt med illustrasjonane frå Oljedirektoratet (2012).

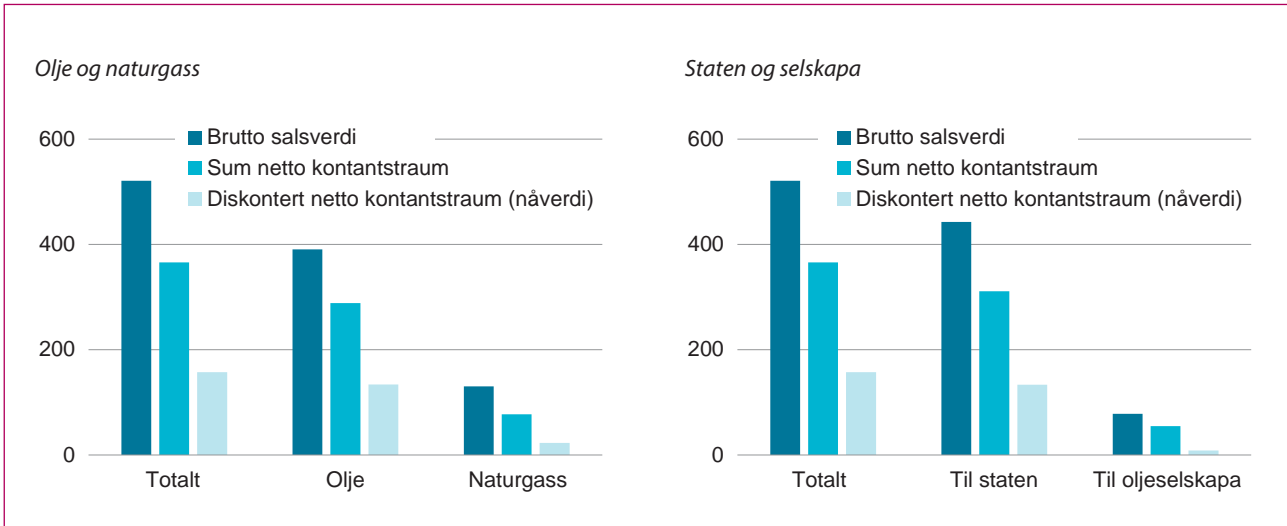
Figur 6 viser vegen frå brutto salsverdi til netto nåverdi frå kontantstraumanalysen av referansescenariot. Med prisutsikter i dagens marknad ender samla brutto salsverdi opp på 520 milliardar kroner, med 75 prosent av inntektene frå olja og 25 prosent frå naturgass. Kostnader tek bort

om lag 150 milliardar kroner og gir ein sum av nettokontantstraumar på 370 milliardar kroner. Med 85 prosent 'government take' tek staten 310 milliardar, medan tilsvarende sum blir 55 milliardar til oljeselskapa.<sup>6</sup> Diskontering med tre prosent realrente gir ein nåverdi for staten på 133 milliardar kroner. For oljeselskapa er kontantstraumar frå olje diskontert med 7 prosent realrente, medan kontantstraumar frå naturgass er diskontert med 5 prosent realrente.<sup>7</sup> For kontantstraumen til oljeselskapa gir dette ein netto nåverdi på 8,7 milliardar kroner, der det aller meste (86 prosent) kjem frå oljeproduksjonen.

I tråd med standardføresetnader for statlege investeringsåtfærd blir det her lagt til grunn at staten er risikonøytral. Så lenge den statistiske fordelinga rundt nåverdien er symmetrisk, skal åtfærden i så fall være upåverka av utfallsrommet. Dette utelukker ikkje at uvisse rundt nåverdiar likevel kan ha interesse. For å undersøke sensitiviteten i verdivurderinga overfor sentrale verdidrivarar, presenterer Figur 7

<sup>6</sup> Føresetnaden på dette punktet er i tråd med Oljedirektoratet (2012b) sine analyser. 'Government take' representerer staten sin del av den totale kontantstraumen frå olje- og gassverksemda, med skatteinntekter frå oljeselskapa, inntekter frå SDØE-engasjement og utbytte frå Statoil som dei viktigaste komponentane.

<sup>7</sup> Gassfelt er karakterisert ved lengre levetider og mindre svingningar i innteninga enn oljefelt, og difor er diskonteringsrenta satt to prosentpoeng lågare for gassprosjekt. Med 64 prosent olje, 36 prosent naturgass og 2 prosent inflasjon gir dette eit vektta gjennomsnitt for nominell kapitalkostnad på 8,3 prosent for oljeselskapa i denne analysen. Til samanlikning er kapitalkostnaden for amerikanske oljeselskap som er orienterte mot leiting og utvinning estimert til 8 prosent, medan tilsvarende estimat for europeiske oljeselskap for tida er på 8,6 prosent. Aswath Damodaran ved Stern School of Business (New York University) samlar og oppdaterer denne type data på nettstaden <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>.

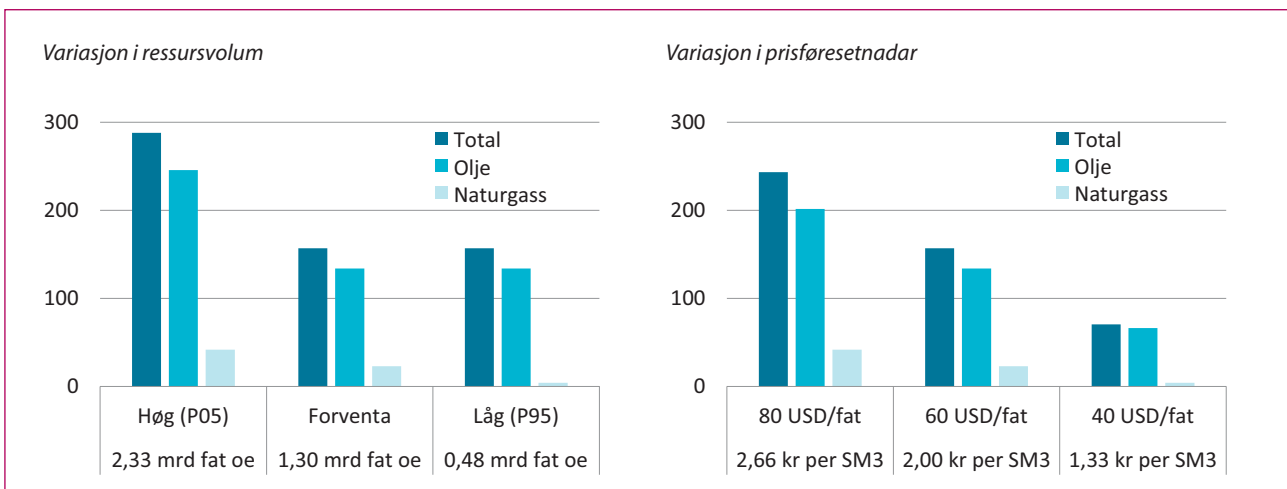


Figur 6. Frå brutto salsverdi til netto nåverdi  
Referanse-scenariot

resultata ved isolert og uavhengig variasjon i ressursvolum og olje- og gassprisar.<sup>8</sup> Det venstre panelet illustrerer netto nåverdi for Oljedirektoratet sine tre scenario for samla

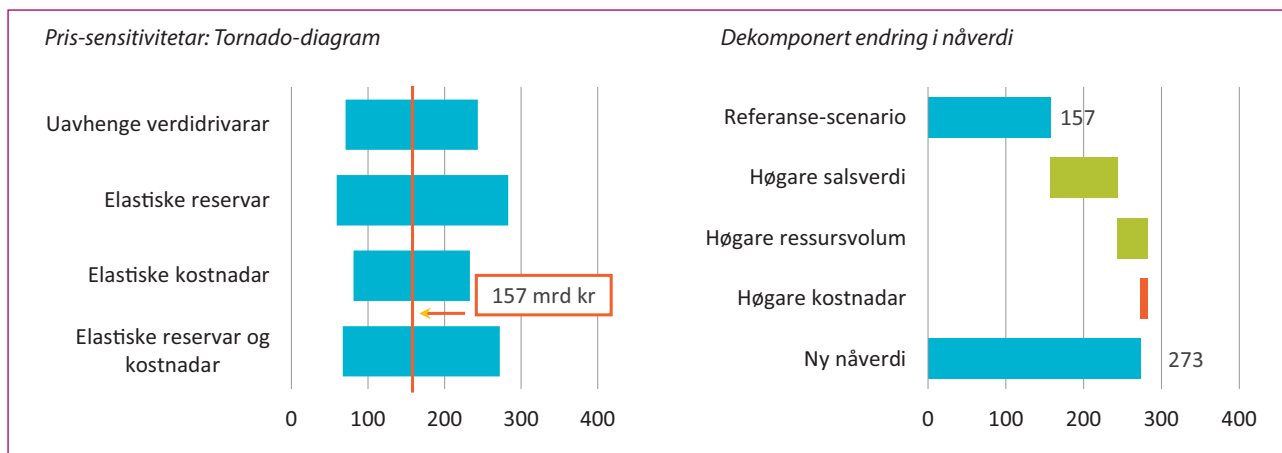
<sup>8</sup> I praksis vil voluma av utvinnbare ressursar neppe være uavhengige av olje- og gassprisane. Høge prisar vil gi meir leiteverksemd, fleire og større funn (Mohn, 2008), betre lønsemd i utbyggingsprosjekta og meir aktivitet for å heve produksjonspotensialet (Watkins, 2002; Mohn, 2009). I korte trekk betyr dette at ressurspotensialet vil være knytt til marknadsmessige rammevilkår, slik at ressursane vil bli større ved høge prisar enn ved låge prisar. Oljedirektoratet sitt nedside-scenariot (P95) vil dermed være meir sannsynleg om olje- og gassprisane blir låge enn om dei blir høge. Og motsatt vil Oljedirektoratet sitt oppside-scenariot (P95) truleg bli krevjande å realisere om olje- og gassprisane skulle bli låge.

volum av olje- og gassressursar (jfr Figur 2). Her inneber resultata at ei dobling (halvering) av ressursvolumet i grove trekk vil gi ei dobling (halvering) av netto nåverdi. Med andre ord er elastisiteten i nåverdien med omsyn til ressursvolum nær 1. Til høgre i Figur 7 er olje- og gassprisane variert med +/- 33 prosent målt mot referansescenariot. Her er det grunn til å merke seg at prosentvise endringa i nettonåverdi mellom dei tre alternativa er større enn dei prosentvise variasjonane i olje- og gassprisane, noko som tyder på at elastisiteten i nåverdien med omsyn til eit parallellt skift i olje- og gassprisane er større enn ein. Ei forklaring på denne forskjellen mellom dei to sensitivitetane er at ei auke i ressursvoluma vil gi høgare aktivitet og kostnader,



Figur 7. Sensitivitetar for ressursvolum, olje- og gassprisar  
Samla netto nåverdi, milliardar kroner





Figur 8. Sensitivitetar for nåverdi ved endogene ressursvolum og kostnader  
Endring i samla netto nåverdi ved eit skift i produktprisane

Note: Utgangspunktet for tabellen er eit parallelt (og permanent) skift i olje- og gassprisane på +/- 33 prosent. Det venstre panelet illustrerer sensitiviteten i samla nåverdi for eit slikt skift i produktprisane ved ulike føresetnader for korrelasjon mellom verdidrivavar. Panelet til høgre illustrerer korleis verknaden på samla nåverdien av ei auke i produktprisen på 33 prosent kan dekomponerast i ein rein verdieffekt ('Høgare salsverdi'), ein volum-effekt ('Høgare ressursvolum') og ein kompenserande kostnadseffekt ('Høgare kostnader').

medan olje- og gassprisane så langt er føresett å ikkje ha nokon verknad på kostnadsnivået. Tilfeldig observasjon og tidlegare forskning kan tyde på at dette ikkje alltid er tilfelle (Toews og Naumov, 2015), og i så fall kan prissensitivitetane i Figur 7 være overvurderte.<sup>9</sup>

I praksis kan ikkje uvissa isolerast til enkelt-variablar, og difor vil partielle sensitivitetar gi eit avgrensa og stilisert bilete av utfallsromet for nåverdien. Ei fullstendig kartlegging av uvissa i nettonåverdiar bør ideelt sett undersøkje eigenskapene for alle dei stokastiske variablane som inngår, og i tillegg ta høgd for samvariasjonen mellom ulike verdidrivavar. Med utgangspunkt i Figur 7 kan ein til dømes tenke seg at både leiteresultat og prisar ender i den høge enden av fordelinga, og i så fall er oppsida større enn illustrasjonane i denne framstillinga kan tyde på. Ei klarare avgrensing av uvissa finn me på nedsida, etter som utbygging av olje- eller gassfelt i LoVeSe-området neppe vil bli sett i verk med mindre forventna nåverdiar er positive. Dette avgrensar nedsida til summen av leiteutgiftene.

<sup>9</sup> Ein sensitivitet som ikkje er nemnt her er verknaden av framskynding og utsetting av feltutbyggingsaktivitet, som naturleg nok og har samheng med tidsverdien av pengar, eller diskonteringsrenta. Med utgangspunkt i referansescenariet og ei diskonteringsrente på tre prosent vil ei utsetting på fem år redusere nåverdien med 14 prosent – frå 133 milliardar kroner til 115 milliardar kroner. Til samanlikning vil reduksjonen av ei utsetting på fem år nærme seg 30 prosent av den opphavlege nåverdien ved ei diskonteringsrente på åtte prosent, som truleg ligg nærmare det som oljeselskapa opplever som kostnaden ved kapital.

Uvissa knytt til potensiell samvariasjon mellom verdidrivavar kan illustrerast ved å skissere scenario for nåverdien basert på kombinasjonar av føresetnader for olje- og gassprisar, ressursvolum og kostnadsnivå. Basert på resonnement og resultat frå Farzin (2001) og Mohn (2008, 2009) legg ein her til grunn at ei auke i produktprisane på eitt prosentpoeng vil auke volumet av utvinnbare olje- og gassressursar med 0,5 prosentpoeng. I tråd med Toews og Naumov (2015) ser ein vidare for seg at ein auke i produktprisane på eitt prosentpoeng vil auke kostnader per eining i leiting, utbygging og drift med 0,3 prosentpoeng.

Figur 8 illustrerer korleis slike mekanismar kan tenkast å påverke sensitiviteten i nåverdien for ei endring i olje- og gassprisane på +/- 33 prosent. Utan korrelasjon mellom verdidrivavarane vil ein slik prisauke løfte den samla nåverdien med 86 milliardar kroner. Priselastiske olje- og gassreservar vil gjere nåverdien meir sensitiv overfor endringar i olje- og gassprisane, og dette er illustrert i søyle 2 ('Elastiske reservar') i det venstre panelet av Figur 8. Deretter følgjer verknaden på nåverdien av at det berre er kostnadsnivået som blir påverka av høgare/lågare produktprisar ('Elastiske kostnader'). Merk at ei auke i olje- og gassprisane vil gi høgare kostnader og lågare nåverdi, medan verknaden på kostnadsnivået av lågare produsentprisar i sin tur vil løfte nåverdien. Til slutt i figuren har ei illustrert sensitiviteten i nåverdien når både reservar og kostnader responderer på endringar i olje- og gassprisane. Her ser ein at sensitiviteten i nåverdien overfor høgare/lågare olje- og gassprisar

Tabell 1. Implikasjonar for finanspolitisk handlingsrom

Tilskot frå LoVeSe til SPU ved ulike føresetnadar (sensitivitetsanalyse)

	Totalverdiar			Per innbyggjar	
	Tilskot til SPU (mrd kroner)	Tilskot til SPU (i prosent)	Auke i fin. pol. handlingsrom (mrd kroner)	Tilskot til SPU (kroner)	Auke i fin. pol. handlingsrom (kroner)
<b>Referanse</b>	<b>133</b>	<b>1,7</b>	<b>4,0</b>	<b>25 388</b>	<b>762</b>
<i>Ressursvolum</i>					
<b>Høgt (P05)</b>	<b>245</b>	<b>3,2</b>	<b>7,3</b>	<b>46 542</b>	<b>1 396</b>
<b>Lågt (P95)</b>	<b>50</b>	<b>0,7</b>	<b>1,5</b>	<b>9 588</b>	<b>288</b>
<i>Olje- og gassprisar</i>					
<b>80 USD/fat</b>	<b>207</b>	<b>2,7</b>	<b>6,2</b>	<b>39 333</b>	<b>1 180</b>
<b>40 USD/fat</b>	<b>60</b>	<b>0,8</b>	<b>1,8</b>	<b>11 398</b>	<b>342</b>
<i>Kostnadar</i>					
<b>+ 33 prosent</b>	<b>105</b>	<b>1,3</b>	<b>3,1</b>	<b>19 881</b>	<b>596</b>
<b>- 33 prosent</b>	<b>162</b>	<b>2,1</b>	<b>4,9</b>	<b>30 889</b>	<b>927</b>
<i>Diskontering</i>					
<b>0 prosent</b>	<b>311</b>	<b>4,0</b>	<b>9,3</b>	<b>59 096</b>	<b>1 773</b>
<b>5 prosent</b>	<b>76</b>	<b>1,0</b>	<b>2,3</b>	<b>14 354</b>	<b>436</b>
<b>7 prosent</b>	<b>43</b>	<b>0,6</b>	<b>1,3</b>	<b>8 211</b>	<b>246</b>

Note: Tabellen gir ei oppsummering av finanspolitiske nøkkeltal for referansescenariot (første linje). Første kolonna legg fram nettonåverdi for statens kontantstraum frå olje- og gassverksemd i LoVeSe-regionen målt i milliardar 2017-kroner. I kolonne finn me den same nettonåverdien, men no målt i prosent av totalverdien av SPU i dag. I kolonne tre er tilskotet til SPU omsatt til potensial for årleg utgiftsauke under føresetnad om at bruken av oljepengar er avgrensa til tre prosent av verdiane i SPU. I linjene nedanfor følgjer berekningar av sensitivitet ved partielle skift i ulike sett av føresetnadar (ressursvolum, olje- og gassprisar, kostnadar og diskonteringsrenter). Skiftanalysen av kostnadar omfattar alle utgifter til leiting, utbygging og drift, som er auka (redusert) med 33 prosent før diskontering.

blir forsterka når ressursvoluma er påverka av produktprisane, medan priselastiske kostnadar legg ein dempar på verknaden av endringar i olje- og gassprisane. Det høgre panelet i Figur 8 illustrerer ei dekomponering av verdi-verknaden ved ei parallell auke i olje- og gassprisane (på 33 prosent) på dei tre omtalte verdidrivarene.

Resultata så langt illustrerer at avstanden er stor frå brutto salsverdi til netto nåverdi. Vidare etterlet analysen eit inntrykk av at oljeressursane har høgare verdi enn naturgass, fordi dei blir prisa høgare, fordi kostnadane ved utbygging er mindre og fordi inntektene frå olje har ein mindre langsiktig profil, og difor er mindre utsatt for verdireduksjon som følgje av diskontering. Før diskontering visar resultata så langt at kontantstraumane til staten av olje- og gassverksemd i LoVeSe-området er over 5 gonger høgare enn til oljeselskapa, medan nåverdien til staten er heile 8 gonger høgare enn til oljeselskapa, som følgje av tre prosentpoeng høgare reell diskonteringsrente for oljeselskapa. Neste skritt er å sette desse verdiane inn i ein statsfinansiell kontekst, og undersøkje kva implikasjonar dei kan ha for

Statens Pensjonsfond Utland (SPU), for statsbudsjettet og for det finanspolitiske handlingsrommet.

#### IMPLIKASJONAR FOR STATEN SINE FINANSAR

Brutto salsverdi for olje og naturgass er ein upresis og ufullstendig indikator på det økonomiske potensialet ved olje- og gassverksemd i LoVeSe-området. For å undersøkje implikasjonane for statsfinansar og finanspolitikk gir diskonterte kontantstraumar eit vesentleg betre utgangspunkt. Tabell 1 viser korleis tilskotet til Statens Pensjonsfond Utland (SPU) frå olje- og gassverksemd i LoVeSe-området er påverka av ulike føresetnadar for ressursvolum og prisføresetnadar for olje og naturgass.

Verdivurderinga som følgjer av referansescenariot gir ein netto nåverdi for staten på 133 mrd kroner, og vil dermed reflektere verdien som står att for innskot i SPU. Per dags dato representerer dette om lag 1,7 prosent av fondsverdien. For referansescenariot inneber dette at tilskotet til SPU frå olje- og gassverksemd i LoVeSe-området ikkje



utgjør meir enn normale verdisvingningar i fondet frå veke til veke. Målt per innbyggjar vil referansescenariot inne- bære at kvar og ein av oss får ei auke i formuen me har plassert i SPU på 25 000 kroner, som i så fall vil represen- tere ei auke på 1,7 prosent på toppen av dei 1,5 millionar kronene kvar og ein av oss har på fondet per i dag.

Om Oljedirektoratet sitt (P05) scenario for store ressurs- volum skulle slå til, så aukar innskotet til SPU til 245 milliardar kroner (3,2 prosent av fondsverdien), medan nedsidescenariot på ressursida (P95) vil redusere belø- pet til 50 milliardar kroner (0,6 prosent av SPU). Tabell 1 visar tilsvarande utfallsrom ved +/- 33 prosent i olje- og gassprisane, kostnadsnivået, samt sensitivitetar for ulike diskonteringsrenter.

Sjølv om olje- og gassverksemd i LoVeSe-området potensielt kan gi eit tilskot til SPU på 133 milliardar kroner, så innebærer handlingsregelen for finanspolitikken at berre tre prosent av dette innskotet kan brukast over statsbud- sjettet. Som illustrert i Tabell 1 vil dette medføre at det finanspolitiske handlingsrommet kan aukast med fire milli- ardar kroner per år. For Statsbudsjettet 2017 tilsvarar dette 0,3 prosent av dei samla utgiftene, som dermed kunne gitt ein budsjettmessig impuls til BNP Fastlands-Noreg på om lag 0,15 prosent. På sett og vis er dette tale om ein eingongseffekt, etter som det finanspolitiske tilleggspoten- siale i realiteten er teke ut så snart ein har auka utgiftene ein gong. Med andre ord vil tilskotet til det finanspolitiske handlingsrommet være uttømt så snart dei fire nye milli- arane eventuelt er fasa inn over statsbudsjettet.

Om Oljedirektoratet sitt oppsidescenario (P05) for olje- og gassressursar blir lagt til grunn, så vil verknaden på handlingsrommet for finanspolitikken bli nær dobbelt så stor som i referansescenariot, medan Oljedirektoratet sitt mest forsiktige scenario på ressursida (P95) vil avgrense auka i det finanspolitiske handlingsrommet til om lag 1,5 milliardar kroner (eller 0,1 prosent av utgiftene på Statsbudsjettet 2017), gitt at alle andre verdidrivavar utvi- klar seg i tråd med referansescenariot.

Til slutt viser Tabell 1 kva auken i det finanspolitiske handlingsrommet medfører av ekstra budsjettkapasitet per innbyggjar når handlingsregelen avgrensar bruken av oljeinntekter til 3 prosent av fondsverdien. For referan- sescenariot ser ein dermed at utgiftene kan aukast med 762 kroner per innbyggjar, med oppsiger og nedsider knytt til høge og låge utfall for ressursvolum og olje- og gass- prisar. Ei parallell tolking er at regjeringa kunne senke

skattenivået tilsvarande 762 kroner per innbyggjar og halde velferdsnivået ved lag, om ein tillet olje- og gassverksemd i LoVeSe-området.

Å la være å utvikle LoVeSe-området for olje- og gassverk- semd kan dermed innebære at ein må gi avkall på vesent- lege økonomiske verdiar. Dette utelukkar likevel ikkje at negative indirekte og eksterne verknadar kan være omfatta av ein betalingsvilje som fortsatt forsvarer skepsis mot opning av området.

#### DIREKTE, INDIREKTE OG EKSTERNE VERKNADAR

Verdsettinga i denne analysen kastar lys over verdiar knytt til direkte økonomiske verknadar av olje- og gassverk- semd i det aktuelle området. I tillegg kjem nettoeffekten av potensielle indirekte verknadar, til dømes ringverknad- dar for næringsutvikling og sysselsetting i regionen og/eller fortrenging av tradisjonell næringsverksemd. Til slutt kjem nettogevinsten frå eksterne verknadar (til dømes miljø- og klimaeffektar) på regionalt, nasjonalt og globalt nivå. Det relevante målet på samfunnsøkonomisk verdi er gitt ved summen av alle desse verknadane.

Ein implikasjon av denne analysen er dermed at om sum- men av indirekte og eksterne verknadar er negativ og over- stig ein årleg kostnad per innbyggjar på 762 kroner, så bør ein vente med å opne LoVeSe-området for olje- og gass- verksemd. Om dette skulle være tilfelle, så vil det reflek- tere at eit tilskot til årlege velferdstenester og/eller skatte- letter til ein samla verdi av 762 kroner per innbyggjar ikkje kan vege opp for nettoeffekten på velferd av indirekte og eksterne kostnader ved tiltaket. Samstundes får ein under- streke at denne analysen ikkje gir svar på kva som er den faktiske betalingsviljen blant norske innbyggjarar for å la LoVeSe-området i fred for olje- og gassverksemd.

Regionale og nasjonale verknadar for næringsutvikling og sysselsetting kan i prinsipp og praksis ta form av både gevinstar og kostnader. Her kan ein sjå for seg at opning av LoVeSe-området for olje- og gassverksemd kan gi ein framvekst av leverandørverksemd som vil gi positive verk- nadar for sysselsetting, næringsutvikling og verdiskaping på regionalt nivå. Med det langsiktige tidsperspektivet som ligg til grunn for verksemda, kan ein likevel ikkje slutte at alternativet til petroleumsrelatert sysselsetting er arbeids- løyse, men sysselsetting i andre verksemdar og næringer. Utgangspunktet for samfunnsøkonomisk verdsetting å difor være nettoeffektar på sysselsettinga av olje- og gass- verksemd, der ein i tillegg tek høgd for verknadar på løn og

andre inntekter som følgje av justeringar i næringsstrukturen. På den negative sida kan ein tenke seg at olje- og gassverksemd medfører fortrenging og tap av aktivitet og inntekter både for fiskerinæringa og for turistverksemda i området. Den diskonterte nettoverdien av slike indirekte verknadar må deretter leggest til den tilsvarende verdien av direkte verknadar.

Den siste gruppa av verknadar omfattar eksterne gevinstar og ulemper, det vil seie verknadar som ingen av dei involverte aktørane tek omsyn til i avgjerder knytt til investering og forretningsutvikling. Slike verknadar vil i all hovudsak være negative og kan som oftast knyttast til implikasjonar av olje- og gassverksemd for natur, miljø og klima. Eit døme på potensielle ulemper av lokal karakter er risikoen for større og mindre utslepp av olje i havet, som igjen har konsekvensar for sjøfugl, fisk og naturkvalitet i området. I tillegg kjem eventuell fysisk fortrenging av fiskeriaktivitetar, samt generell reduksjon av kvaliteten på området som turistmål, til dømes som følgje av oljeinstallasjonar på horisonten, og industrirelatert aktivitet på land.

Estimering av eksterne verknadar er komplisert, etter som mange av godene som skal verdsettast manglar både marknad og datatilfang. Difor vil verdsetting av slike ikkje-økonomiske gode ofte bli underlagt spesialtilpassa metodar. Spørreundersøkingar blir mellom anna brukt for å avdekke betalingsviljen i hushald for ulike natur- og miljøgoder og -tenester. Til dømes finst det tidlegare analyser som gir kvantitative indikasjonar for betalingsviljen i norske hushald for å unngå oljeutslepp i LoVeSe-området. Lindhjem m. fl. (2014) estimerer til dømes velferdstap i form av redusert rekreasjonsverdi og andre ikkje-bruksverdier ved akutte oljeutslepp frå skip i norske farvatn, og finn at den årlege betalingsviljen for å unngå skade i Lofoten varierer frå 1300 til 2400 kroner per hushald, avhengig av skadepotensialet. I ein liknande studie av betalingsvilje for å sleppe unna akutte oljeutslepp i Vestfjorden konkluderer Frøystein og Egeland (2016) med at norske hushald i gjennomsnitt er villege til å ofre i 1300-1400 kroner i året for å unngå naturskader av denne typen.<sup>10</sup>

Ulemper knytt til risiko for natur og miljø kan i tillegg medføre betalingsvilje sjølv utanfor landegrensene. Spesielt gjeld dette om skadepotensialet er stort og om

<sup>10</sup> Med eit gjennomsnitt på 2,2 personar i kvart hushald vil estimata frå Lindhjem mfl (2014) tilsvare ein årleg betalingsvilje i området 600-1100 kroner per innbyggjar, medan Frøystein og Egeland (2016) sine resultat vil tilsvare ein årleg betalingsvilje på rundt 600 kroner per innbyggjar.

naturverdiane er allment aksepterte. Lofoten er ført opp på den tentative lista for FNs verdensarvkommissjon over område Norge kan kome til å nominere for verdsarvlista. I tillegg er LoVeSe-området eit velkjent mål for turistar både frå Europa og resten av verda. Denne posisjonen taler for at internasjonal betalingsvilje bør vurderast som ein del av slike analyser (jfr. Loureiro og Loomis, 2012).

Til slutt har utslepp av klimagassar ein kostnad for samfunnet som bør reflekterast i ei samla vurdering av samfunnsøkonomisk verdi. Olje- og gassverksemda er innafordet europeiske kvoteregimet, og er i tillegg omfatta av ei særnorsk CO<sub>2</sub>-avgift. For olje- og gassverksemda på norsk sokkel gir det norske avgiftssystemet ein samla kostnad ved CO<sub>2</sub>-utslepp på opp mot 500 kroner per tonn. Om kostnaden for samfunnet ved utslepp av klimagassar er høgare enn kostnaden for selskapa, så bør differansen reflekterast eksplisitt i analyser av samfunnsøkonomisk verdi og lønsemd. Spesielle omsyn til reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslepp innlands er ei potensiell kjelde til slike avvik. Det same gjeld om kvoteprisen i den europeiske kvotemarknaden er for låg til å sørge for ei omstilling i tråd med politiske ambisjonar for å bremse dei globale klimaendringane. Her kan det nevntast at Hagen m. fl. (NOU 2012:16) tek til orde for ein kostnad ved CO<sub>2</sub>-utslepp på 930 kroner per tonn i 2030, medan IEA og IRENA (2017) argumenterer for at ein kostnad ved CO<sub>2</sub>-utslepp på 190 USD (1520 kroner ved 8,00 NOK/USD) i 2050 er det som skal til for å innfri ambisjonane frå Paris-avtalen. Mykje tyder difor på at kostnaden for samfunnet ved CO<sub>2</sub>-utslepp frå olje- og gassverksemda er høgare enn den tilsvarende kostnaden for oljeselskapa, i alle fall om ein meiner alvor med ambisjonar og mål frå Paris-avtalen.

Perspektivet så langt er avgrensa til utslepp av klimagassar frå sjølve utvinninga av olje og naturgass. Men olje- og gassproduksjonen i Noreg medfører i tillegg utslepp ved forbruk, som i all hovudsak foregår utanlands.<sup>11</sup> Forskingsresultat frå dei seinare åra har satt fart på den faglege og politiske diskusjonen av klimapolitiske tiltak

<sup>11</sup> Med utsleppsintensitet i olje- og gassverksemda på gjennomsnittet for norsk sokkel i dag (dvs om lag 50 kg CO<sub>2</sub> per SM3 o.e.) vil referansescenarioet i denne analysen medføre samla CO<sub>2</sub>-utslepp på om lag 10 millionar tonn CO<sub>2</sub> frå sjølve utvinninga av olje og naturgass i LoVeSe-området. Med prising av CO<sub>2</sub>-utslepp i området 1000-1500 kroner per tonn (IEA og IRENA, 2017), vil differansen mot privatøkonomiske kostnadar ved utslepp frå norsk olje- og gassutvinning representere ein samfunnsøkonomisk kostnad på 5-10 milliardar kroner. I tillegg kjem eventuelle samfunnsøkonomiske kostnadar ved internasjonale CO<sub>2</sub>-utslepp i etterspurnad og forbruk, som potensielt kan være vesentleg høgare (jfr. Fæhn m. fl., 2017).

på tilbudssida av energimarknaden dei seinaste åra (sjå td Harstad, 2012; Lazarus mfl, 2015; Fæhn mfl, 2016; Lahn, 2017). Denne forskinga tyder på at optimal innretting av klimapolitikken ikkje bør utelukke tiltak retta mot investeringar og produksjon i olje- og gassverksemda. Spesielt gjeld dette om ein ikkje lykkast med ei effektiv internasjonal samordninga av klimapolitikken. Eit sentralt spørsmål i denne samanhengen er om ein reduksjon av norsk olje- og gassproduksjon i det heile tatt vil gi ein reduksjon i det globale forbruket av olje og naturgass. For ein analyse av utslépp ved oljeproduksjon argumenterer Fæhn m. fl. (2017) for at karbonlekkasjen ved tilbodssidetiltak i Noreg er avgrensa til om lag 2/3, og at kostnaden ved atterhald under rimelege føresetnadar kan konkurrere med ein del kostbare tiltak på etterspurnadssida.

## KONKLUSJON

Analysen har etablert eit rammeverk for vurdering av direkte økonomiske verdiar knytt til olje- og gassverksemd i LoVeSe-området, med utgangspunkt i Oljedirektoratet sine ressursestimat, dagsaktuelle prisføresetnadar og kalibrerte kostnader til leiting, feltutbygging og produksjon. Den kvantitative analysen er avgrensa til direkte økonomiske verknadar, og kan difor ikkje sjåast som ein fullstendig analyse av samfunnsøkonomisk lønsemd. Til dette ville ein trenge estimat for eksterne gevinstar og kostnader, med ein sum som potensielt kan være positiv eller negativ. Det same gjeld betalingsviljen for ikkje- økonomiske og fordelingsmessige verknadar. Med dette som avgrensing gir analysen likevel resultat og innsikt som det kan være verdt å reflektere over.

For ei olje- og gassnæring i beit for lønsame vekstspjonnar representerer LoVeSe-området fortsatt ei særst interessant opning for vekst og vidareutvikling, og kan i tillegg potensielt tene som ei strategisk bruhevd mot infrastrukturutvikling for Barentshavet. I tillegg handlar saka om olje- og gassnæringa sitt omdøme og om tillit og truverd til historia om at petroleumsverksemd kan gå hand i hand med fiskeri- og miljøinteressar. For olje- og gassinteressene er dette naturleg nok ein skanse det er viktig å forsvare, etter som eit tap av tilgang til LoVeSe-området potensielt kan legge band på handlingsrommet for næringa i åra som kjem.

Samanlikna med historisk verdiskaping og petroleumsinntektene som allereie er akkumulert på SPU, så er tilskottet til statsfinansane frå dei direkte økonomiske verknadane av eventuell olje- og gassaktivitet i LoVeSe-området

nokså moderat. Forventa volum av utvinnbare olje- og gassressursar utgjer knapt 1,5 prosent av dei samla olje- og gassressursane på norsk kontinentalsokkel, og rundt syv prosent av ressursane som fortsatt ikkje er oppdaga. Nåverdien av direkte økonomiske verknadar tilsvarar 1,7 prosent av fondsverdien i SPU under referansescenarioet. Under dagens praktisering av handlingsregelen medfører dette at det årlege forbruket av petroleumsinntekter over statsbudsjettet kan aukast med fire milliardar kroner, eller rundt 750 kroner per innbygger.

Vurderinga av samfunnsøkonomisk lønsemd er annleis. Her må avgjerder om politikk og investeringar baserast på nøkterne føresetnadar for direkte verknadar, i tillegg til netteffekten av indirekte og eksterne verknadar. Med potensielt press mot naturkvalitet, miljø og klima vil indirekte og eksterne verknadar av olje- og gassverksemd ofte representere kostnader for samfunnet. Verdien av slike ulemper må dermed vegast mot dei direkte økonomiske gevinstane. Om ein legg saman direkte, indirekte og eksterne kostnader per eining, er det lite som tyder på at LoVeSe-området er blant dei mest kostnadseffektive områda for olje- og gassutvinning på verdsbasis. Når utvinning likevel kan bli lønsamt frå eit samfunnsøkonomisk perspektiv, så skyldast det at olje- og gassprisane er forventa å halde seg høgare enn langsiktige marginalkostnader, samstundes indirekte kostnader er undervurderte, til dømes ved at klimakostnader er avgrensa til utslépp ved innanlands utvinning.

Ei forklaring på den observerte skepsisen mot opning av LoVeSe-området for olje- og gassverksemd kan dermed være at folk flest forstår at totalkostnaden ved å la være er til å leve med. Resultata frå denne analysen indikerer at om summen av indirekte og eksterne kostnader ved opning av LoVeSe-området overstig ein årleg kostnad på 762 kroner, så kan det være grunn til å tenke seg om før ein sett fart på prosessen rundt opning av området. Tidlegare studier tyder på at den årlege betalingsviljen for å unngå oljeutslépp aleine kan være høgare enn 762 kroner per i året. Med dette er kanskje dei delte meiniane rundt opning av LoVeSe-området eit grunn mindre gåtefulle.

## REFERANSAR

Abrahamsen, Erik B., Kristensen, Vidar, Wiencke, Herman Steen og Ingrid Årstad (2010). Verdien av samfunnmessige konsekvenser av akutt forurensing. Rapport ProActima/Petroleumstilsynet.  
Cappelen, Ådne, Eika, Torbjørn og Joachim Prestmo (2012). Nasjonale sysselsettingsvirkningar av petroleumsaktivitet i det nordøstlige

- Barentshavet. Notat utarbeidet for Olje- og energidepartementet. 17. september 2012.
- Egeland, Ingrid og Ingrid Nilsen Frøystein (2016). Willingness to pay for preventing an oil spill in Vestfjorden: The role of use versus non-use values. *Master's Thesis*. University of Stavanger Business School.
- Fjose, Sveinung, Grünfeld, Leo, Ovesen, Sissel, Iversen, Lisbeth og Christian Mellbye (2012). Lokale og regionale samfunns- og næringsmessige ringvirkninger av petroleumsvirksomhet i uåpnede deler av det nordøstlige Norskehavet. *Menon-rapport* 32/2012.
- Fæhn T., Hagem C., Lindholt L., Mæland, S. og K. E. Rosendahl K.E. (2016). Climate policies in a fossil fuel producing country: Demand versus supply side policies. *Energy Journal* 38 (1), 77-102.
- Farzin, Y. H. (2001). The impact of oil prices on additions to US proven reserves. *Resource and Energy Economics* 23, 271-291.
- Hagen, Kåre P. m fl. (2012). *Samfunnsøkonomiske analyser*. NOU 2012:16. Finansdepartementet.
- Harstad, B. (2012). Buy coal! A case for supply-side environmental policy. *Journal of Political Economy* 120 (1), 77-115.
- Höök, Mikael og Kjell Aleklett (2008). A decline rate study of Norwegian oil production. *Energy Policy* 36 (11), 4262-4271.
- IEA (2013). *World Energy Outlook*. International Energy Agency. Paris.
- IEA og IRENA (2017). *Perspectives for the Energy Transition: Investment needs for a low-carbon energy system*. Report. International Energy Agency and The International Renewable Energy Agency.
- Ibenholt, Karin, Lindhjem, Henrik, Skjelvik, John Magne, Rasmussen, Ingeborg, Vennemo, Haakon og Hanne Dybdahl (2010). Samfunnsøkonomisk analyse av eventuell utvidet petroleumsvirksomhet i Barentshavet-Lofoten. *Rapport 2010/20*. Vista Analyse AS.
- Lahn, Bård (2017). Redusert oljeutvinning som klimatilak: Faglige og politiske perspektiver. *Policy Note* 2017:01. CICERO Senter for klimaforskning.
- Lazarus, Michael, Erickson, Peter og Kevin Tempest (2015). Supply-side climate policy: The road less taken. *Working paper* 2015-13. Stockholm Environment Institute.
- Lindhjem, Henrik, Magnussen, Kristin og Ståle Navrud (2014). Verdsetting av velferdstap ved oljeutslipp frå skip – frå storm til smulere farvann. *Samfunnsøkonomen* 6/2014, 25-39.
- Loureiro, Maria L., og John B. Loomis (2012). International public preferences and provision of public goods: Assessment of passive use values in large oil spills. *Environmental and Resource Economics* 56, 521-534.
- Mauritzen, Johannes (2017). The effect of oil prices on field production: Evidence from the Norwegian Continental Shelf. *Oxford Bulletin of Economics and Statistics* 79 (1), 124-144.
- Miljøverndepartementet (2006). Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (forvaltningsplan). Stortingsmelding nr 8 (2005-2006).
- Mohn, K. (2008). Efforts and Efficiency in Oil Exploration: A Vector Error-Correction Approach. *The Energy Journal* 30 (4), 53-78.
- Mohn, K. (2009). Elastic Oil: A primer on the economics of exploration and production. I Bjørndal E. and Bjørndal, M. (red.) *Energy, Natural Resource and Environmental Economics*. London: Springer.
- Oljedirektoratet (2010). Petroleumsressurser i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja. Rapport.
- Oljedirektoratet (2012a). Aktivitetsbilder for petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet. Kunnskapsinnhenting for det nordøstlige Norskehavet. Rapport utarbeidet for Olje- og energidepartementet.
- Oljedirektoratet (2012b). Inntekter frå petroleumsvirksomhet på nasjonalt nivå. Kunnskapsinnhenting for det nordøstlige Norskehavet. Rapport utarbeidet for Olje- og energidepartementet.
- Olje- og energidepartementet (2012). Kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet. Rapport. 23. november 2012.
- Toews, Gerhard og Alexander Naumov (2015). The relationship between oil price and costs in the oil and gas industry. *The Energy Journal* 36 (S1), 237-254.
- Union Bank of Switzerland (2014). Global oil and gas analyser. Rapport. Global Resarch. Equities. 14. september 2014.
- Watkins, G. C. (2002). Characteristics of North Sea reserve appreciation. *The Quarterly Review of Economics and Finance* 42, 335-372.