

Rapport OG21

# Er tiden for de store teknologisprang over for norsk sokkel?

Menon-publikasjon 29/2014

Av: Sveinung Fjose, Ida Amble, Hans Henrik Ramm og Anne Christine Kroepelien



**MENON**  
Business Economics

## Innhold

<b>1.</b>	<b>Innledning og oppsummering</b> .....	<b>2</b>
1.1.	Oppbygging av rapporten .....	5
<b>2.</b>	<b>Oppdrag og metode</b> .....	<b>6</b>
2.1.	Dybdeintervjuer med 35 respondenter fra næringen .....	6
2.1.1.	Intervjuobjekter.....	7
2.2.	Dokumentstudier og offentlig tilgjengelige data .....	7
2.3.	Herfindahlindeks for måling av konkurranseintensitet .....	8
2.4.	Avgrensning av oppdraget .....	8
<b>3.</b>	<b>Beregning av gevinstpotensial ved økt teknologiimplementering og pilotering på norsk sokkel</b> .....	<b>9</b>
<b>4.</b>	<b>Forklarer strukturendring og nedgang i feltstørrelser reduksjon i innovasjon?</b> .....	<b>14</b>
4.1.	Mer moden sokkel og restrukturering av næringen .....	14
4.1.1.	Restrukturering i olje- og gassnæringen.....	15
4.1.2.	Differensiert skatte- og avgiftssystem kan gi økte insentiver til innovasjon på krevende felt .....	16
4.2.	Mer fokus på synergieffekter mellom felt kan øke innovasjonen .....	17
4.3.	Endret operatørbilde, med en stor og mange små svekker trolig innovasjonen .....	19
<b>5.</b>	<b>Har endring av risikofordeling og mer detaljspesifikasjon redusert innovasjon?</b> .....	<b>25</b>
5.1.	Endringer i kontraktsforhold og bruk av selskapsinterne standarder kan ha økt leverandørens kostnader og risiko og redusert deres innovasjonsevne.....	25
5.1.1.	Opptur og kostnadsvekst.....	26
5.1.2.	Bedriftsspesifikke og mer detaljerte standarder .....	27
5.1.3.	Eierskap til teknologi .....	28
5.2.	Risikoaversjon og detaljstyring hindrer innovasjon .....	28
<b>6.</b>	<b>Bidrar økt aktivitet på andre sokler til redusert innovasjon på norsk sokkel?</b> .....	<b>33</b>
6.1.	Økt aktivitetsnivå på andre sokler svekker ikke nødvendigvis norsk innovasjon .....	33
<b>7.</b>	<b>Økt offentlig innsats innen teknologiimplementering og pilotering kan trolig øke omfanget av innovasjon</b> .....	<b>35</b>
7.1.	Den offentlige andelen av FOU-bidrag har falt de siste årene til tross for økt fellesgodeproblematikk .	35
7.2.	Dårlig tilgang til fullskala testing og pilotering på norsk sokkel svekker innovasjonen. ....	36
<b>8.</b>	<b>Anbefaling om fremtidige studier</b> .....	<b>40</b>
	<b>Vedlegg 1: Intervjuobjekter</b> .....	<b>41</b>
	<b>Vedlegg 2: Intervjuguide</b> .....	<b>42</b>
	<b>Vedlegg 3: Oppdragsbeskrivelse</b> .....	<b>44</b>

# 1. Innledning og oppsummering

Er tiden for de store teknologisprang over for norsk sokkel? Hva er i tilfelle de viktigste forklaringene bak dette? Og hva vil i så fall konsekvensene være? Hvordan kan vi som samfunn bøte på denne situasjonen?

Dette er de sentrale spørsmålene som stilles i denne rapporten, som er utarbeidet på oppdrag av OG21. Spørsmålene er viktige. Innovasjon har i alle år drevet frem utvikling og verdiskaping på norsk sokkel. Dette har gjort oss i stand til å lete, bygge ut og drive sikrere og mer effektivt, under mer krevende forhold og på større havdyp. Vi har kartlagt enorme ressurser, utnyttet en stor del av disse og oppnådd en av verdens høyeste utvinningsgrader med et verdensledende nivå for sikkerhet og miljø. Dette har skjedd i nært samarbeid mellom oljeselskapene og den norske leverandørindustrien, som i dag utgjør en av verdens sterkeste teknologi- og kunnskapsklynger. Denne dekker alle slags disipliner, fra seismikk og reservoarforståelse, boring og brønn, ingeniørarbeider, fabrikasjon og prosjektledelse, til et stort utvalg av maritime tjenester, sikkerhets- og beredskapsteknologi, og mye mer.

Innovasjon er også den viktigste forklaringen bak den sterke internasjonaliseringen vi har hatt i offshore leverandørindustri. Det siste tiåret har utenlandsomsetning i offshore leverandørindustri økt fra om lag 40 til i overkant av 170 milliarder kroner, og næringen har nå blitt Fastlands-Norges desidert største eksportnæring.

Samtidig har store deler av norsk sokkel begynt å bli moden, og kostnadsøkning medfører et sterkt press for å ta i bruk allerede eksisterende teknologi snarere enn å finne ny og fordyrende. Mens oljeprisen var høy, var det en stadig søken etter teknologi for økt utvinning. Nå er fokuset sterkere på teknologi som kan gjøre utvinning mindre kostbart, blant annet for å kunne forsvare feltutbygging.

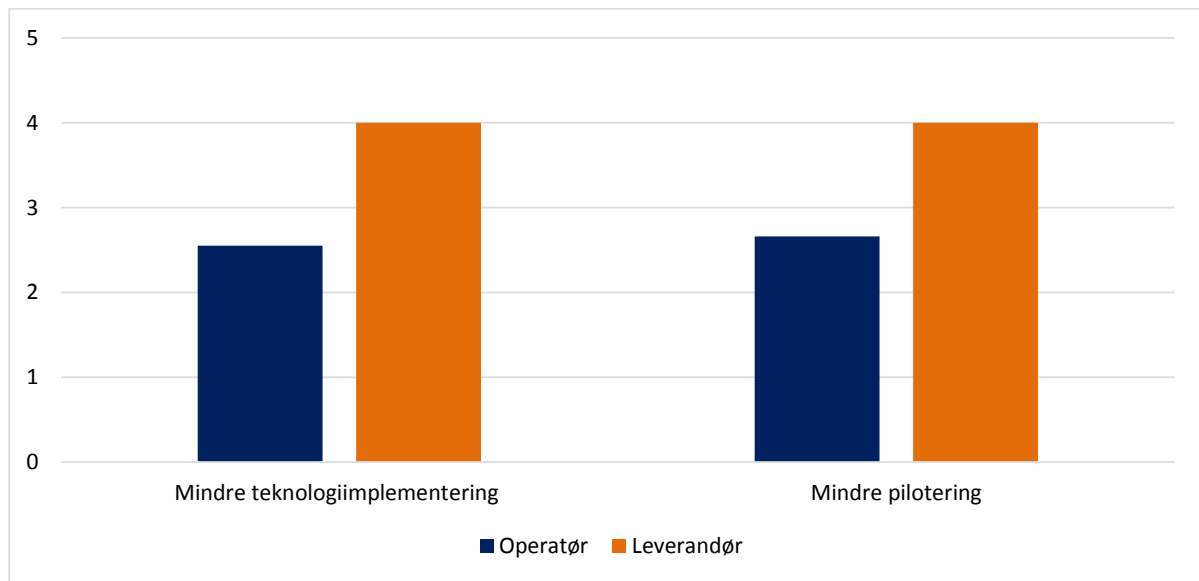
Gjennom 35 dybdeintervjuer med aktører i næringen har Menon belyst om teknologiimplementering<sup>1</sup> og pilotering<sup>2</sup> i dag foregår på et lavere nivå enn tidligere, og i så fall hva som kan være hovedforklaringene bak dette. I figuren nedenfor oppsummerer vi intervjuene. Den viser responsen på påstandene om at det er henholdsvis mindre teknologiimplementering og pilotering i dag enn for 10-15 år siden. De er inndelt etter besvarelsene til operatørene og leverandørene, med tilhørende gjennomsnitt. Søykene viser grad av enighet på en skala fra en til fem.

---

<sup>1</sup> Gjennomføringen og igangsettingen av en ny teknologi.

<sup>2</sup> Pilotering er utviklingen av en ny fungerende løsning som skal testes i mindre skala enn fullskala.

**Figur 1: Respondentenes tilbakemeldinger på påstanden «Det er mindre teknologiimplementering på norsk sokkel i dag enn for 10-15 år siden» og påstanden «Det er mindre pilotering på norsk sokkel i dag enn for 10-15 år siden» Skala 1-5. Kilde: Menon 2014**



Som det går frem av figuren er leverandørene og operatørene i gjennomsnitt uenige i utviklingen. Leverandørene er gjennomsnittlig relativt enige i at det er mindre teknologiimplementering og pilotering, mens operatørene på sin side er uenige. Data knyttet til FoU vi har innhentet og bearbeidet i prosjektet tyder på at satsingen på FoU ikke har avtatt. Selv om satsing på FoU i stor grad følger av avskrivningsregler, finner vi ikke grunnlag i disse data til å hevde at satsingen på innovasjon er lavere i dag enn tidligere.

Uansett om teknologiimplementering og pilotering er på samme nivå eller lavere enn tidligere, finner vi at omfanget av innovasjon er lavere enn det kunne ha vært. Basert på intervjuene finner vi følgende faktorer som i særlig grad begrenser innovasjonen:

- Innkjøpsprosessene er endret ved at selskaper i større grad enn tidligere benytter selskapsspesifikke standarder for utstyr og tjenester. Disse synes også å være blitt mer detaljerte, dvs. at man binder opp de teknologiske løsningene. Dette bryter i noen grad med den anerkjente norske tradisjonen om å bruke felles bransjestandarder med stor vekt på funksjonsspesifikasjoner så langt som mulig. Disse utviklings-trekkene øker kostnadene og svekker innovasjonen.
- Leverandørene har blitt mer risikoaverse som følge av at endringer i kontraktsutforming og kanskje praktisering pålegger dem en større del av risikoen.
- Større innslag av mindre lisenshavere som ikke har finansielle muskler eller incentiv til å satse på teknologiutvikling, samtidig som etableringen av en dominerende aktør har svekket kappestriden mellom de store operatørene.
- Stort fokus på å opprettholde produksjon hos både leverandører og operatører medfører at organisatoriske og økonomiske ressurser blir allokert til dette snarere enn å utvikle nye løsninger.

Innovasjonsnivået blir av de faktorer som er beskrevet over lavere enn det kunne ha vært, og trolig lavere enn hva det har vært før. Siden petroleumsnæringen står for en betydelig andel av norsk bruttonasjonalprodukt har dette store samfunnsøkonomiske konsekvenser for norsk økonomi i sin helhet. I Finansdepartementets

perspektivmelding fra 2013<sup>3</sup> viser de at nåverdien av fremtidig arbeidsinnsats står for hele 81 prosent av Norges nettonasjonalformue. I dag står olje- og gassnæringen for om lag 7,5 prosent av norsk sysselsetting. En økning i produktiviteten vil dermed øke netto nasjonalformuen markant, også fordi kunnskap og produktivitet sprer seg fra denne virksomheten til resten av samfunnet. Dersom innovasjonen på norsk sokkel hadde vært på sitt optimale nivå kunne dette bidratt til bedre ressursutnyttelse og høyere utvinningsgrad. En økning i utvinningsgraden med kun ett prosentpoeng vil realisere bruttoverdier på om lag 270 milliarder kroner. I tillegg vil økt innovasjon skape mer produktiv arbeidskraft.

For å øke omfanget av innovasjon i olje- og gassnæringen, og således legge til rette for mer verdiskaping på lang sikt, anbefaler vi at tiltak settes i verk både hos operatører, leverandører og myndigheter:

#### **Anbefalinger knyttet til operatører**

- Operatørene må hver for seg og sammen utvikle en samlet strategi for testing, pilotering og bruk av ny teknologi som tar hensyn til at dette skaper fellesgoder som de også selv i neste runde får nytte av. Disse oppstår ved at ny teknologi øker verdiskapingen fra andre felt, også fremtidige, og den generelle kompetanseøkningen i hele klyngen.
- Det bør innføres mekanismer som bidrar til å realisere synergieffekter på tvers av felt, både internt i de store selskapene og mellom selskapene.
- Selskappspesifikke standarder bør i størst mulig grad erstattes med felles bransjestandarder. Disse bør så langt som mulig være funksjonsorienterte og unngå detaljer som binder opp den teknologiske løsningen og svekker innovasjon.
- Bidra til at det inngås og tas i bruk standardkontrakter som balanserer risiko mellom operatører og leverandører og fastsetter klare regler for behandlingen av endringsordre og andre forhold som kan skape usikkerhet om leverandørenes belønning for innovasjon.

#### **Anbefaling leverandører**

- Satse på teknologiutvikling som kan redusere investerings- og driftskostnader

#### **Anbefaling myndigheter**

- Petoros og Oljedirektoratets kapasitet til å bli en aktiv premissleverandør i flere lisenser bør styrkes. Dette kan bidra til å håndtere ulikheter i insentiv mellom små og store lisenshavere.
- Økte offentlige bidrag til petroleumsrelatert FoU kan gi betydelige samfunnsøkonomiske gevinster. Man bør tilrettelegge for mer fullskala testing og pilotering. Markedets etterspørsel etter disse tjenestene er motsyklisk, og det er grunn til å vente økt etterspørsel i de nærmeste år.
- Utfordringer og lønnsomhet er annerledes i Nordsjøen enn i deler av Norskehavet og Barentshavet, og forskjellige mellom olje- og gassfelt. Skatteregimet bør reflektere de betydelige variasjonene på norsk sokkel, og innrettes slik at man også får utnyttet samfunnsøkonomisk lønnsomme ressurser som er

---

<sup>3</sup><http://www.regjeringen.no/nb/dokumentarkiv/stoltenberg-ii/fin/tema-og-redaksjonelt-innhold/perspektivmeldingen-2013.html?id=713652>

særlig krevende å utvikle og utnytte, herunder ressurser i frontområder eller langt fra infrastruktur, små funn og økt utvinning. Særlig krevende prosjekter er spesielt drivende for innovasjon, men vil uten skattemessige incentiver bli nedprioritert av selskapene.

## **1.1. Oppbygging av rapporten**

I det påfølgende kapittel går vi igjennom metoder for informasjonsinnhenting brukt i gjennomføringen av prosjektet. Deretter viser vi potensial for økt gevinst ved økt satsing på innovasjon på norsk sokkel

I kapittel 4-7 belyser vi forhold som kan svekke omfanget av innovasjon på norsk sokkel. Før vi beskriver respondentenes vurderinger, innledes hvert kapittel med en faglig belysning av hvorfor faktorer kategorisert i disse kapitlene kan bidra til å redusere omfang av teknologiimplementering og pilotering.

## 2. Oppdrag og metode

*Vi beskriver her den metoden vi har brukt for informasjonsinnhenting i prosjektet.*

OG 21 ønsket gjennom oppdraget å få belyst følgende:

- 1) Evaluere om følgende påstander er riktige:
  - a. Pilotering av ny teknologi tar lang tid og er vanskeligere å få til på norsk sokkel
  - b. Aktørene på norsk sokkel er tregere i dag enn tidligere med å ta ny teknologi i bruk
- 2) Dersom hypotesene er riktige:
  - a. Identifisere og diskutere mulige årsaker
  - b. Peke på og begrunne hvilke årsaker som er de viktigste
- 3) Diskutere og anslå samfunns- og bedriftsøkonomisk verdi av demonstrering<sup>4</sup>, pilotering og tidlig bruk av ny teknologi. Diskutere hvordan bruk av ny teknologi kan bidra til å redusere kostnader på norsk sokkel.

Basert på forespørselen utarbeidet Menon et detaljert løsningsforslag med avgrensinger og vektlegging, hvor vi for å innhente data valgte å bruke følgende kilder:

- Dybdeintervjuer
- Dokumentstudier
- Analyser av regskapsdata og data om internasjonalisering av offshore leverandørindustri

Vi beskriver i delkapitlene nedenfor hvordan disse datakildene er brukt, herunder også potensielle feilkilder ved disse.

### 2.1. Dybdeintervjuer med 35 respondenter fra næringen

I undersøkelsen har vi gjennomført dybdeintervjuer med 35 respondenter fra næringen. Intervjuene er gjennomført ansikt til ansikt og via telefon. Utvalget består av sentrale personer fra oljeselskap, leverandørbedrifter og myndighetene, samt forskere knyttet til næringen. En liste over intervjuobjekter ligger som vedlegg.

I dybdeintervjuene har vi bedt respondentene angi grad av enighet til 21 påstander på en skala fra 1-5, hvor 5 er helt enig og 1 er helt uenig. Dersom respondentene ikke hadde noen formening om påstanden, lot de være å svare. Hovedhypotesene var at «Det er mindre teknologiimplementering på norsk sokkel i dag enn for 10-15 år siden» og «Det er mindre pilotering på norsk sokkel i dag enn for 10-15 år siden». I tillegg hadde vi 19 andre påstander som vi frontet til respondentene, for å kunne nyansere besvarelsene i hovedhypotesen. Vedlegg 2 viser fullstendig intervjuguide med alle påstander som er frontet til respondentene.

Respondentene hadde også utfyllende resonnementer rundt de påstander som ble fremmet. Disse resonnementene ble skrevet ned, slik at undersøkelsen også tok med seg nyanser knyttet til problemstillingen.

I flere tilfeller fant vi etter hvert ut at påstanden kunne dekke over nyanser i problemstillingen som ikke ble fanget opp med de opprinnelige påstandene. For å få frem disse nyansene utarbeidet vi da nye påstander som påfølgende respondenter ble bedt om å ta stilling til. I alt utarbeidet vi tre nye påstander underveis i intervjuløpet.

---

<sup>4</sup> Demonstrering er en videreutvikling av en fungerende løsning som skal testes i stor skala før den eventuelt setter i full industriell produksjon.

Det viktig å understreke at resultatene fra våre intervjuer ikke nødvendigvis stemmer overens med synspunkter til andre aktører i bransjen. Uansett må imidlertid resultatene tolkes med forsiktighet.

### 2.1.1. Intervjuobjekter

Personene vi har intervjuet i denne undersøkelsen er hovedsakelig basert på anbefalinger vi har fått fra OG21. I tillegg har vi supplert med andre personer fra små og store selskaper. I undersøkelsene våre har vi etterstrebet å få synspunkter fra aktører i mange ulike deler av næringen. Dette er for å ikke få et skjevt utvalg med misvisende resultater. Utvalget er derfor en kombinasjon av representanter fra oljeselskap, leverandørbedrifter, forskere og myndigheter.

Blant de vi har intervjuet er det letesjefer, boreansvarlige, teknologidirektører, administrerende direktører, ledere for næringsutvikling, IOR-ansvarlige, R&D-koordinatorer, sjef for brønningeniører i tillegg til rådgivere, forskere og myndigheter som jobber direkte mot temaet.

Selskap	Antall
Oljeselskap	9
Leverandører	20
Myndigheter og forskere	6

En fordel med dybdeintervjuer er en god belysning av nyanser knyttet til en problemstilling. En ulempe ved dybdeintervjuer er imidlertid at de er svært ressurskrevende, særlig sammenlignet med elektroniske spørreundersøkelser, hvor en kan sikre et høyt antall svar med relativt begrensede ressurser. Med gitt budsjettamme må en derfor som regel begrense antall dybdeintervjuer. Valget mellom dybdeintervjuer og elektroniske spørreundersøkelser er derfor ofte et valg mellom nyanserte undersøkelser og representativitet. At vi har begrenset utvalget til 35 respondenter bidrar til å svekke representativiteten. På den annen side er representativitet avhengig av forholdet mellom populasjon og utvalg, og jo større utvalget er i forhold til populasjonen, jo mindre feilmargin vil man få. I dette tilfellet er populasjonen personer som arbeider med innovasjon i olje- og gassnæringen. Av de personer som arbeider i olje- og gassnæringen er det mange som jobber med innovasjon. Derimot er det få som er sentrale beslutningstakere. Det er altså kun et fåtall relevante respondenter. Blant de kandidatene som er aktuelle for denne problemstillingen mener vi å ha intervjuet flere av de mest sentrale aktører. Selv om vi har intervjuet et lavt antall, er det dermed ikke gitt at feilmarginen i undersøkelsen er for høy.

## 2.2. Dokumentstudier og offentlig tilgjengelige data

I arbeidet med rapporten har vi gått igjennom en rekke rapporter og analyser, herunder:

- NOU 11 1999: Investeringsutviklingen på norsk sokkel
- Drivere og barrierer for teknologiutvikling på norsk sokkel (Rystad Energy, 2013)<sup>5</sup>

<sup>5</sup> Rystad Energy (2013): Drivere og barrierer for teknologiutvikling på norsk sokkel. Tilgjengelig på: <http://www.og21.no/servlet/Satellite?c=Page&pagename=og21/Hovedsidemal&cid=1253962785341>



- Evaluation of project implementation on the Norwegian Continental Shelf (Oljedirektoratet, 2013)<sup>6</sup>
- Økt bore- og brønnaktivitet på norsk sokkel (Olje- og Energidepartementet, 2012)<sup>7</sup>

I tillegg til dette har vi gjennomgått data om FoU-aktivitet i feltene på norsk sokkel, innsamlet gjennom FOT-undersøkelsen. Et alternativt til FOT-data er regnskapsdata fra operatører. I rapporten viser vi en betydelig forskjell i nivå og utvikling mellom FOT-data og FoU-data. Ettersom FOT-dataene er kvalitetssikret av Forskningsrådet, har vi valgt å legge disse til grunn.

### 2.3. Herfindahlindeks for måling av konkurranseintensitet

Menon og Iris besitter en bearbeidet populasjon med detaljerte regnskapsdata for alle bedrifter innen olje- og gassnæringen i Norge. I denne rapporten har vi brukt regnskapsdatabasen til å illustrere hvordan strukturen i olje- og gassnæringen har endret seg ved å regne ut Herfindahlindeksen<sup>8</sup>. Den måler størrelsen på firmaer i forhold til industrien. Den er definert som summen av de kvadrerte markedsandelen til de 50 største selskapene innen næringen. Indeksen varierer mellom 0 og 1, der 0 er perfekt konkurranse og 1 er monopolistisk konkurranse.

For å belyse visse problemstillinger ytterligere har vi hentet inn offentlig tilgjengelig data fra flere andre kilder, som Forskningsrådet, IEA, Oljedirektoratet og Finansdepartementet. Det er imidlertid viktig å understreke at tallene ofte kun kan brukes som indikasjoner utviklingen. Dette presiseres i rapporten når statistikken diskuteres.

### 2.4. Avgrensning av oppdraget

I tråd med oppdragsbeskrivelsen, som ligger vedlagt, har vi gjort følgende avgrensinger:

- Tidlige faser av teknologiutviklingsforløp er ikke med i omfanget, dvs. grunnforskning og anvendt forskning frem mot demonstrasjon/piloteringstidspunktet
- Kun teknologi med relevans for norsk sokkel skal behandles
- Utdanningssystemer er ikke med, selv om kompetanse er grunnlaget for god teknologiutvikling

Underveis i oppdraget fant vi at en nærmere studie av kontraktene på norsk sokkel kan verifisere våre hypoteser om at endringer av kontraktvilkår påvirker omfanget av innovasjon. En slik studie er relativt kostbar, og har ikke vært mulig innenfor rammen. Som vist i kapittel 8 om anbefalinger, vil anbefale at det gjennomføres en slik studie.

<sup>6</sup> Oljedirektoratet (2013): Evaluation of project implementation on the Norwegian Continental Shelf. Tilgjengelig på: <http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Rapporter/Vurdering-av-gjennomførte-prosjekter-pa-norsk-sokkel/>

<sup>7</sup> [http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/bore\\_og\\_br\\_aktivitet\\_riggutvalget\\_2012.pdf](http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/bore_og_br_aktivitet_riggutvalget_2012.pdf)

<sup>8</sup> Herfindahl, O.C, Hirschman, A.O (1945): National Power and the structure of Foreign Trade. California, Berkeley

### 3. Beregning av gevinstpotensial ved økt teknologiimplementering og pilotering på norsk sokkel

*Innovasjon har lagt grunnlaget for høy utvinningsgrad og utnyttelse av ressurser som man ved funntidspunkt anså som ikke utvinnbare. I tillegg har innovasjon lagt grunnlaget for at norsk leverandørindustri har blitt Norges desidert viktigste eksportnæring. Innovasjon vil legge grunnlag for fortsatt produktivitsvekst og økt utnyttelse og kan gi svært store samfunnsøkonomiske gevinster. For å illustrere hvordan innovasjon kan lede til økt verdiskaping har vi i kapitlet tre case som viser sammenhengen mellom innovasjon og utvinning av ressurser.*

Innovasjon har i alle år drevet frem utvikling og verdiskaping på norsk sokkel. Dette har gjort oss i stand til å lete, bygge ut og drive sikrere og mer effektivt, under mer krevende forhold og på større havdyp. Vi har kartlagt enorme ressurser, utnyttet en stor del av disse og oppnådd en av verdens høyeste utvinningsgrader med et verdensledende nivå for sikkerhet og miljøbeskyttelse. Dette har skjedd i nært samarbeid mellom oljeselskapene og den norske leverandørindustrien, som i dag utgjør en av verdens sterkeste teknologi- og kunnskapsklynger. Denne dekker alle slags disipliner, fra seismikk og reservoarforståelse, boring og brønn, ingeniørarbeider, fabrikasjon og prosjektledelse, til et stort utvalg av maritime tjenester, sikkerhets- og beredskapsteknologi, og mye mer.

#### Case 1: Fishbones teknologi for økt utvinning:

Fishbones er en norsk leverandørbedrift som ble etablert i 2004. Med finansiell hjelp fra Forskningsrådet og Innovasjon Norge har de utviklet en ny teknologi som gjør det mulig å bore mange små hull fra en brønn samtidig. Dette bidrar til at man kan utvinne mer olje uten å bruke fracking<sup>9</sup>. Selskapet vant SME Innovation Award for teknologien sin på ONS i 2014<sup>10</sup>.

Fra et rør med fire hule nåler med dyser på tuppene sendes vann eller syre i et kontrollert mønster som kan minne om fiskebein inn i bergstrukturen. Teknologien bidrar til svært god kontroll på oppsprekkingen sammenlignet med fracking<sup>11</sup>.

Illustrasjon: Fishbones AS



<sup>9</sup> <http://www.fishbones.as/1264335>

<sup>10</sup> [http://www.innovasjon Norge.no/no/Nyheter/med-innovative-bedrifter-pa-ons/#.VDOgR\\_l\\_tN0](http://www.innovasjon Norge.no/no/Nyheter/med-innovative-bedrifter-pa-ons/#.VDOgR_l_tN0)

<sup>11</sup> <http://www.geoforskning.no/nyheter/olje-og-gass/303-ny-teknologi-gir-sikrere-fracking>

Med et væskeforbruk som er 95 prosent lavere enn ved tradisjonell hydraulisk oppsprekking gir i tillegg teknologien betydelige miljø- og sikkerhetsmessige fordeler. Samtidig er den også kostnadsreducerende, på grunn av store tidsbesparelser.

Fishbones er et eksempel på små innovative leverandørbedrifter som bidrar til å effektivisere utvinningen og redusere kostnadene. Samtidig illustrerer de viktigheten av finansielle bidrag fra det offentlige. Selskapet har fått økonomisk støtte fra blant andre Forskningsrådet og Innovasjon Norge, og denne støtten har vært svært viktig for utviklingen av teknologien<sup>12</sup>.

En beregning av potensielle gevinster ved økt satsing på teknologiimplementering og pilotering på sokkelen vil være beheftet med usikkerhet, og en må følgelig ha stort spenn i anslagene. Ved beregning av gevinstpotensialet er det naturlig å ta utgangspunkt i hvilken effekt økt teknologiimplementering kan tenkes å ha i form av økt produktivitet. Produktivitetsmålet vil både inkludere mulighet for kostnadsbesparelser og økte inntekter i form av bedre ressursutnyttelse.

Den teoretiske sammenhengen mellom innovasjon og økonomisk vekst illustreres godt av Romer et al (1998)<sup>13</sup>, samt i Rosenthal og Stange (2004)<sup>14</sup>:

*“In the most fundamental sense, there are only two ways of increasing the output of the economy: (1) you can increase the number of inputs that go into the productive process, or (2) if you are clever, you can think of new ways in which you can get more output from the same number of inputs”. (Rosenthal og Stange, 2004. Side 1)*

Med mindre man har mulighet til å øke tilgangen på arbeidskraft eller kapital, fordrer altså økonomisk vekst at en stadig innoverer for å få øke produktiviteten på disse faktorene.

I olje- og gassnæringen vil innovasjonsdrevet produktivitet skje i form av økt ressursutnyttelse for gitt eller redusert bruk av arbeidskraft og kapital. Dersom ressursene gradvis blir mer krevende å utnytte på grunn av naturlige forhold vil det også kreve innovasjon å opprettholde produksjonen.

Produktivitet er vanskelig å måle. En hyppig brukt indikator er verdiskaping per sysselsatt, som gir et bilde på hvor mye hver sysselsatt produserer. En svakhet ved dette målet er at en prisøkning på produktet vil slå ut som økt produktivitet. Likevel er det en god indikator på utviklingen. Figuren nedenfor illustrerer denne utviklingen innen leverandørindustrien i Norge. Fordi svingninger i oljeprisen forstyrrer målet for av oljeselskapene, har vi utelatt disse i beregningen.

---

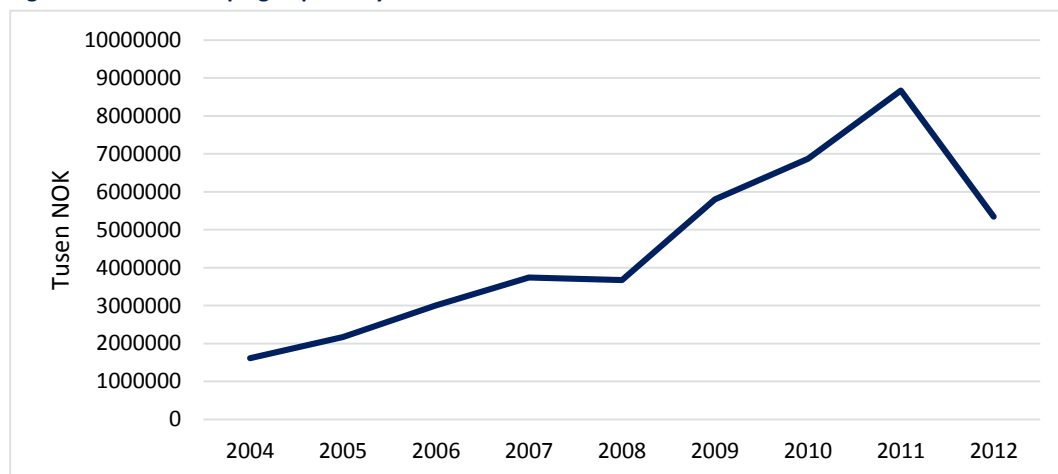
<sup>12</sup>[http://www.innovasjon Norge.no/no/Nyheter/fishbones-vant-innovasjonsprisen-pa-ons-i-stavanger/#.VD0lgPI\\_tN1](http://www.innovasjon Norge.no/no/Nyheter/fishbones-vant-innovasjonsprisen-pa-ons-i-stavanger/#.VD0lgPI_tN1)

<sup>13</sup> Romer, Evans og Honkapohja (1998): Growth Circles. *American Economic Review*, Vol 88, nr 3, 495-515.

<sup>14</sup> Rosenthal og Stange (2004): Handbook of regional and Urban Economics. Tilgjengelig på:

<http://www.sciencedirect.com/science/handbooks/1570080/4/supp/C>

Figur 2: Verdiskaping per sysselsatt i norsk leverandørindustri. 2004-2012. Kilde: Menon 2014



Figuren viser at det har vært en jevn økning i produktiviteten i norsk leverandørindustri mellom 2004 og 2011. Fra 2011 til 2012 kom det imidlertid et kraftig fall. Dersom denne utviklingen fortsetter i tiden fremover vil dette ha store konsekvenser for verdiskaping i Norges største og mest internasjonaliserte næring.

Endring i produktivetsvekst i olje- og gassnæringen har på lang sikt ha en svært sterk effekt. Bakgrunnen for dette er at veksten er eksponentiell. Vel så viktig er det imidlertid at næringen selv uten leverandørindustrien står for om lag 20 prosent av bruttonasjonalprodukt. Betydningen av endret produktivetsvekst, som altså i stor grad kun kan skje gjennom endring i innovasjonstakt, illustreres godt i Finansdepartementets perspektivmelding (Finansdepartementet, 2013). I perspektivmeldingen viser Finansdepartementet at 0,25 prosentpoeng høyere produktivetsvekst i 2013 vil gi en gevinst i form av 15 prosent av BNP i 2060. 15 prosent av BNP i 2013 var 450 milliarder kroner. Med utgangspunkt i olje- og gassnæringens andel av norsk økonomi kan altså en innovasjonsdrevet produktivetsvekst gi betydelige gevinster, særlig sett i lys av at kunnskap og produktivitet spres videre til andre sektorer.

Ettersom olje- og gassnæringen utvinner en naturgitt og begrenset ressurs, er det naturligvis grenser for hvor sterk effekt av produktivitet som kan realiseres. Disse grensene kan imidlertid utvides betraktelig dersom innovasjon over tid gjør det mulig å utnytte ukonvensjonelle forekomster også på norsk sokkel.

Om vi antar en økt utvinningsgrad som følge av høyere teknologiimplementering og pilotering på norsk sokkel kan vi illustrere hvilke verdier som kan realiseres. Ved utgangen av 2013 anslo Oljedirektoratet at de gjenværende utvinnbare petroleumsressursene på norsk sokkel tilsvarte 8 milliarder standard kubikkmeter (Sm<sup>3</sup>) oljeekvivalenter (o.e.)<sup>15</sup>. Av disse var 4,1 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. gass, og 3,9 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. væske (olje, NGL, kondensat). I dag er utvinningsraten for gass og olje henholdsvis 70 og 46 prosent. Kun en liten økning i denne raten vil gi betydelige gevinster. I rapporten fra 2012 anslår Åm-utvalget at en økning i utvinningsraten på ett prosentpoeng vil kunne gi en økt bruttoverdi på anslagsvis 270 milliarder kroner.

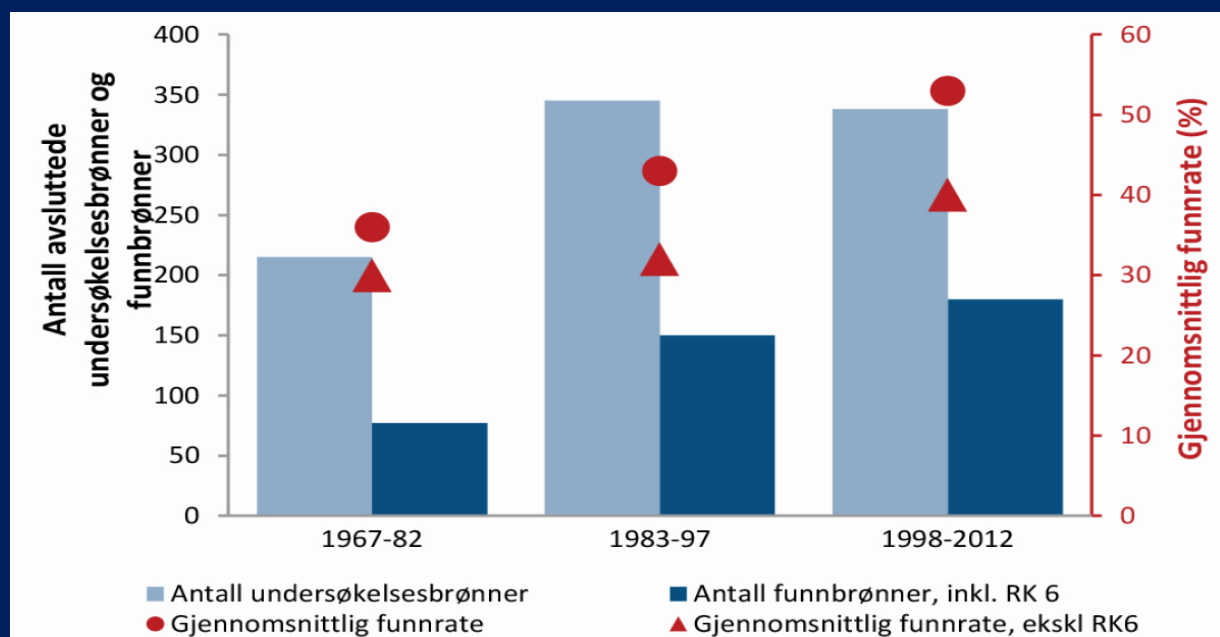
<sup>15</sup> Oljedirektoratet (2014): Ressursrapporten 2014. Tilgjengelig på: <http://npd.no/no/Publikasjoner/Ressursrapporter/2014/>

I tillegg kan man se på gevinsten ved økt utvinning i tidligere år. I samarbeid med Iris og Hans Henrik Ramm har Menon vist at verdien av økt utvinningsgrad på norsk sokkel i årene 2001 til 2011 var på 157 milliarder kroner<sup>16</sup>. Som nevnt er disse anslagene usikre, men de gir en indikasjon på at gevinstpotensialet ved økt innovasjon er svært stort.

#### Case 2: Forbedret leteteknologi reduserer kostnader og øker sannsynlighet for funn.

Forbedringen av 3D-seismikk og utviklingen av 4D-seismikk er eksempler på innovasjon som har vært viktige for leteteknologien de siste 15 årene. Dette har bidratt til bedre innsamling og prosessering av data. På grunn av dette kan man med større sikkerhet si om et felt inneholder petroleum eller ikke, noe som igjen har ført til store kostnadsreduksjoner. I tillegg har innovativ tolkning av geologien, samt utvikling av nye letemodeller, medført at noen miljøer har funnet ressurser i områder som tidligere er gjennomløst av andre. Johan Sverdrup er talende og meget verdifullt eksempel på dette.

Jo mer innsikt man har i reservoaret før en borer, jo mindre er sannsynligheten for å bore tørt. Med de store kostnadene en har for boreriggleie, vil en økt funnrate redusere kostnadene betydelig. I tillegg til at kostnadsreduksjonen i seg selv er verdifull, kan den også bidra til økt villighet fra operatørene til å bore i antatt mer marginale felt. Økning i funnrate er vist i figuren nedenfor



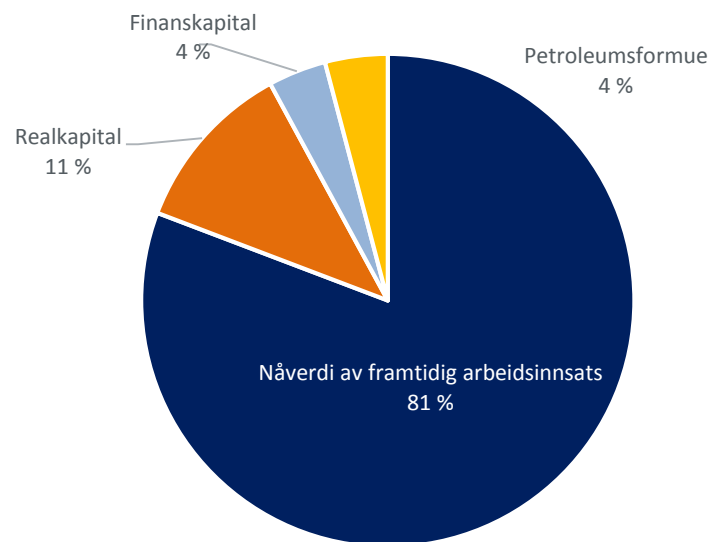
Som det går frem av figuren har gjennomsnittlig funnrate økt fra i overkant av 30 prosent fra begynnelsen av petroleumproduksjonen til i overkant av 5 prosent i perioden 1998-2012. Det er grunn til å anta at økning i funnrate nærmest utelukkende er knyttet til utvikling av ny teknologi og ny kunnskap om de geologiske forholdene på norsk sokkel.

<sup>16</sup> Menon, Iris og Ramm Energy Partner (2011): Ære Være – vurdering av offshore leverandørindustriens bidrag til økt ressursutnyttelse på norsk sokkel. Menon Business Economics, IRIS og Ramm Energy Partner. Tilgjengelig på: [http://menon.no/upload/2011/10/04/revre\\_oed\\_endeligrapportjanuar2011.pdf](http://menon.no/upload/2011/10/04/revre_oed_endeligrapportjanuar2011.pdf)

Innovasjon går imidlertid ikke kun på økt ressursutnyttelse, men også reduserte kostnader. På den måten kan også marginale felt bli lønnsomme. I tillegg kan økt innovasjon skape muligheter for utvinning på komplekse felt som ikke kan utnyttes med dagens teknologi. Gevinster i form av reduserte kostnader kan komme i tillegg eller erstatte deler av gevinstene vi har regnet ut ved økt utvinning og gevinstene fra utnyttelse av nye felt. Dersom høyere grad av innovasjon i tillegg fører til mer produktiv arbeidskraft kan store gevinster realiseres.

Figuren nedenfor viser at nåverdien av nasjonalformuen i hovedsak består av fremtidig arbeidsinnsats. Det er naturlig å anta at en produktivitetsøkning i olje- og leverandørindustrien resulterer i mer produktiv arbeidskraft. I dag står olje- og leverandørindustrien for om lag 7,5 prosent av sysselsettingen i Norge. En produktivitetsøkning for sysselsatte i den sektoren vil dermed gi store gevinster på netto nasjonalformuen, forsterket av spredning til andre sektorer.

**Figur 3: Netto nasjonalformue per innbygger. Prosent. 2010 Kilde: Finansdepartementet 2013**



Som det går frem av drøftelsene ovenfor kan man gjennom innovasjonsdrevet produktivitetsvekst skape store verdier.

### Case 3: Innovasjon knyttet til flerfaseproduksjon og langdistanse flertransport for dypvannsfelt

Ved Snøhvit og Ormen Lange er det etablert ilandføring ved hjelp av flerfasetransport. Det er grunn til å tro at Snøhvit ikke hadde blitt bygd ut uten denne løsningen. Beslutningen om utbyggingen av feltet ble ikke foretatt før flerfase langdistansetransport gjorde det mulig med ilandføring. I tillegg måtte en utvikling av LNG-teknologi til for at prosjektet skulle bli ansett som tilstrekkelig lønnsomt. Det er altså sannsynlig at innovasjon innen flerfasetransport ha bidratt til å utløse Snøhvitutbyggingen. Det er også grunn til å anta at Ormen-Lange-utbyggingen neppe ville vært like lønnsom uten flerfasetransport. Innovasjonen bidro til å gjøre ilandføring mulig.

I rapporten «Ære Være» anslo Menon at nåverdien i 2010 av innovasjonen knyttet til Ormen Lange og Snøhvit var på om lag 140 milliarder kroner. Dette understreker viktigheten og verdien av innovasjon i norsk oljesektor.

## 4. Forklarer strukturendring og nedgang i feltstørrelser reduksjon i innovasjon?

*Vi drøfter her om strukturendringer og nedgang i feltstørrelse kan forklare hvorfor innovasjonen ikke er så høy som den burde ha vært. I kapittel 3.1 drøfter vi hvorfor det kan være grunn til å vente dette fra et faglig standpunkt, mens vi i de påfølgende delkapitler viser respondentenes besvarelser.*

*Selv om det har vært overraskende større funn på norsk sokkel de siste år, går gjennomsnittstørrelsen på funnene stadig ned. Med større funn kunne man finansiere betydelig innovasjon på det enkelte felt fordi potensialet for gevinst ved vellykket teknologiutvikling var enormt. Når feltstørrelsen har gått ned, kan de ikke alene finansiere radikale endringer. Det økonomiske handlingsrommet i feltet for å finansiere innovasjon har dermed gått ned. Samtidig kan mer samarbeid mellom felt, hvor flere lignende felt deler på innovasjonen, løse noe av denne utfordringen. Gjennom intervjuene har vi imidlertid avdekket at respondentene mener at det enkelte felt styres sterkt på tid og kostnader, hvilket reduserer incentivene til felles teknologiutvikling på tvers av felt.*

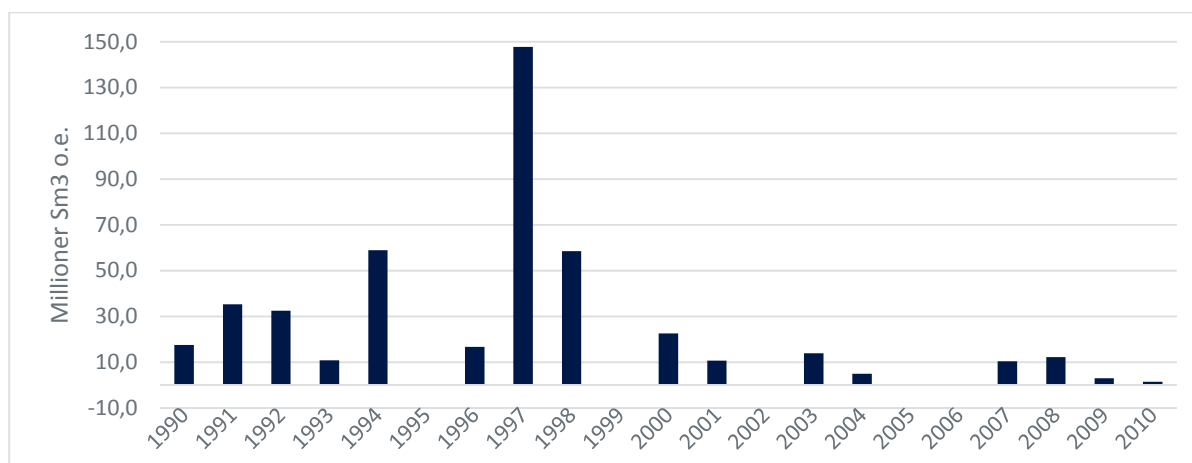
*Næringsstrukturen innen olje- og gassnæringen har endret seg markant de senere år. Ved siden av sammenslåingen av Statoil og Hydro, har man fått tilvekst av en rekke mindre og spesialiserte olje- og gasselskaper. På leverandørsiden har man både hatt rik tilvekst av nye aktører som i større grad har spisset sine leveranser mot olje og gass, større oppkjøp fra internasjonale serviceselskaper, samt den strukturering og restrukturering som har foregått gjennom Aker og Kværner.*

*Basert på intervjuene finner vi at særlig tilveksten av mindre olje- og gasselskaper kan gi insentiver til mindre satsing på innovasjon, og at utfordringen først og fremst er knyttet til fremveksten av selskaper som har begrenset teknisk kompetanse. Sammenslåing av Statoil og Hydro har ifølge respondentene redusert omfanget av konkurranse om teknologiutvikling i næringen. Den strukturering som har foregått på leverandørsiden har trolig bidratt til å øke omfang av konkurranse om innovasjon.*

### 4.1. Mer moden sokkel og restrukturering av næringen

Norsk sokkel, og i særlig grad Nordsjøen og Norskehavet, er i ferd med å modnes. Selv om man i 2010-2012 gjorde enkelte store funn, har gjennomsnittlig funnstørrelse over lengre tid vært fallende. Figuren nedenfor viser gjennomsnittlig funnstørrelse etter funnår mellom 1990 og 2010. Den illustrerer at feltene er gjennomsnittlig mindre nå enn før.

**Figur 4: Årlig utvikling i gjennomsnittlig feltstørrelse med godkjent plan for utbygging og drift. 1990-2010. Kilde: Oljedirektoratet<sup>17</sup>.**



Større funn som fordret teknologiutvikling før utvinning var mulig gav tidligere sterke incentiver til innovasjon på norsk sokkel. Derimot er de små feltene i dag ofte for små til å finansiere teknologiutvikling alene. Samtidig er flere av de mindre feltene i kjent geologi, hvilket medfører at behov for innovasjon har avtatt. På den annen side viser flere olje- og gasselskaper til at kostnadsnivået nå er såpass høyt at utvinning av mindre felt ofte kun er marginalt lønnsomt eller ulønnsomt. Mens man tidligere hadde et fokus på ny teknologi som kunne sikre utvinning fra større og teknisk utfordrende felt, har olje- og gasselskapene nå et sug etter løsninger som kan gjøre utbygging og utvinning billigere.

#### 4.1.1. Restrukturering i olje- og gassnæringen

De siste 15 årene har det foregått en markant restrukturering av olje- og gassnæringen. På operatørsiden var det tidligere tre større norske og flere større utenlandske aktører. I dag har vi en stor norsk aktør, flere store utenlandske, og et stort omfang små eller svært små aktører. På leverandørsiden har det også skjedd større strukturelle endringer. Ved siden av en sterk økning i konsolidering med økt utenlandsk eierskap, har større norske aktører blitt slått sammen gjennom Aker Solutions. Samtidig har omfanget av aktører økt betraktelig, gjennom en rekke spin-offs og oppstartsselskaper. Flere av disse selskapene har vokst til en betydelig størrelse på kort tid.

De strukturelle endringene kan ha påvirket omfanget av teknologiimplementering og pilotering mye. I tillegg vil også konjunkturelle forhold ha en avgjørende betydning. Nedenfor oppsummerer vi de viktigste strukturelle og konjunkturelle forholdene med betydning for teknologiimplementering og pilotering på norsk sokkel:

- **Størrelsen på aktørene:** SSBs innovasjonsundersøkelser, som undersøker omfang av innovasjon i hele næringslivet, viser klar positiv korrelasjon mellom størrelse på bedrifter og bruk av midler på innovasjon. Jo større bedriftene er, jo høyere andel av driftsbudsjettet bruker de altså på innovasjon. Større aktører med flere like felt kan være villig til å finansiere innovativ feltutvikling i større grad enn mindre aktører. En årsak er at aktører som er involvert i færre felt har mindre å tjene på innovasjon som vil ha en positiv effekt på utvinningen på andre felt. Dette kan bidra til en interessekonflikt mellom lisenshaverne om utbyggingsløsningen. I et forsøk på å komme til enighet, samt ønske om å redusere kostnader også blant de store aktørene, vil mindre innovative utbyggingsløsninger være et kompromiss.

<sup>17</sup> Ettersom statistikken er basert på PUD får en ikke med viktige funn som Johan Sverdrup i perioden.

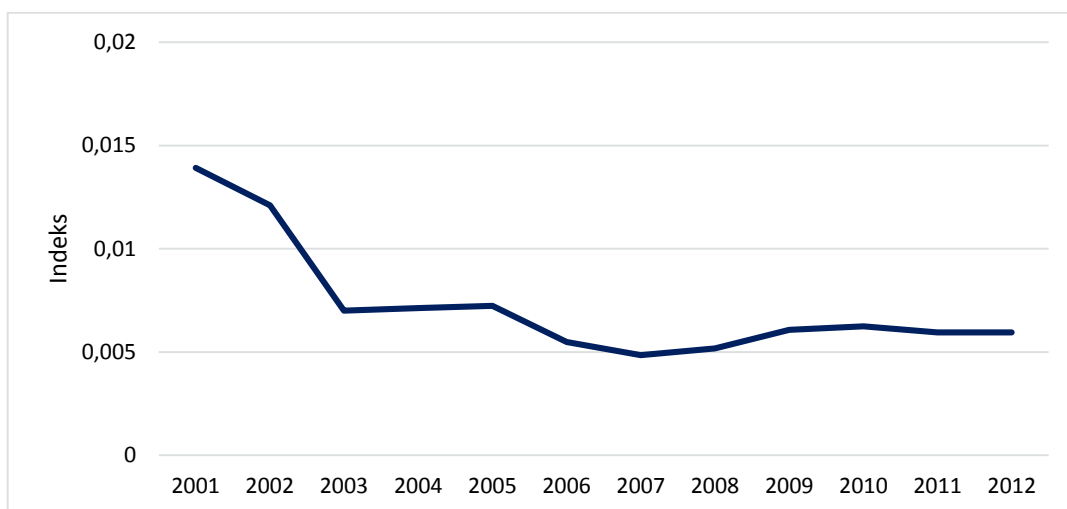


- **Konjunktuelle forhold:** Schumpeter (1939)<sup>18</sup> har vist at omfanget av innovasjon er høyere i lavkonjunktur enn høykonjunktur. Hans funn er verifisert gjennom et utall studier senere, og begrunnelsen er at man under høykonjunktur kan overleve på å selge gamle løsninger, mens man i lavkonjunktur er nødt til å innovere både for å redusere kostnader og for å beholde eller kapre markedsandeler i et dalende marked. Schumpeters teori og empiri stemmer godt overens med situasjonen i norsk olje- og gassnæring. Lav etterspørsel etter leverandørtjenester på slutten av nittitallet bidro til stor satsing på FoU og innovasjon for å selge sine produkter. Da oljeprisen og etterspørselen økte igjen ble utvikling av nye løsninger nedprioritert til fordel for høy produksjon. Dette er godt vist av Olsen og Sejersted (1997).

Ved siden av å belyse dette gjennom dybdeintervjuer, har vi også undersøkt utviklingen i konkurranseintensitet gjennom den såkalte Herfindahl–Hirschman-indeksen. På en skala fra null til en måler den konkurranseintensiteten på grunnlag av omfang og størrelse på aktører i et marked. Jo lavere tall, jo høyere konkurranse. Ved måling av konkurranseintensitet er det særlig viktig å foreta en markedsavgrensning. Vi har avgrenset med utgangspunkt i Iris og Menons sin inndeling av olje- og gassnæringen i segmenter.

Figuren nedenfor viser utviklingen i denne indeksen over tid blant leverandører i norsk oljesektor. Den illustrerer hvordan konkurransen i leverandørnæringen faktisk har økt siden 2001, og er svært høy i dag.

**Figur 5: Herfindahl-Hirschmanindeksen for norsk leverandørindustri. 2001-2012. Kilde: Menon 2014**



#### 4.1.2. Differensiert skatte- og avgiftssystem kan gi økte incentiver til innovasjon på krevende felt

Skatte- og avgiftsreglene på norsk sokkel har hatt historisk stor betydning for omfanget av teknologiimplementering og pilotering på norsk sokkel. Norsk sokkel er imidlertid blitt svært forskjellig fra den gangen hovedprinsippene for skattesystemet ble fastlagt. I dag er spennvidden stor fra store, rike felt i Nordsjøen (som Johan Sverdrup) til sub-basalt i vestre deler av Norskehavet og fjerntliggende områder i Barentshavet. En konsekvens av dette er at noen prosjekter er enkle og meget lønnsomme, mens andre er meget krevende og mindre lønnsomme.

<sup>18</sup> Schumpeter, Joseph (1939): *Business Cycles*.

Krevende felt og prosjekter har større behov for ny teknologi og skaper derfor særlig høy etterspørsel etter innovasjon. Dette kan dreie seg om spesielle geologiske forhold (f.eks. sub-basalt), spesielle reservoarforhold (f.eks. HPHT og tette reservoarer), avstand fra infrastruktur, særlig værhardt og utfordrende klima (Barentshavet) og teknologiavhengige muligheter for økt utvinning (f.eks. avansert EOR)<sup>19</sup>.

Felles for utnyttelse av slike muligheter er at de krever stor innsats av kunnskap og organisasjon fra oljeselskapenes side, sett i forhold til det forventede økonomiske utbytte. Forholdet mellom sannsynlighetsveid nåverdi og behovet for kunnskap og organisasjon omtales gjerne som materialitet.

Også små felt har lav materialitet fordi behovet for bruk av organisasjon ikke faller proporsjonalt med størrelsen. Små felt behøver ikke være teknologidrivere, men kan være det, blant annet fordi muligheter for utnyttelse av flere småfelt kan skape behov for nye konsepter for standardiserte løsninger. Mer konvensjonell IOR (boring av flere utvinningsbrønner) har også lav materialitet, siden økende utvinningsgrad gir fallende marginalnytte, og nye boringer kan måtte skje under mer krevende forhold enn gamle. Gassprosjekter har lavere materialitet enn oljeprosjekter, fordi det økonomiske utbyttet blir lavere.

Siden kunnskap og organisasjon er begrensede ressurser som konkurrerer med andre og mer lønnsomme prosjekter hvor som helst i verden, innebærer anvendelse av dem en alternativkostnad, altså at de krever sin egen avkastning. Dette bygges inn på ulike måter i oljeselskapenes beslutningskriterier, men det tas ikke høyde for i skattesystemet. Dette representerer en markedssvikt som medfører at ressurser som kan være samfunnsøkonomisk lønnsomme ikke blir utnyttet.

Ett av de bærende prinsipper for petroleumsskattesystemet har vært "one size fits all". Begrunnelsen er at man ønsker å unngå "forhandlet skatt" og avgrensingsproblemer.

Dette utfordres etter hvert som prosjektene blir langt mer forskjelligartede. I teorien er det mulig å utforme et ensartet system som sikrer full utnyttelse av samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter, men i praksis er det nærmest umulig, blant annet siden man måtte ha funnet et uttrykk for alternativavkastningen til kunnskap og organisasjon. Også periodisering skaper problemer med å finne samsvar mellom bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Når en sokkel modnes med færre prosjekter og en fallende aktivitetskurve vil flere prosjekter komme "over radaren". Dette har skjedd i Storbritannia, der myndighetene de siste årene har innført særskilte produksjonsfradrag for en rekke typer krevende felt. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten sikres ved at fradragene bare gis i særskatt.

## 4.2. Mer fokus på synergieffekter mellom felt kan øke innovasjonen

***Mindre felt bidrar til bruk av mer standardiserte løsninger. Likevel kan små felt bidra til innovasjon, dersom flere felt ses i sammenheng og aktørene deler på teknologiutviklingskostnadene på tvers av felt.***

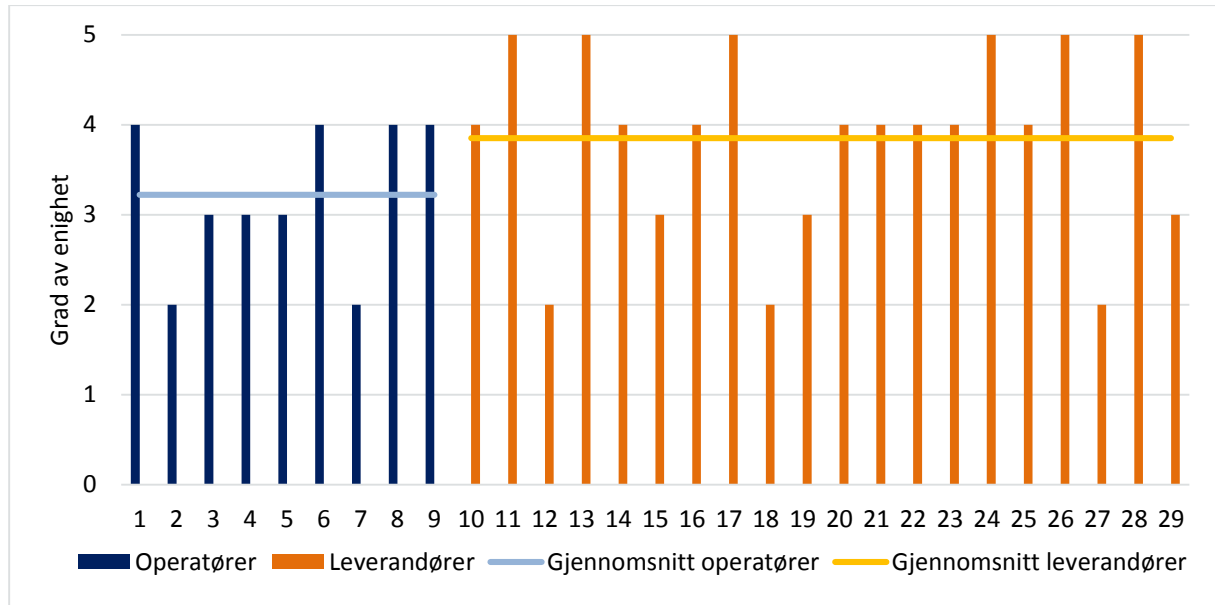
For å undersøke om gjennomsnittlig mindre feltstørrelse fører til mindre innovasjon ba vi respondentene ta stilling til påstanden «Reduksjonen i feltstørrelsen på norsk sokkel har bidratt til at operatørene har mindre potensiell gevinst å ta av for å finansiere innovasjon og teknologiutvikling på det enkelte felt». De ble bedt om å

---

<sup>19</sup> EOR = Enhanced Oil Recovery = ulike metoder for å gjøre olje mer bevegelig. Del av IOR = Increased Oil Recovery, som også omfatter mer tradisjonelle tiltak for å få ut bevegelig olje, som vann- og gassinjeksjon, boring av flere produksjonsbrønner, etc.

rangere grad av enighet til påstanden fra én til fem, der én var helt uenig og fem helt enig. Figuren nedenfor viser besvarelsene. De er inndelt etter operatører og leverandører, med tilhørende gjennomsnitt.

**Figur 6: Respondentenes tilbakemeldinger til påstanden «Reduksjonen i feltstørrelsen på norsk sokkel har bidratt til at operatørene har mindre potensiell gevinst å ta av for å finansiere innovasjon og teknologiutvikling på det enkelte felt». Skala 1- 5. Kilde: Menon 2014**

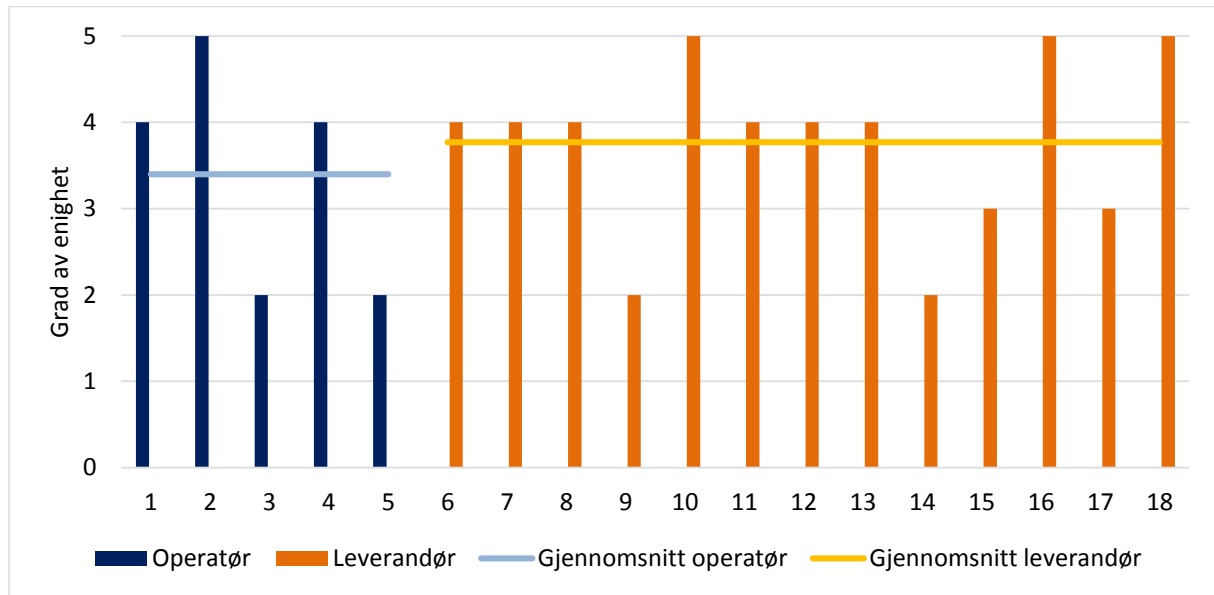


«Feltene er store nok for små endringer, men ikke for radikale endringer».  
- Operatør

Figuren viser at både operatører og leverandører er i gjennomsnitt relativt enig i påstanden. Det er imidlertid uenigheter mellom respondentene, hvor noen er uenige mens andre er helt enige. Flere av respondentene understreket at dette var en svært viktig forklaringsfaktor for mindre teknologiimplementering på norsk sokkel i dag. Resultatet fra intervjuene indikerer at mindre felt i hovedsak fører til bruk av mer standardiserte løsninger. Små felt gir mindre finansiell ryggrad, og aktørene er dermed ikke villige til å investere i ny teknologi på disse feltene.

Likevel kan små felt også bidra til innovasjon. For å oppnå det må aktørene imidlertid se flere felt i sammenheng og dele på teknologiutviklingskostnadene på tvers av felt. Basert på intervjuene finner vi imidlertid indikasjon på at dette ikke gjøres i tilstrekkelig grad. Vi ba respondentene rangere grad av enighet til påstanden om at «Det er for stor grad av assetstyring hos aktørene. Dette hindrer synergieffekter på tvers av felt». Nedenfor vises resultatene.

**Figur 7: Respondentenes tilbakemelding til påstanden «Det er for stor grad av assetstyring hos aktørene. Dette hindrer synergieffekter på tvers av felt». Skala 1-5. Kilde: Menon 2014**



Respondentene, og spesielt leverandørene, mener at assetstyringen er for stor og hindrer synergieffekter på tvers av felt. Dette illustrerer at bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk optimal tilpasning ikke alltid er det samme, og er et eksempel på den såkalte «fellesgodeproblematikken». Dette består i at en rekke aktører i et marked har interesser av at det utvikles goder som alle kan benytte. Men, siden alle kan dra nytte av godet, har alle insentiver til å vente på at andre skal ta regningen. Dette løses ofte med offentlige koordinerings- eller finansieringstiltak.

Kunnskap og teknologi er et typisk fellesgode. På norsk sokkel var feltene større før, og følgelig var også den potensielle gevinsten ved vellykket teknologiutvikling høyere. Det gav selskapene insentiver til å ta regningen ved utvikling av ny kunnskap og teknologi, selv om kunnskapen og teknologien som ble utviklet kom alle operatører eller leverandører til gode.

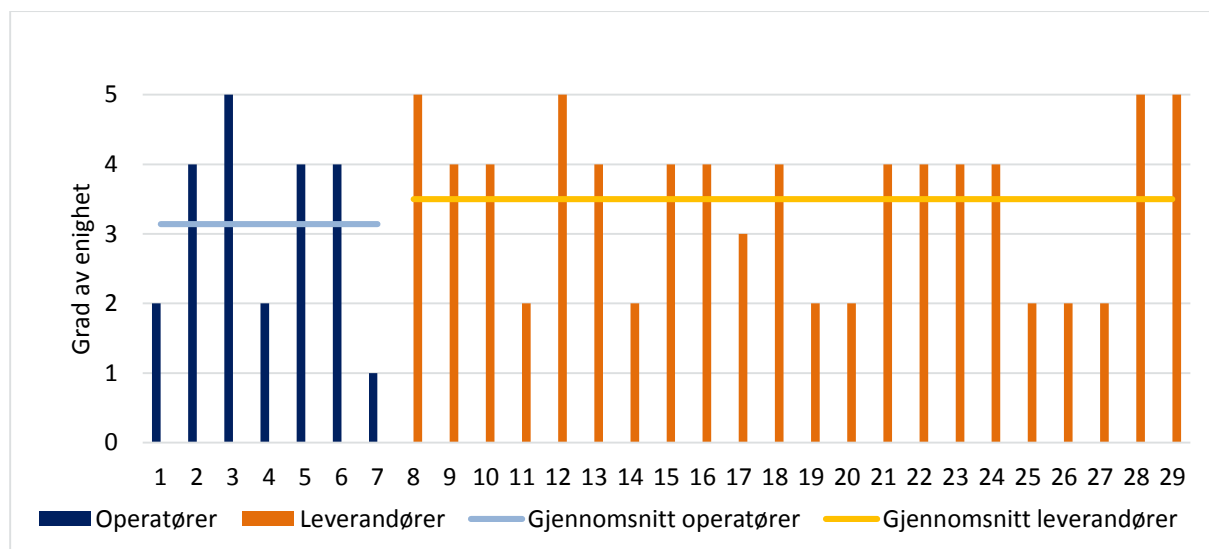
Fellesgodeproblematikk er imidlertid ikke unikt for olje- og gassnæringen. En rekke næringer har samme utfordring. Flere av disse har derimot, i motsetning til olje- og gassnæringen, satt i gang tiltak for effektiv håndtering av den. Gode eksempler er sjømat- eller reiselivsnæringen, som bruker felles finansieringsmekanismer for utvikling av markeder, teknologi og løsninger. Slike tiltak kan fremme teknologi som vil være til nytte både for kjente og fremtidige felt, og vil være hensiktsmessige i olje- og gassnæringen også. Ved å tilrettelegge for samarbeid på tvers av bedriftene og felt på norsk sokkel vil det kunne øke innovasjonen og skape synergieffekter på tvers av feltene.

### 4.3. Endret operatørbilde, med en stor og mange små svekker trolig innovasjonen

*Respondentene gir uttrykk for at strukturendringen med én større aktør og flere mindre lisenshavere kan legge en demper på innovasjonen. De gir imidlertid uttrykk for at hovedproblemet ikke ligger i at en lisenshaver er så stor. Snarere er problemet at flere av de mindre lisenshavere er så teknologisk og finansielt svake at de ikke har muligheter og insentiv til å prioritere viktig teknologiutvikling. Flere uttrykker samtidig at Statoil på grunn av sin størrelse er nødt til å ha en større avstand til sine leverandører, hvilket kan svekke graden av samarbeid.*

I intervjuene med respondentene frontet vi påstanden om at «endret operatørbilde på norsk sokkel til en situasjon med én stor og mange små operatører har gitt mindre konkurranse om innovasjon i olje- og gassnæringen. Som det går frem av figuren nedenfor er respondentene relativt enige i påstanden. Mens den i gjennomsnitt får en score på 3,1 hos operatørene, får den i gjennomsnitt 3,5 av leverandørene. Samtidig kan vi se av figuren at det er stor variasjon i svarene, både blant operatører og leverandører. Dette viser relativt stor grad av uenighet.

**Figur 8: Respondentenes tilbakemelding til påstanden «Endret operatørbilde på norsk sokkel til en situasjon med en stor og mange små operatører har gitt mindre konkurranse om innovasjon i olje- og gassnæringen». Skala 1-5. Kilde: Menon 2014**



Basert på respondentenes resonering knyttet til spørsmålet mener vi at uenigheten skyldes at påstanden dekker over en nyanse. En gjennomgående respons var at hovedproblemet er at de små er så små, og at det ikke nødvendigvis er et problem at Statoil er stor. Flere av de mindre aktørene kan være nyskapende, men på grunn av størrelsen mangler de ressurser, kompetanse og insentiver til å drive teknologiutviklingen fremover. På denne måten er de ikke en reell konkurrent til Statoil.

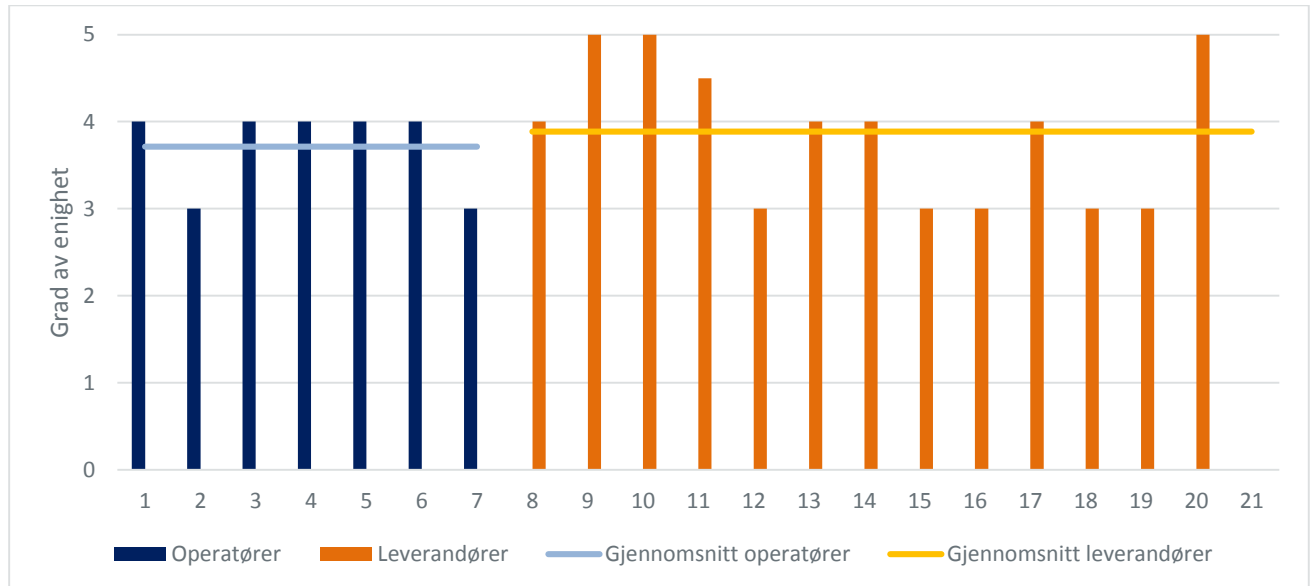
«Problemet er at de små er så små. De satser på kjent teknologi og standardiserte løsninger. At Statoil i seg selv er stor er ikke et problem isolert sett»  
Leverandør

Tidligere var det stor konkurranse mellom de tre store operatørene på norsk sokkel, som drev teknologiutviklingen frem. Samtidig hadde operatørene tidligere ofte hver sine allianser med ulike leverandører. Dette bidro til åpenhet og kunnskapsoverføring. I dag legger Statoil i stor grad føringer for norsk sektor, og har en rolle som kjøper ovenfor de fleste aktørene. I seg selv kan rollen som stor og dominerende kjøper legge begrensinger på muligheter for å inngå for tette allianser, siden Statoil må sikre konkurranse på leverandørsiden. Dermed kan størrelsen i seg selv ha medført at Statoil fått et forhold med mer armlengdes avstand til sine leverandører.

Små aktører opererer som regel på få felt. Lisenser på få felt gir færre insentiver til å satse på ny teknologi, fordi de ikke kan dra nytte av det på andre felt. Store aktører med mange lisenser vil derimot være villig til å utvikle ny teknologi, dersom det gjør andre felt mer lønnsomme. Det er likevel viktig å understreke at hverken store eller små aktører er villige til å investere i ny teknologi dersom eksisterende teknologi fungerer godt på det aktuelle feltet. Det er de krevende prosjektene, der eksisterende teknologi ikke fungerer, som tradisjonelt har drevet mye av teknologiutviklingen.

For å undersøke hvorvidt størrelsen har noe å si for lisenshavernes prioritering av innovasjon, ba vi respondentene ta stilling til følgende påstand: «Lisenshavere med få lisenser prioriterer ikke teknologiutvikling, fordi de ikke kan bruke den på flere felt». I figuren nedenfor viser vi respondentenes grad av enighet til spørsmålet.

**Figur 9: Respondentenes tilbakemelding til påstanden «Lisenshavere med få lisenser prioriterer ikke teknologiutvikling, fordi de ikke kan bruke den på flere felt». Skala 1.5. Kilde: Menon 2014**



Som det går frem av figuren er respondentene i stor grad enig i påstanden. Både operatører og leverandører har et gjennomsnitt opp mot fire, og laveste score er tre. Dette bekrefter responsen fra forrige påstand, at problemet er at de små er så små. De mangler insentiver til å drive teknologiutviklingen fremover, fordi det ikke kommer dem til nytte på andre felt. Dette tar oss igjen tilbake til fellesgodeproblematikken, som nevnt tidligere.

«De små selskapene har liten administrativ kapasitet til å vurdere ny teknologi, og satser ofte på det sikre.»  
- Leverandør

Det er imidlertid store forskjeller på de små oljeselskapene. Der noen er svært innovative og teknologisk rettet er andre mer finansielt styrt med begrensede insentiver til å finansiere teknologiutvikling.

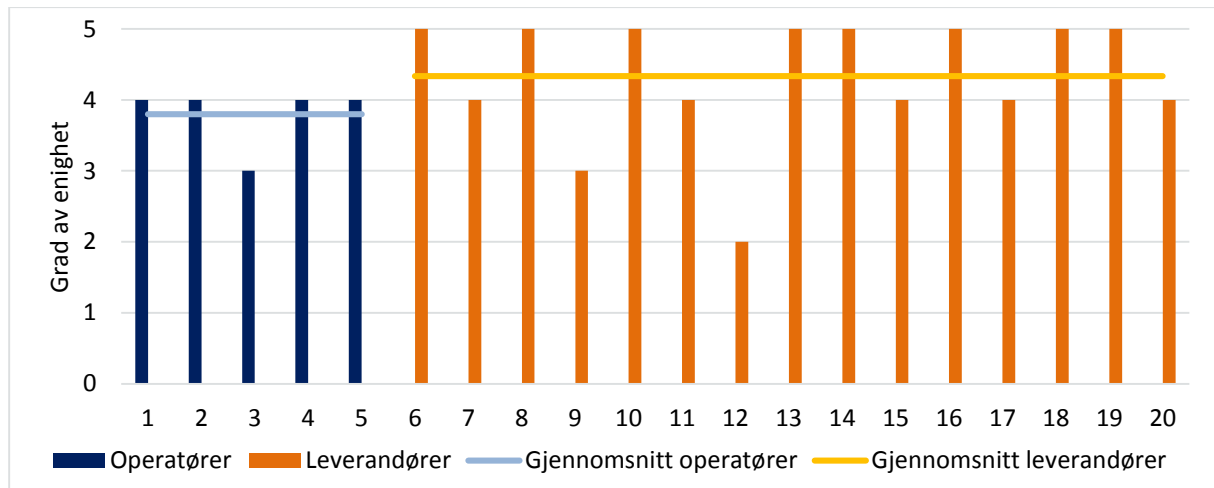
Enkelte av de mindre selskapene fremstår på grunn av sitt eierskap mer som finansielle aktører som satser mest på kjøp og salg av lisensandeler for å få med seg verdiøkningen fra operatørens og andre partners innsats. Dette er ikke i seg selv negativt, men de har begrenset insentiv til å finansiere teknologiutvikling fordi de bare sikrer mot midlertidig deltakelse i lisensen.

Oljedirektoratet har en relativt streng godkjenningsprosess i forbindelse med lisensrunder med klare krav til kompetanse. Enkelte selskaper velger imidlertid å kjøpe inn deler av kompetansen for å møte kravene, snarere enn å ansette denne. Enkelte selskaper oppfyller altså kun et minimum av krav, mens andre har en mer bevisst og langsiktig satsing.

For å teste hvorvidt det faktisk er at enkelte lisenshavere som er finansielt snarere enn teknologisk drevet i mindre grad bidrar til innovasjon, ba vi respondentene ta stilling til følgende påstand: «Lisenshavere som er finansielle

aktører prioriterer billig feltutbygging, og bidrar mindre til teknologisk utvikling og innovasjon enn teknologiske aktører». Respondentens rangering av denne påstanden går frem av figuren nedenfor.

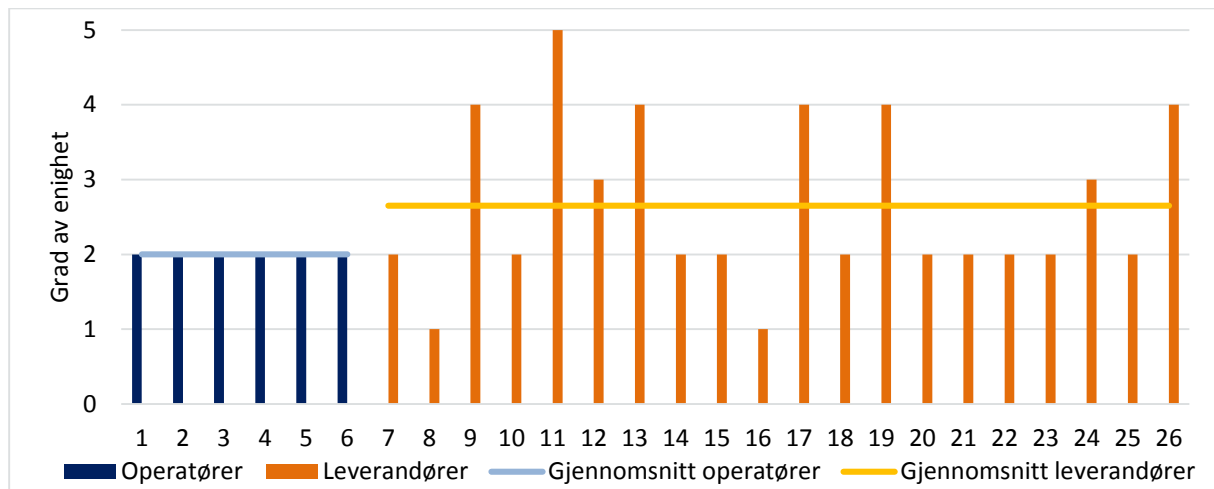
**Figur 10: Respondentenes tilbakemelding til påstanden «Lisenshavere som er finansielle aktører prioriterer billig feltutbygging, og bidrar mindre til teknologisk utvikling og innovasjon enn teknologiske aktører». Skala 1-5. Kilde: Menon 2014**



Med et snitt rundt fire for både operatører og leverandører er det stor enighet i påstanden om at finansielle aktører bidrar mindre til teknologiutvikling enn teknologiske aktører. Disse selskapene har som regel en større grad av assetstyring, enn de mer teknologisk rettede selskapene. De tenker mer kortsiktig, og er mindre villige til å investere i teknologiutvikling som går på bekostning av rask fortjeneste.

Ut i fra responsen på disse tre påstandene ser vi at restruktureringen på operatørsiden har bidratt til å svekke graden av innovasjon på norsk sokkel de siste årene. På leverandørsiden er situasjonen imidlertid en annen. Utregningen av Herfindahlindeksen, som vist tidligere, viser at konkurransen på leverandørsiden har økt de siste årene. Det er flere store aktører, og stor tilvekst av nye leverandører har sørget for at konkurranseintensiteten har økt de siste årene. Tilbakemeldingene fra våre intervjuer tegner det samme bildet. I intervjuene frontet vi påstanden om at «Endret leverandørbilde med færre og større leverandører har gitt mindre konkurranse om teknologiutvikling». Figuren nedenfor viser at spesielt operatører, men også leverandører, mener at konkurransen i leverandørindustrien ikke er redusert.

**Figur 11: Respondentenes tilbakemelding på påstanden «Endret leverandørbilde med færre og større leverandører har gitt mindre konkurranse om teknologiutvikling». Skala 1-5. Kilde: Menon 2014**



På tross av at konkurranseintensiteten har økt, har leverandørindustrien vært preget av oppkjøp og fusjoner de siste årene. Store aktører som Schlumberger, Halliburton og Aker Solutions kjøper opp små innovative selskaper. I følge respondentene kan imidlertid dette bidra til økt innovasjon, fordi de små selskapene ikke har finansiell tyngde til å gjennomføre prosjektene på egenhånd. Disse oppkjøpene kan dermed bidra til at teknologien utvikles og videreføres, og slik sørge for en høyere grad av innovasjon.

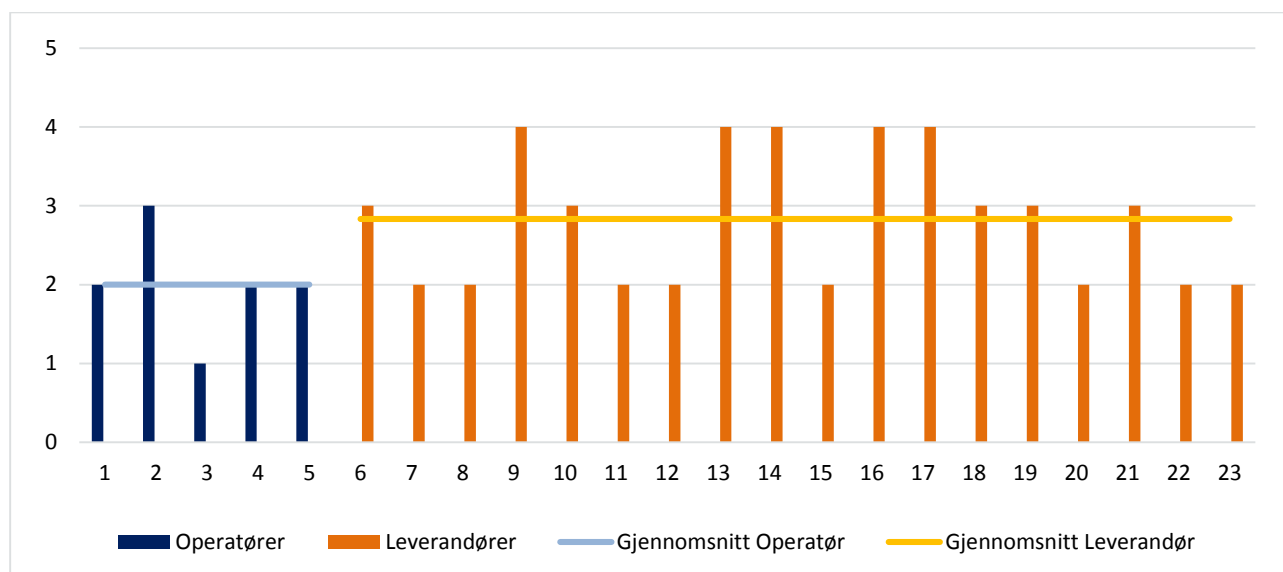
Med svært høy konkurranse, strengere krav og mer risikoaversjon er det naturlig å anta at gevinsten ved utviklingen av ny teknologi er lavere i dag enn før. Dette kan bidra til at innovasjonen svekkes fordi leverandørene har mindre insentiver til å utvikle nye løsninger.

Kostnadsnivået i sektoren er høyt, men det er fortsatt store gevinster i leverandørindustrien om man treffer med riktig teknologi. Imidlertid ser man at graden av testing og dokumentasjon på at teknologien faktisk fungerer er større i dag. Dette reduserer levetiden og utsetter tidspunktet for kommersialisering av nye teknologier, kanskje også levetiden. Dermed svekkes leverandørenes gevinst.

I intervjuene undersøkte vi dette, ved å be respondentene ta stilling til påstanden «Leverandørbedrifter har mindre gevinst nå enn tidligere i å utvikle, markedsføre og selge ny teknologi». Figuren nedenfor viser responsen på påstanden.



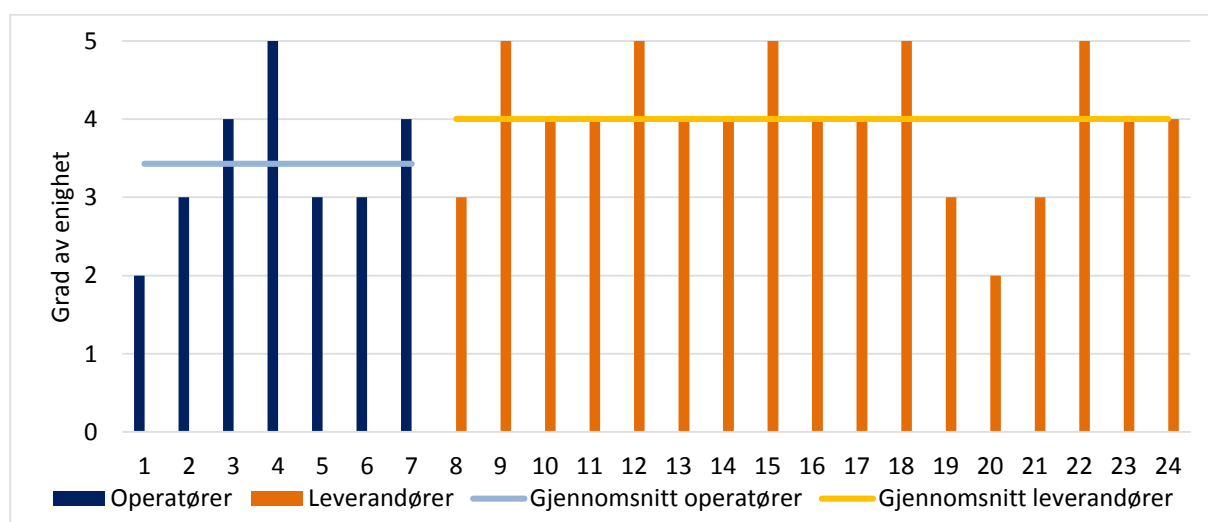
**Figur 12: Respondentenes tilbakemeldinger på påstanden «Leverandørbedrifter har mindre gevinst nå enn tidligere i å utvikle, markedsføre og selge ny teknologi». Skala 1-5. Kilde: Menon 2014**



Ut i fra besvarelsene er det grunn til å tro at påstanden ikke stemmer. Operatørene er tydelig uenige i påstanden. Leverandørene er uenige seg imellom, men gjennomsnittet heller så vidt mot uenighet til påstanden.

Som nevnt tidligere er innovasjonen ofte høyere i lavkonjunkturer enn i høykonjunkturer. I lavkonjunkturer er aktørene presset på marginen, og tvinges til å utvikle kostnadsbesparende og effektiviserende løsninger. I høykonjunkturer prioriteres derimot høy produksjon foran innovasjon og utvikling av nye løsninger. I våre intervjuer undersøkte vi om respondentene mente at dette er tilfellet på norsk sokkel i dag. Vi frontet påstanden om at «På grunn av kapasitetsproblemer prioriterer oljeselskap og leverandørindustrien opprettholdelse av høy produksjon over utvikling av nye løsninger». Figuren nedenfor viser responsen på påstanden. Det er generelt stor enighet om dette blant respondentene, spesielt blant leverandørene med et snitt på 4,3.

**Figur 13: Respondentenes tilbakemeldinger på påstanden «På grunn av kapasitetsproblemer prioriterer oljeselskap og leverandørindustrien opprettholdelse av høy produksjon over utvikling av nye løsninger». Skala 1-5. Kilde: Menon 2014**



## 5. Har endring av risikofordeling og mer detaljspesifikasjon redusert innovasjon?

*I dette kapitlet drøfter vi om endring i kontraktsformer har medført endring i risikofordeling mellom operatører og leverandører. I kapittel 5.1 gis en faglig vurdering av dette forhold, mens vi i de påfølgende delkapitler viser respondentenes vurderinger.*

*Vi viser at endring i kontraktvilkår mellom operatør og leverandør sannsynligvis har redusert risiko for operatører og økt risiko for leverandører. Endringer i kontraktbetingelser, operatørens bruk av interne standarder og operatørens kontrollrutiner synes å ha ført til økte kostnader hos leverandørene og svekket leverandørenes insentiver til å innovere. Dette virker som en utilsiktet virkning, tatt i betraktning at mye av hensikten har vært å redusere kostnader. Det virker å være en ny trend at enkelte oljeselskaper legger inn klausuler i kontraktene om at oljeselskapet skal ha eierskap til innovasjon som utvikles på prosjektet, og vi påpeker at det kan lede til mindre innovasjon på prosjektene.*

*Økt fokus på risikostyring og kontroll har medført at både operatører og leverandører melder om at svært mye av deres tidsbruk nå går med til rapportering og utfylling av skjema. Tatt i betraktning av olje- og gassnæringen er Norges mest produktive, er samfunnsøkonomiske kostnader ved unødvendig rapportering formidable.*

### 5.1. Endringer i kontraktsforhold og bruk av selskapsinterne standarder kan ha økt leverandørenes kostnader og risiko og redusert deres innovasjonsevne.

Inntil utviklingen endret seg på nittitallet, var praksis at oljeselskapene sto for design av elementene i utbyggingsløsninger ved hjelp av ulike konsulenter, og kontraherte rene byggeoppdrag med detaljerte spesifikasjoner til fabrikkasjonsleverandører. Oljeselskapene hadde direkte relasjoner til en lang rekke ulike leverandører og satte deres bidrag sammen internt i egen organisasjon.

På nittitallet kom det en ny trend der oljeselskapene gradvis gikk over til å fokusere på egen kjernekompetanse innenfor tolkning av seismikk, reservoarforståelse, prosjektledelse etc., og startet outsourcing av ansvaret for annen teknologiutvikling til leverandørene. Dette falt sammen med en bølge av fusjoner som førte til dannelsen av supermajors med bred global rekkevidde. Dette kan i en innovasjonsteoretisk ramme tolkes som at man skiftet fra bredde til størrelse, for å spisse kompetansen til de mest lønnsomme delene som til gjengjeld kunne brukes med stor skalafordel over et langt større marked. Dette er naturlig når man når mer kunnskapsintensive nivåer.

Samtidig fikk leverandørene større muligheter til å spisse sin kjernekompetanse og utvikle den videre, ved at de kom inn langt tidligere i utviklingsprosessene og fikk mer av ansvaret for design og innovasjon innenfor større rammekontrakter (EPC) som gikk mer i retning av funksjonsspesifikasjoner. Leverandørene kombinerte ingeniørarbeid, fabrikasjon, og innkjøp fra underleverandører i en organisasjon. Dette skulle gi hovedleverandørene stor frihet til å ta ut interne synergieffekter og utnytte egen kreativitet til å optimalisere prosjektet innenfor rammen av kontrakten, herunder realisere kostnadsgevinster. Ved at ny kunnskap tilfalt leverandøren, kunne leverandøren benytte på fremtidige prosjekter ved å øke funksjonaliteten og redusere kostnader for alle.

Endringene ble i stor grad drevet frem av fallet i oljeprisene midt på åttitallet og vedvarende lave priser på nittitallet, samtidig som kostnadsnivået ikke fulgte etter. Ikke minst i Norge ble det stort fokus på å holde kostnader i sjakk. NOU 11:1999 viser at flere utbygginger på 90-tallet ble mer enn 100 prosent dyrere enn indikert

i PUD<sup>20</sup>. For å opprettholde norsk sokkels konkurransevne og lønnsomhet i olje- og gassvirksomheten var det både fra politisk hold og fra næringen selv en erkjennelse av at det var nødvendig med omfattende endringer og kostnadsreduksjoner.

Dette førte til NORSOK-prosessen som pågikk under det meste av nittitallet. Gjennom rapporter og samarbeidsorganer siktet den bl. a mot:

- Implementering av den endrede samarbeidsmodellen med bruk av EPC-kontrakter og overføring av teknologiansvaret til leverandørene.
- Reduksjon av byråkrati og dokumentasjonskrav
- Utvikling av fellesstandarder til erstatning for selskapsespesifikke standarder
- Mindre "skreddersøm" og mer bruk av standardiserte løsninger.
- Samarbeid og allianser mellom oljeselskap og leverandører, slik at de kunne utnytte hver sin kjernekompetanse til innovasjon, synergi, utprøving, pilotering etc. som likeverdige parter.

Det er bred enighet om at overføring av teknologiansvaret til leverandørene har vært et meget viktig bidrag til innovasjon og vekst. Også forenklingsarbeidet i NORSOK var i utgangspunktet vellykket. Ifølge NOU 1999:11 oppnådde man betydelige kostnadsreduksjoner og raskere gjennomføring<sup>21</sup>.

Men gjennomføringen av anbefalingene var langt fra perfekt, og diskusjonen om kontraktsformer og risikofordeling etc. har fortsatt. EPC-kontraktene gir leverandørene større handlefrihet til å utforme løsninger, men også økt risiko for økte gjennomføringskostnader. Det var og er en vedvarende diskusjon om behandlingen av endringer underveis i prosjektet.

NORSOK var eksplisitt på at man forutsatte tillit mellom partene. I tillegg forelå det en felles erkjennelse av at begge parter er del av en norsk teknologiklynge, og at det oppstår stor fellesnytte når det går godt for alle parter og man kan øke kompetansenivået.

### 5.1.1. Opptur og kostnadsvekst

Med oljeprisoppgangen fra 2004-2005 fikk industrien en markant opptur med aktivitetsvekst, men også en rask kostnadsøkning.

Rundt regnet er to tredjedeler av kostnadsveksten global. Den skyldes særlig to faktorer:

- Høy aktivitet fører til knapphet av ressurser i alle ledd i leverandørkjeden, dette medfører tapt effektivitet, press på markedene for innsatsfaktorer og kvalifisert arbeidskraft og endelig, til forsinkelser på prosjektene. I noen tilfeller ekspanderer også leverandører for sterkt og for raskt, og får sin kompetanse utvannet, slik at produktiviteten faller. Kostnadene som følge av dette øker i hvert ledd i kjeden.
- I oppgangstider svinger markedsmakten til leverandørene, mens oljeselskapene har overtaket under lavkonjunktur. Dette fører til at leverandørenes marginer er sykliske og at leverandørene må påta seg

---

<sup>20</sup> Olje- og energidepartementet (1999): NOU 11 1999: Investeringsutviklingen på norsk sokkel. Tilgjengelig på: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/1999/NOU-1999-11.html?id=141693>

<sup>21</sup> Olje- og energidepartementet (1999): NOU 11 1999: Investeringsutviklingen på norsk sokkel. Tilgjengelig på: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/1999/NOU-1999-11.html?id=141693>

så mange oppdrag som mulig for å tjene så mange penger som mulig i oppgangstider, uten tanke på tilgang til tilgjengelige ressurser.

En raskere lønnsøkning i Norge (for alle) forklarer mye av den siste tredjedelen, men naturlig nok har det vært stor interesse for å finne andre særnorske faktorer. Bildet er sammensatt og ikke entydig.

### **5.1.2. Bedriftsspesifikke og mer detaljerte standarder**

Gjennom intervjuene har vi fått tilbakemelding om at selskapene i større grad enn tidligere benytter bedriftsspesifikke standarder, og dette vanskeliggjør standardisering på tvers av selskapene. Det kan være flere årsaker til at standardene er blitt mer bedriftsspesifikke og detaljerte.

#### **Økt risikoaversjon i etterkant av Macondo**

Ettervirkninger av Macondo-ulykken i 2010 førte til skjerpede sikkerhetskrav i USA, EU og andre land. Store kostnader og erstatningskrav mot BP har ført til at sikkerhetsfokuset har økt ytterligere i en rekke store selskaper.

Sikkerhetsfokuset var stort og økende helt fra år 2000, og fokus var først og fremst på faren for yrkesskader. Storulykkesrisiko og teknisk integritet fikk ikke økt oppmerksomhet før etter at Macondo inntraff.

Det er sterkt press, ikke minst i det nye EU-direktivet om HMS, for at oljeselskaper skal holde samme høye krav over hele verden. Dette har ført til at oljeselskapene har utformet nye, bedriftsinterne standarder med redegjørelse for hvordan kravene skal oppfylles, og at bedriftsspesifikke standarder implementeres likt i alle land hvor selskapet opererer, i tillegg til eventuelle tilleggskrav som følger av nasjonal jurisdiksjon.

Norsk regelverk er hovedsakelig basert på funksjonskrav, dvs. at oljeselskapene har stor frihet til selv å velge eller utvikle standarder som oppfyller offentligrettslige funksjonskrav. Det norske regelverket legger derfor til rette for bruk av fellesstandarder på tvers av ulike oljeselskaper, og å utvikle slike fellesstandarder har vært og er et viktig mål for å redusere kostnader.

Selv om oljeselskapene bruker egne standarder, behøver de ikke bli mer detaljerte, og det må søkes egne forklaringer på hvorfor standardene fremstår som det. En mulighet er at de nye bedriftsspesifikke standardene blir påvirket av den amerikanske tradisjonen med et såkalt "preskriptivt" regelverk, dvs. at det kreves spesifikke tekniske løsninger. Det norske systemet med funksjonskrav gir selskapene stor frihet til å velge eller utvikle nye standarder som oppfyller funksjonskravene, herunder at disse selv er funksjonsorientert. Preskriptive standarder binder opp teknologiutvikling og hindrer innovasjon.

Det er altså et mulig spenningsforhold mellom økte internasjonale krav til operatører om utarbeidelse av gjennomarbeidede bedriftsspesifikke standarder og muligheten for utarbeidelse av fellesstandarder mellom oljeselskapene til bruk på norsk sokkel. Det synes som om de fleste operatører velger å utarbeide bedriftsspesifikke standarder som kan implementeres over hele verden, og disse standardene vil sannsynligvis inneholde flere krav enn det som er påkrevd iht. det norske regelverket. Dette medfører at leverandørene må forholde seg til ulike krav, avhengig av hvilket oljeselskap som er sluttkunde for leveransen. For leverandørene har dette en kostnadsdrivende effekt.

#### **Har økt bruk av asiatiske verft gitt økt behov for detaljspesifikasjon?**

En annen mulig forklaring er fremveksten av asiatiske verft som er meget konkurransedyktige på pris, men uerfarne mht. tolkning av norske krav og regelverk. Den norske modellen med stor handlefrihet for leverandører lar seg derfor ikke lett anvende for disse. Skal man bruke asiatiske verft, kan det være nødvendig å bruke mer detaljerte spesifikasjoner. Anbudsgrunnlaget må utformes likt for alle inviterte leverandører, og dermed blir det høyere detaljeringsnivået også anvendt på de norske leveransene.

### Kan ønske om å unngå endringsordre forklare mer detaljspesifikasjon?

Anbudsutforming, leverandørens pris og erfaring med vinneren av anbudet er forhold som oljeselskapene tillegger vekt ved tildeling av kontrakt. I denne forbindelse vurderes risiko for overskridelser (som igjen bl. a avhenger av omfanget av forventede endringer), ekstra kostnader for mer omfattende forberedelser, kontroll og oppfølging av mindre kompetente og fjerntliggende leverandører, og verdien av bruk av høykompetente leverandører.

Oljeselskapene ønsker alltid å redusere diskusjonen om endringer. Endringer i kontraktsforhold kan sees i sammenheng med de samme trendene, men de kan også sees på som en del av oljeselskapenes sparestrategi. Blant annet er det nevnt mer bruk av fastpriskontrakter og innkreving av dagbøter.

Isolert sett er det ikke noe galt med fastpriskontrakter og innkreving av dagbøter, selv om de kan være krevende og øker leverandørens risiko. Fastpriskontrakter bør forutsette et solid fortjenesteelement og klarhet om hva som skal leveres innenfor den faste prisen, og hvordan man skal beslutte og behandle endringer og konsekvensen av endringer. Ofte kan en endring medføre fordeler for operatøren men øke leverandørkostnader og leveringstiden. Det har vært en utvikling de siste årene at dagbøter automatisk kreves betalt av leverandøren dersom det foreligger forsinkelse, og det uansett om selskapet instruerte endringer underveis eller unnlot å ta i bruk leveransen ved levering. Oppturen i markedet, og ressursknappheten, har medført at flere leverandører faktisk leverer forsinket. Dersom ikke leverandøren har budsjettert med betaling av dagbot, vil leverandørens fortjeneste bli betydelig redusert som følge av betaling av dagbot.

Bruk av «generelle» arbeidsbeskrivelser gir generelt mindre rom for leverandøren til å kreve endringsordre, men forutsetter forståelse av norske offentligrettslige krav. Hvis derimot detaljspesifikasjonen blir for omfattende er det ikke mulig for leverandøren å lese, forstå og prise alle krav i den korte tilbudsperioden, og leverandørene må enten prise anbudet på grunnlag av erfaring med selskapet eller ta en risiko.

#### 5.1.3. Eierskap til teknologi

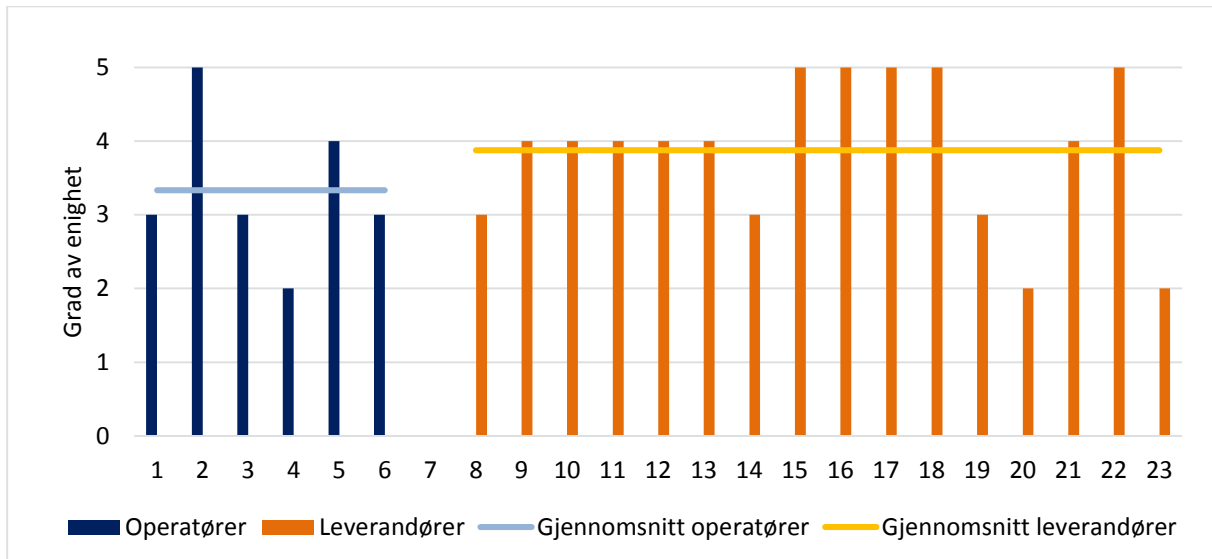
Det synes klart fra intervjuene at eierskap til utviklet teknologi er blitt et tema i kontraktsforhandlinger. Vi er ikke kjent med hvor utbredt dette er, eller hvor mange og hvilke oljeselskaper som ønsker å ha eiendomsretten til innovasjon utviklet gjennom kontraktsforholdet. Fra et faglig synspunkt synes det imidlertid klart at operatørens ønske om å kapitalisere på innovasjon reduserer en gevinst leverandørene har ved kontrakten.

## 5.2. Risikooversjon og detaljstyring hindrer innovasjon

*Gjennom intervjuene har flere gitt uttrykk for økt «byråkratisering», i betydning økt omfang av rapportering underveis i prosjektet og økt kontroll fra oljeselskapene. Uttrykk for økt byråkratisering er gitt både av representanter for operatørene og leverandørene. Økt fokus på risikostyring og kontroll har medført at både operatører og leverandører melder om at svært mye av deres tidsbruk nå går med til rapportering og utfylling av skjema. Tatt i betraktning av olje- og gassnæringen er Norges mest produktive, er samfunnsøkonomiske kostnader ved unødvendig rapportering formidable.*

Som beskrevet foran tyder mye på at kontraktsregimet er endret slik at mer av risikoen lempes over på leverandørene. Det har den siste tiden bl.a. vært mer bruk av fastpris fremfor timeavregning. For å undersøke hvorvidt dette hemmer innovasjonen ba vi respondentene ta stilling til påstanden «Leverandørene har blitt mer risikoaverse fordi de må bære en større del av risikoen i kontrakter med operatørene». Figuren nedenfor viser responsen på påstanden.

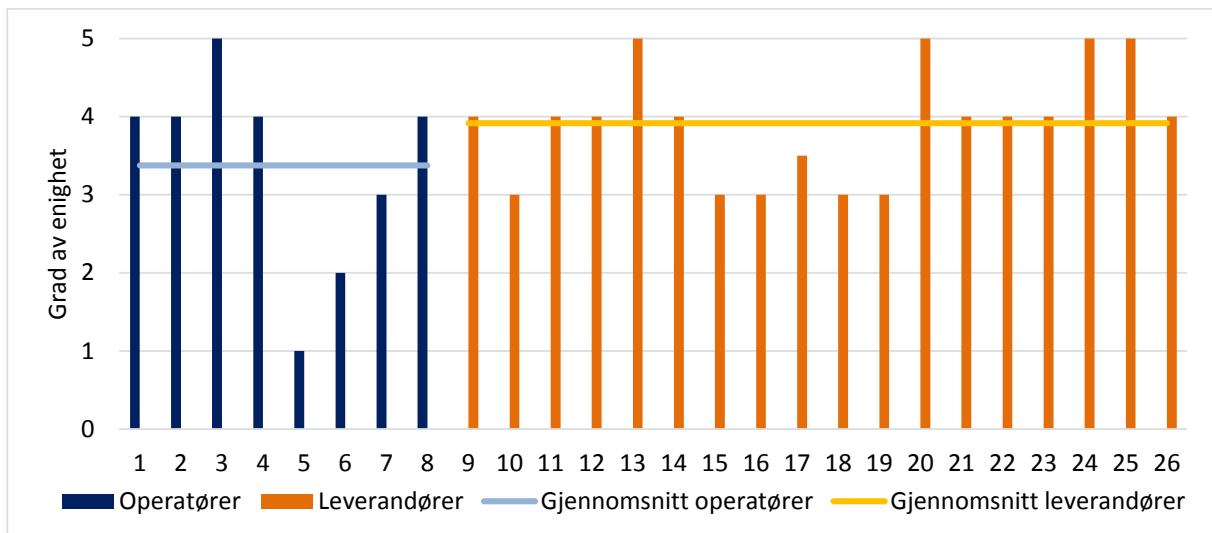
**Figur 14: Respondentenes tilbakemeldinger på påstanden «Leverandørene har blitt mer risikoaverse fordi de må bære en større del av risikoen i kontrakter med operatørene». Skala 1-5. Kilde: Menon 2014**



Både operatører og leverandører er relativt enige i påstanden. Som det fremgår av figuren er leverandørene imidlertid jevnt over mer enige i påstanden enn operatørene. Flere av respondentene har kommentert at overveltingen av risiko økte etter Statoil/Hydrosammenslåingen, og spesielt etter Macondo. Mer risiko for leverandørene bidrar til at de i større grad velger teknologi som er utprøvd og kjent.

Respondentene gir uttrykk for at risikostyring og kontroll vektlegges mer. Vi ønsket i den sammenheng å teste hvorvidt økt rapportering og kontroll kan bidra til konservative beslutninger ved å satse på mer kjent teknologi og løsninger. For å teste dette i intervjuene ba vi respondentene ta stilling til påstanden om at «Mer vektlegging på risikostyring og kontroll hos operatørene medfører at en velger tryggere løsninger i form av allerede utprøvd teknologi». Resultatene vises i figuren nedenfor.

**Figur 15: Respondentenes tilbakemeldinger på påstanden «Mer vektlegging på risikostyring og kontroll hos operatørene medfører at en velger tryggere løsninger i form av allerede utprøvd teknologi». Skala 1-5. Kilde: Menon 2014**



«Normalen er at man må gjennom flere prosesser før man tar en beslutning. Det kan bidra til at vi blir mer risikoaverse.»

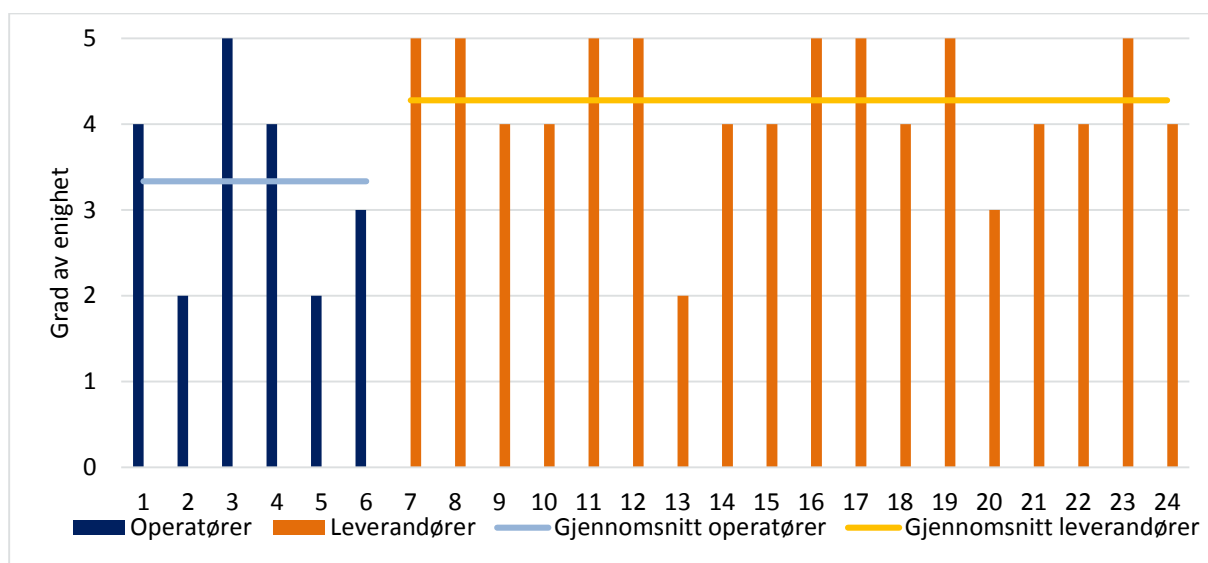
- Operatør

Både leverandørene og operatørene var relativt enige i påstanden. Selskapene velger eksisterende teknologi som fungerer godt fremfor ny og litt forbedret teknologi med høyere risiko. Samtidig er det viktig å ta med i betraktningen at norsk sokkel er moden. For prosjekter med stort sett kjente forhold er det få insentiver til å utvikle ny teknologi. Svært få er villige til å ta i bruk ny teknologi

der man vet at det ikke er behov for det. På den annen side viser OG 21 i en studie (OG21: 2014)<sup>22</sup> at en innen boring og brønn har flere teknologier som til tross for at de er tilstrekkelig testet og rimeligere enn eksisterende teknologi, ikke tas i bruk. Det er altså grunn til å anta risikoaversjonen kan bidra til at kostnadene er høyere enn de trenger å være og innovasjonen lavere enn den burde.

Samtidig som operatørene har blitt mer risikoaverse de siste årene har de ifølge våre respondenter innført mer detaljerte spesifikasjoner og økte krav til kontroll og dokumentasjon. Flere selskap har utarbeidet sine egne krav til standarder. Dette øker kostnadene og hemmer innovasjonen. For mange detaljer gir lite rom for nye løsninger. I intervjuene ba vi respondentene ta stilling til påstanden «Detaljerte spesifikasjoner, og kravene til etterfølgende kontroll og dokumentasjon fra operatørene hemmer innovasjon og utvikling av nye løsninger». Figuren nedenfor viser besvarelsene.

**Figur 16: Respondentenes tilbakemeldinger på påstanden «Detaljerte spesifikasjoner, og kravene til etterfølgende kontroll og dokumentasjon fra operatørene hemmer innovasjon og utvikling av nye løsninger». Skala 1-5. Kilde: Menon 2014**



Tilbakemeldingene fra intervjuene antyder at detaljspesifikasjonene har økt de siste årene, og spesielt de selskaps-spesifikke. Leverandørene er svært enige i påstanden, mens operatørene er mindre enig. Flere påpeker at detaljspesifikasjonene hindrer utviklingen av nye løsninger, som nevnt tidligere. Kravene varierer fra selskap til selskap, noe som gjør det kostbart for leverandørene å tilpasse seg. Det blir vanskeligere å oppfylle alle kravene, noe som kan bidra til at konkurransen reduseres, kostnadene øker og innovasjonen svekkes.

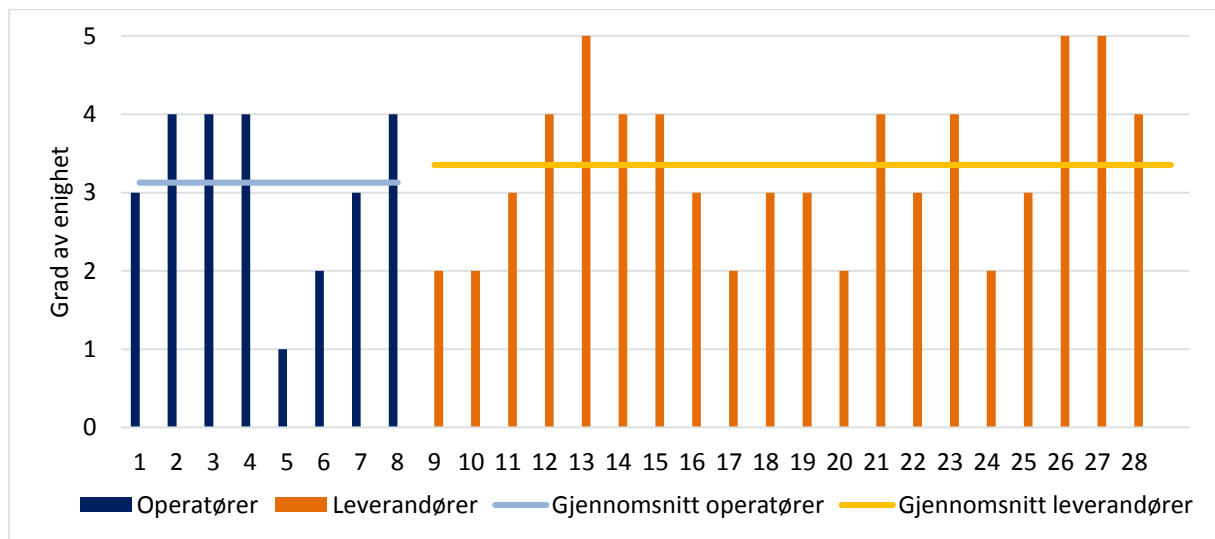
«Formaliteten og det økonomiske har blitt viktigere. Det er for mange standarder i dag.»

- Leverandør

<sup>22</sup> OG21 (2014): Technologies to improve drilling efficiency and reduce costs  
Menon Business Economics

På leverandørene sin side er det ikke like tydelig at innovasjonen svekkes av risikoaversjon. Fordi det er stor konkurranse er leverandørene avhengig av å være innovative og komme med nye løsninger. Det er imidlertid store ulikheter mellom leverandørene. Noen er mer risikoaverse, mens andre er svært innovative og prøver nye løsninger. Hvor innovative leverandørene har mulighet til å være avhenger samtidig av kontrakten med operatørene, som nevnt tidligere. Jo mer risiko leverandørene påtar seg, jo tryggere løsninger bruker de. I intervjuene frontet vi påstanden «Mer vektlegging på risikostyring og kontroll hos leverandørene medfører at en velger tryggere løsninger i form av allerede utprøvd teknologi». Responsen vises i figuren under.

**Figur 17: Respondentenes tilbakemeldinger på påstanden «Mer vektlegging på risikostyring og kontroll hos leverandørene medfører at en velger tryggere løsninger i form av allerede utprøvd teknologi». Skala 1-5. Kilde: Menon 2014**



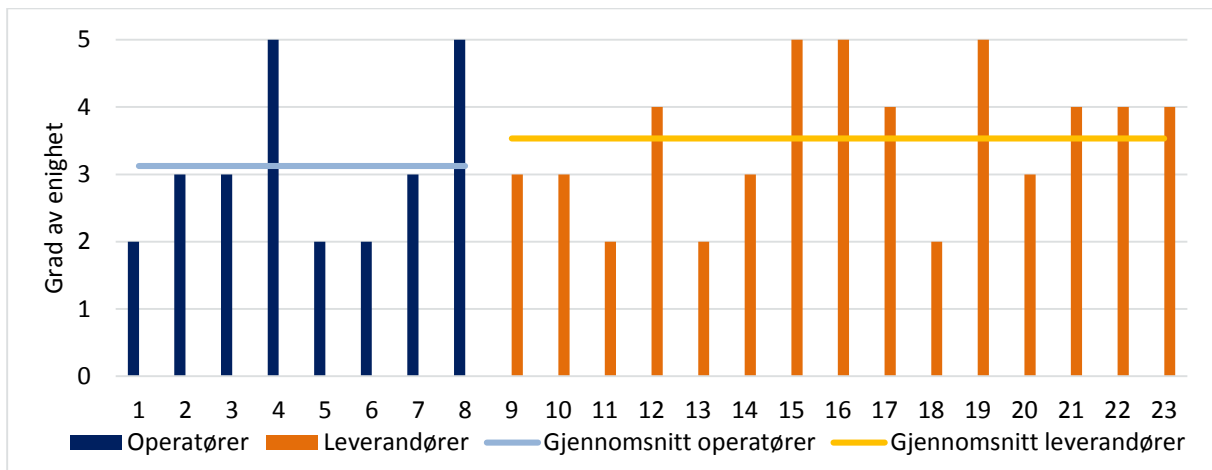
«Ofte foreslår leverandørene løsninger som skal øke effektiviteten, men operatørene velger den bort.»  
- Operatør

Det er kun begrenset støtte til denne påstanden. Flere av respondentene påpekte at norsk sokkel preges av mange svært nyskapende leverandører. Det kan dermed tyde på at leverandørenes risikovilje styres mer av kontraktene med operatørene enn av interne organisatoriske forhold.

Dersom operatørene fastsetter utbyggingsløsningen for tidlig kan dette svekke innovasjonen. I tilfelle bruker de liten tid på å finne alternative løsninger, og man tyr lettere til eksisterende teknologi. For å undersøke om respondentene mener at utbyggingsløsningene låses for tidlig, frontet vi påstanden om at «Operatørene har hastverk i tidligfasene av feltutviklingen, og låser utbyggingsløsning for tidlig». Figuren nedenfor viser resultatet av påstanden.



**Figur 18: Respondentenes tilbakemeldinger på påstanden «Operatørene har hastverk i tidligfasene av feltutviklingen, og låser utbyggingsløsning for tidlig». Skala 1-5. Kilde: Menon 2014**



Resultatene fra intervjuene indikerer at utbyggingsløsningen ofte låses tidlig, men som regel ikke for tidlig til at ny teknologi kan implementeres. Flere mener imidlertid at man låser tidligere nå enn før, som en følge av økt risikoaversjon og økte krav til rask cash flow.

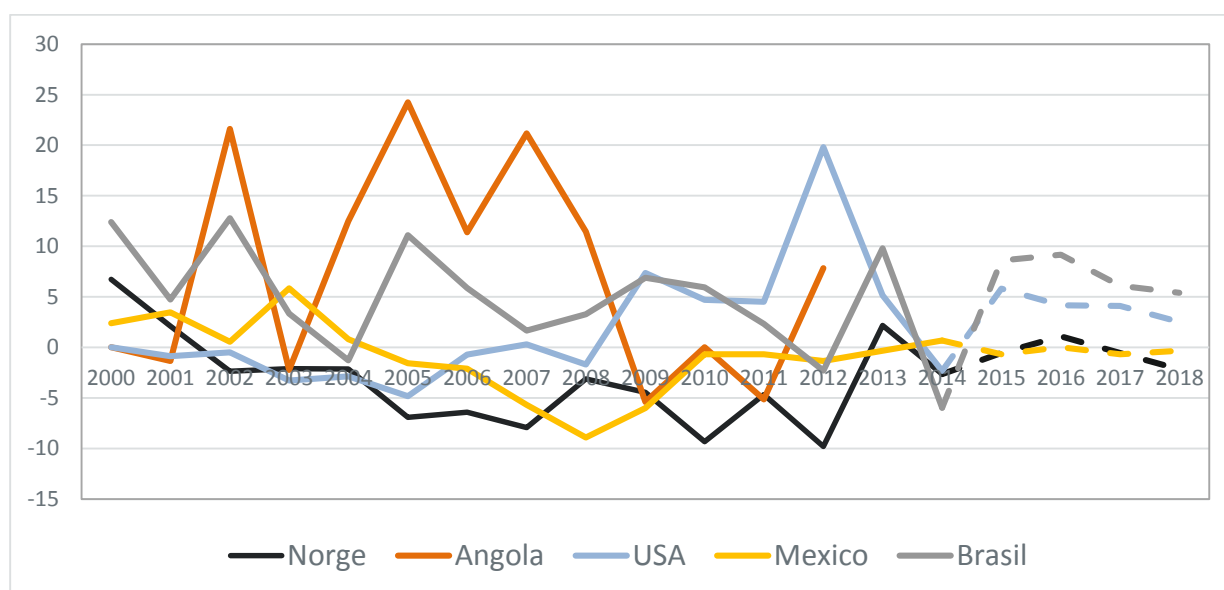
Det bemerkes tilslutt at Oljedirektoratet har påpekt at kostnadsoverskridelser ofte skyldes at operatøren har hastverk med å få prosjekter gjennom beslutningsportene nettopp av hensyn til å opptjene inntekter tidligere. Det gjelder særlig beslutningsporten etter at FEED-studier (front end engineering, som definerer konseptvalget) er fullført og prosjektet skal godkjennes i lisensgruppen, innsendelse av PUD til myndighetene, prosjektering og fabrikkasjon. I denne forbindelse anbefales «Front End Loading», som innebærer at mye ressurser brukes tidlig i utvikling av konseptet, slik at konseptet er robust før designet fryses. Et gjennomgående trekk ved prosjekter med store kostnadsoverskridelser er at FEED-studiene ikke var fullført, designet var ufullstendig og mangelfullt, eller det ble besluttet å endre et valgt design senere. Derimot er det fornuftig å utsette beslutningsporten inntil designet er godt og komplett.

## 6. Bidrar økt aktivitet på andre sokler til redusert innovasjon på norsk sokkel?

*Det er ikke grunn til å tro at økt produksjon og innovasjon på andre sokler svekker innovasjonen på norsk sokkel. Ny teknologi hentes hjem til norsk sokkel, samtidig som norske aktører har vært med på teknologiutviklingen på andre sokler.*

Etter at oljeprisen passerte 100 dollar i 2008 har en rekke alternativer til mer konvensjonell produksjon blitt mer kommersielt interessante. Spesielt skiferproduksjon, ressurser på ultradypt vann og tungolje seilet opp som mer interessant enn tidligere. Flere av disse utvinningsmetodene er kun marginalt lønnsomme eller ulønnsomme, særlig på lavere oljeprisnivåer. I næringen har det imidlertid vært et sterkt press for å finne løsninger som sikrer at ressursene skal være mer kommersielt interessante. Dette presset har til en viss grad flyttet teknologifronten fra norsk sokkel, som tidligere ble regnet som et testlaboratorium for utvikling av nye løsninger. For å illustrere utviklingen kan endringer i oljeproduksjon i de ulike landene være en indikasjon. Figuren under viser årsvekst i millioner produserte fat per dag for Angola mellom 2000 og 2012, og Norge, USA, Mexico og Brasil mellom 2000 og 2018. Den beskriver hvordan årsveksten i oljeproduksjonen generelt har vært høyere på de andre soklene enn den norske. IEA anslår også at spesielt USA og Brasil vil ha en høyere årsvekst i årene fremover.

Figur 19: Oljeproduksjon 2000 – 2014 i utvalgte land. Årsvekst. Millioner fat per dag. Stiplet linje viser anslag. Kilde: IEA



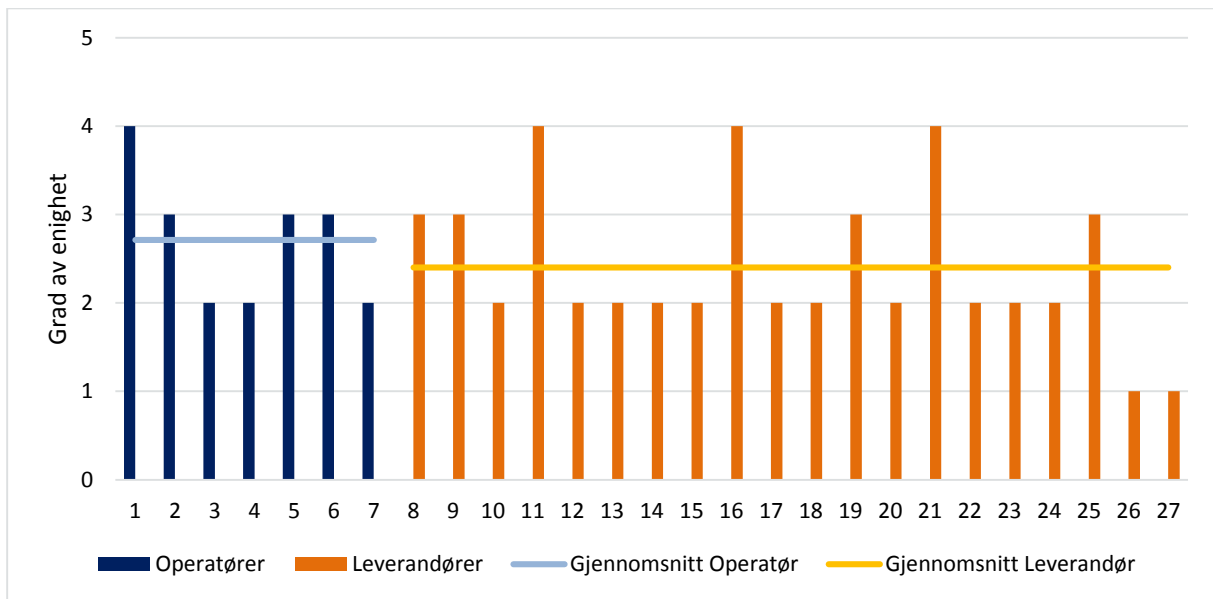
### 6.1. Økt aktivitetsnivå på andre sokler svekker ikke nødvendigvis norsk innovasjon

Ut fra våre intervjuer tyder det på at teknologien som er aktuell for norsk sokkel hentes hjem i dag. I intervjuene frontet vi påstanden om at «mer utvikling av nye typer felt på andre sokler medfører at teknologiutviklingen blir mindre relevant på norsk sokkel». Figuren nedenfor illustrerer besvarelsene.

«Bedre tilgang på ny teknologi er kun en styrke, uansett hvor den utvikles.»

- Leverandør

**Figur 20: Respondentenes tilbakemeldinger på påstanden «Mer utvikling av nye typer felt på andre sokler medfører at teknologiutviklingen blir mindre relevant på norsk sokkel». Skala 1-5. Kilde: Menon 2014.**



Respondentene er generelt uenige i at utviklingen på andre sokler svekker teknologiutviklingen på norsk sokkel. Mange argumenterer for at det kun er en fordel med teknologisk utvikling, uansett hvor den utvikles. Flere påpeker også at norske aktører er med på å utvikle teknologien på andre sokler, og mener at vi klarer å bruke den teknologien som utvikles andre steder. På den annen side er det grunn til å vente at tidsforsinkelser kan medføre betydelige verdiskapingstap.

## 7. Økt offentlig innsats innen teknologiimplementering og pilotering kan trolig øke omfanget av innovasjon

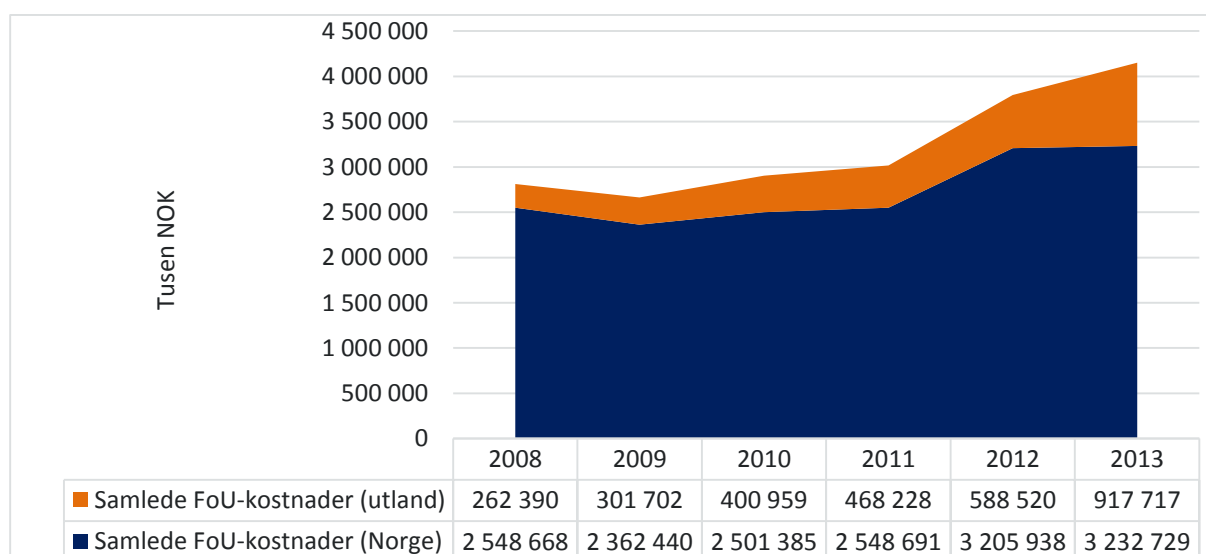
*Tilgangen til fullskala testing av ny teknologi og pilotering er begrenset på grunn av svært høye kostnader og få fasiliteter. Dette reduserer graden av innovasjon på norsk sokkel. Samtidig kan innovasjonen styrkes ved å innføre skatteinsentiver for krevende felt og prosjekter.*

Offentlig regulering og støtteordninger har stor betydning for omfanget av teknologiimplementering og pilotering. Menon (2014) har nylig utarbeidet en rapport hvor vi viser hvordan det offentlige i større grad kan legge til rette for bruk av pilotering i norsk næringsliv, og i den sammenheng også vist hvilke positive samfunnsøkonomiske effekter en kan få som følge av dette. Innenfor olje og gass har særlig skatte- og avgiftsregler, avskrivnings- og fradragregulering, samt reguleringer knyttet til helse, miljø og sikkerhet stor betydning. Eksempelvis har fradragmulighet for FoU-kostnader i investering og drift stor betydning for omfang av FoU-aktivitet. Samtidig har bestemmelsen om at det er operatøren som prioriterer hvilke områder FoU-midlene skal kanaliseres til hatt stor betydning for allokeringen av midlene.

### 7.1. Den offentlige andelen av FOU-bidrag har falt de siste årene til tross for økt fellesgodeproblematikk

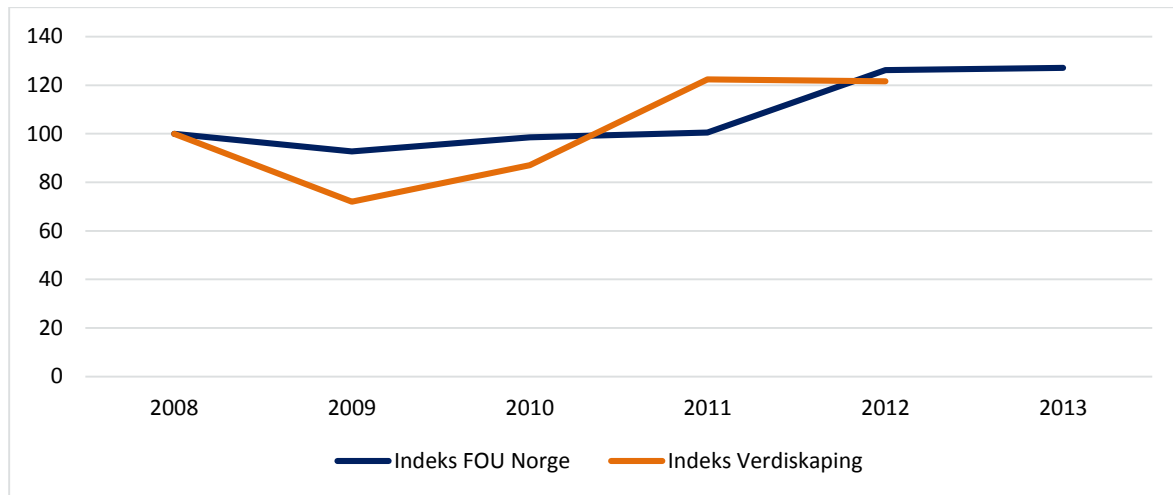
Offentlige reguleringer knyttet til olje og gass er preget av stor stabilitet. De siste årene har det vært relativt marginale endringer i rammevilkårene, om en ser bort fra den vedtatte økningen i petroleumsskatten. Vi ser imidlertid at andelen forskningsmidler som er allokert til petroleumsformål er blitt redusert senere år, selv om man i løpende kroner har hatt en marginal økning. Økningen er imidlertid så vidt høyere enn inflasjonen, hvilket medfører at overføringene målt i faste kroner har stått stille. I samme periode har derimot omfanget av investeringer og driftskostnader økt markant. Dette har ledet til en tilsvarende økning i bruk av FoU-midler hos operatører og leverandører. Figuren nedenfor illustrerer utviklingen i FOU-kostnader mellom 2008 og 2013 hos operatører.

Figur 21: Forsknings- og teknologirapportering 2008 - 2013. Kilde: Norges forskningsråd (2014). FOT-rapport for 2013



Den viser at bruken av FOU har økt siden 2008, og spesielt etter 2011. Figuren under viser indekserte serier av FOU-kostnadene i Norge og verdiskapingen i olje- og gassnæringen. Den illustrerer at FOU-kostnadene med visse variasjoner stort sett har fulgt verdiskapingen hos operatører siden 2008.

**Figur 22: FOU og verdiskaping i olje- og gassnæring. Indeks, 2008 = 100. 2008 – 2013.**



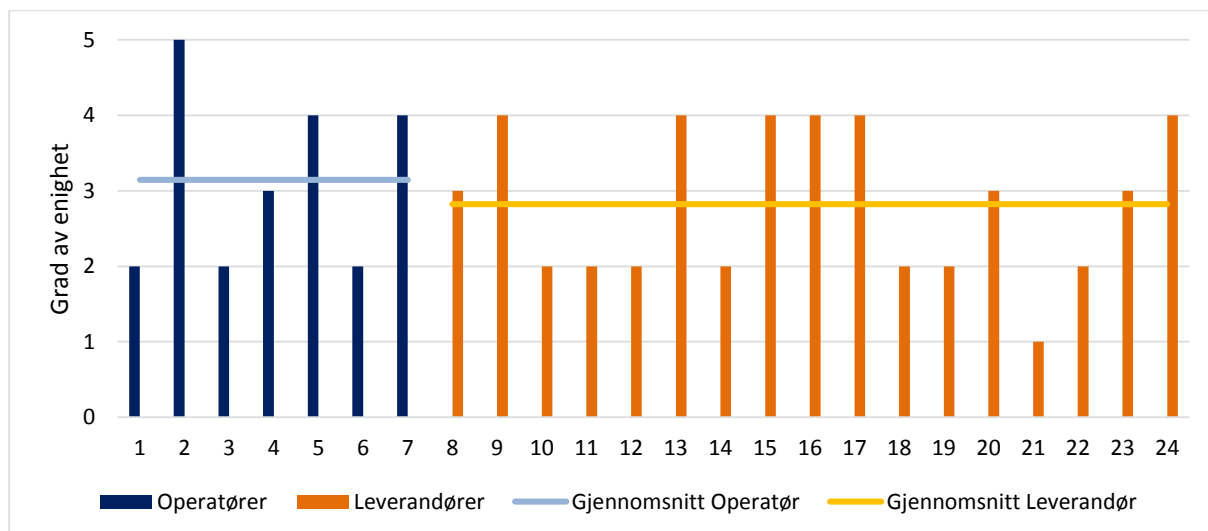
Fordi realverdien av offentlig støtte har stått stille samtidig som at bedriftenes bruk av FOU har økt, har den offentlige andelen av FoU-bidrag innen olje og gass falt markant i senere år. Dette fremstår som et paradoks ettersom fellesgodeproblematikken har økt som følge av reduksjonen i feltstørrelse og økning i antall mindre operatører.

## 7.2. Dårlig tilgang til fullskala testing og pilotering på norsk sokkel svekker innovasjonen.

I intervjuene har vi undersøkt hvordan aktørene oppfatter tilgangen til fasiliteter for fullskala testing og pilotering på norsk sokkel. I tillegg har vi testet om den offentlige andelen er for lav, og reduserer satsingen på teknologiimplementering og pilotering. Til slutt har vi sett på hvordan offentlige krav til sikkerhet og miljø påvirker innovasjonen på norsk sokkel.

God tilgang på fullskala testing og pilotering av ny teknologi er grunnleggende for et høyt nivå på innovasjonen og teknologiimplementeringen. For å undersøke om tilgangen på testfasiliteter er god i Norge ba vi respondentene ta stilling til påstanden om at «Det er god tilgang på fasiliteter for fullskala testing av ny teknologi i Norge». Figuren nedenfor illustrerer besvarelsene.

Figur 23: Respondentenes tilbakemeldinger på påstanden «Det er god tilgang til fasiliteter for fullskala testing av ny teknologi i Norge». Skala 1-5. Kilde: Menon 2014



«Risikopremien er for høy for at de tør å ta den økonomiske risikoen.»

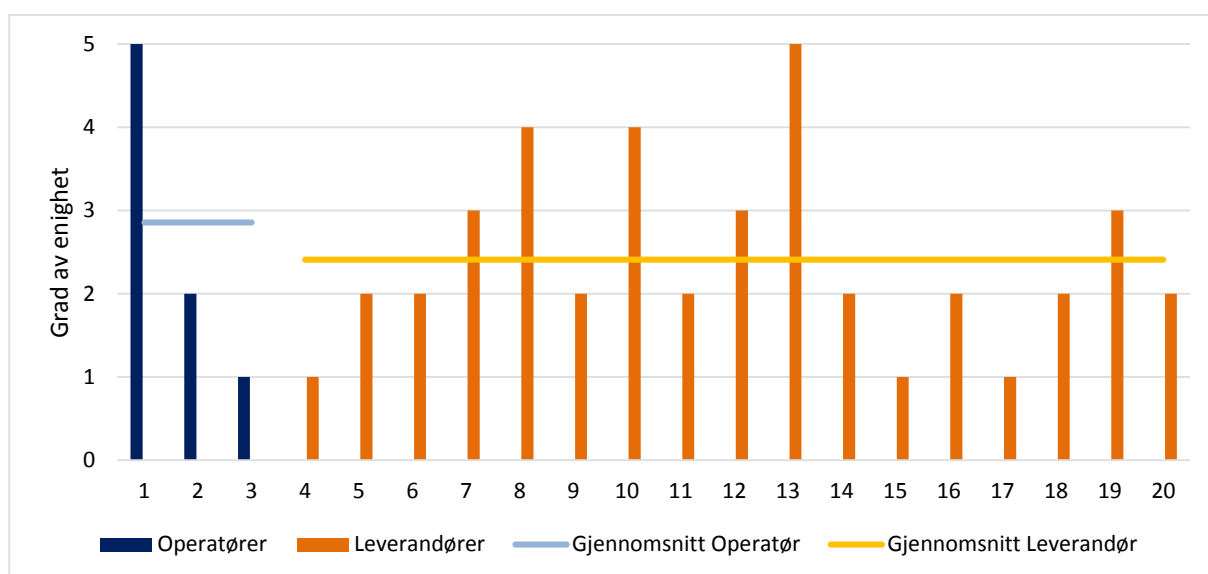
- Leverandør

Responserne i intervjuene er blandet, med et snitt sentrert rundt midten for både operatører og leverandører. Flere kommenterer at den fysiske tilgangen til testing er på et greit nivå, men at den reelle tilgangen er dårlig på grunn av svært høye kostnader. Dette gjør det vanskeligere for mindre

selskaper, og flere kommenterer at mye avhenger av Statoil.

I tillegg frontet vi påstanden om at «Har man en ny og lovende teknologi er det lett å få pilotert den på norsk sokkel». Resultatene vises i figuren nedenfor. Den viser at piloteringsmulighetene på norsk sokkel er enda dårligere enn testmulighetene.

Figur 24: Respondentenes tilbakemeldinger på påstanden «Har man en ny og lovende teknologi er det lett å få pilotert den på norsk sokkel». Skala 1-5. Kilde: Menon 2014

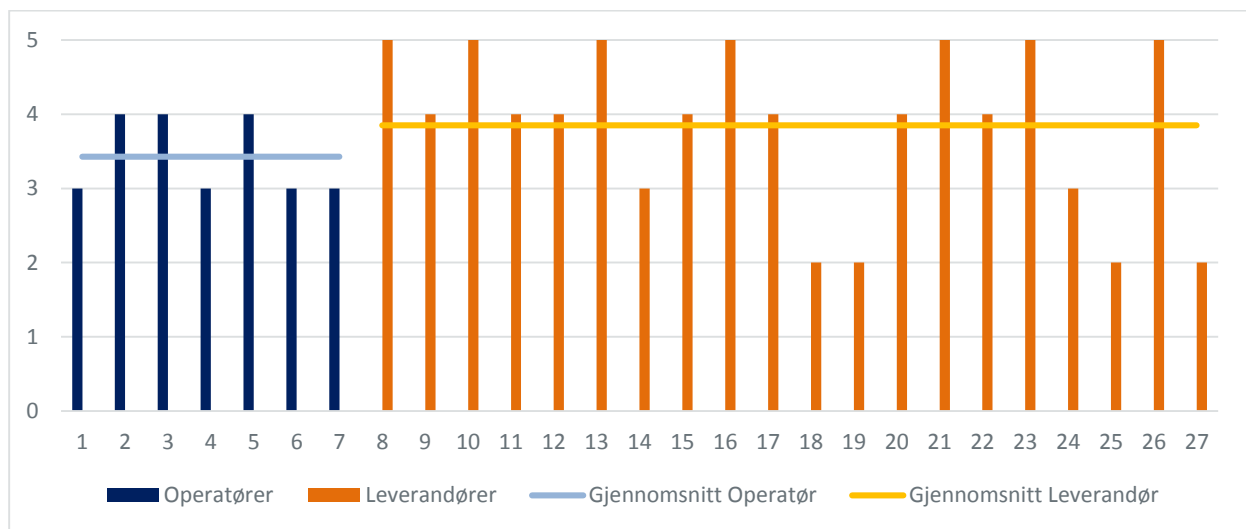


Det er tilgang på fasiliteter, men vanskelig å gjennomføre. Svært høye kostnader og høye krav til testing av teknologien for å kunne pilotere hemmer utviklingen. Frykten for risiko bidrar til at det er vanskelig å få pilotert ny teknologi. Om man har god dokumentasjon på teknologien er imidlertid tilgangen er bedre, fordi risikoen er mindre. I tillegg kreves det at teknologien skal fungere umiddelbart. Respondentene gir imidlertid uttrykk for at operatørene i dag krever at produktet eller tjenestene som skal benyttes i større utstrekning er testet og verifisert enn tidligere.

«I dag blir du skvist ut med en gang du gjør en feil. Du må trene for å bli god, og den muligheten mangler på norsk sokkel i dag.»  
- Operatør

Som nevnt tidligere har norske myndigheter gode muligheter til å påvirke omfanget av teknologiimplementering og pilotering. For å undersøke om nivået på den offentlige støtten i dag er for lav, ba vi respondentene ta stilling til påstanden om at «Andelen offentlig støtte til teknologiimplementering og pilotering er for lav. Dette reduserer omfang av teknologiimplementering og pilotering på norsk sokkel» Figuren nedenfor viser responsen på denne påstanden. Både operatørene og leverandørene er i snitt relativt enig.

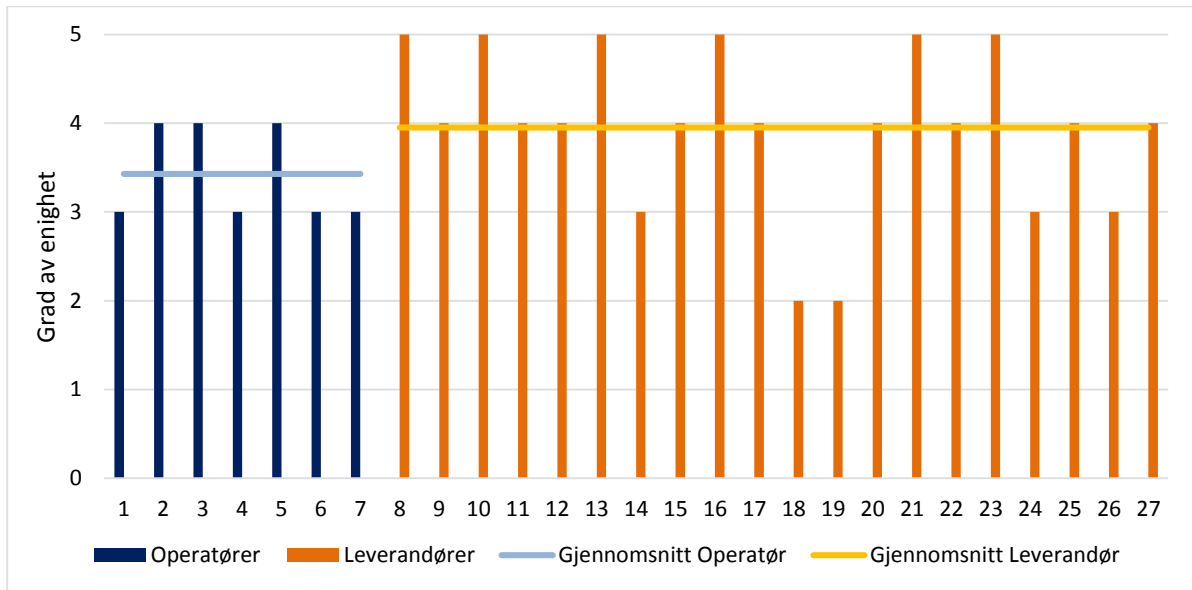
**Figur 25: Respondentenes tilbakemeldinger på påstanden «Andelen offentlig støtte til teknologiimplementering og pilotering er for lav. Dette reduserer omfang av teknologiimplementering og pilotering på norsk sokkel». Skala 1-5. Kilde: Menon 2014**



Flere av respondentene påpeker at den offentlige støtten er viktig for bransjen, men at industrien bør dra mesteparten av lasset selv. Flertallet mener likevel at myndighetene med fordel kan bidra mer for å stimulere teknologiimplementeringen og piloteringen. Det er derimot uenigheter om hvordan myndighetene skal øke støtten. Flere argumenterer for at økt støtte til fullskala testing og pilotering er viktig for å øke innovasjonen, på grunn av det høye kostnadsnivået. Mange mener også at Petoro kan få en større rolle i den sammenhengen, for å øke piloteringen på norsk sokkel. I tillegg argumenteres det for at Oljedirektoratet bør ta en mer aktiv rolle som pådriver for innovasjon.

Norske myndigheters krav til sikkerhet og miljø kan ha en påvirkning på utviklingen av ny teknologi, ved å tvinge selskap til å innfri nye krav. For å teste om dette er tilfellet ba vi respondentene ta stilling til påstanden om at «Norske myndigheters krav til miljø og sikkerhet øker omfanget av innovasjon på norsk sokkel». Figuren under viser resultatene, og den illustrerer at det er generell enighet om dette blant både operatører og leverandører.

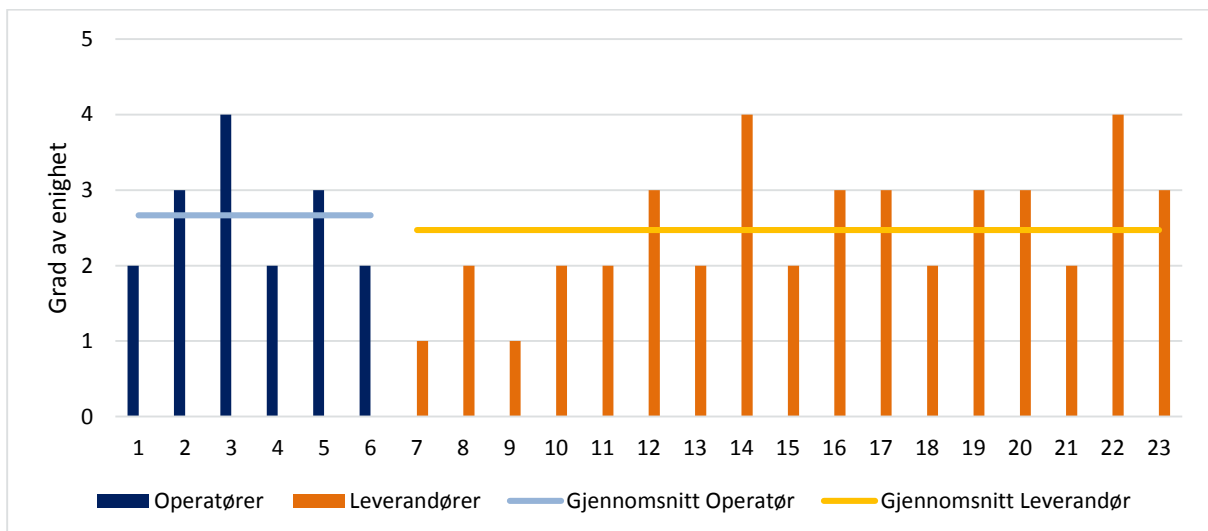
**Figur 26: Respondentenes tilbakemeldinger på påstanden «Norske myndigheters krav til miljø og sikkerhet øker omfanget av innovasjon på norsk sokkel». Skala 1-5. Kilde: Menon 2014**



Det påpekes imidlertid at dette ikke er et særnorsk fenomen, og at offentlige krav ikke har bidratt i vesentlig grad de siste årene fordi kravene stort sett har vært de samme. Flere av respondentene understreker også at en forutsetning for at kravene bidrar til innovasjon er at de er godt utarbeidede og realistiske.

Offentlige krav kan også bidra til å øke kostnadene på norsk sokkel så mye at det hemmer innovasjonen. Vi frontet påstanden til respondentene om at «Norske myndigheters krav til sikkerhet og miljø øker kostnadene så mye at innovasjonen svekkes». Figuren nedenfor viser resultatene.

**Figur 27: Respondentenes tilbakemeldinger på påstanden «Norske myndigheters krav til sikkerhet og miljø øker kostnadene så mye at innovasjonen svekkes». Skala 1-4. Kilde: Menon 2014**



Det er generelt liten støtte til påstanden blant respondentene. Mange argumenterte for at offentlige krav kan øke kostnadene, men ikke nok til at innovasjonen svekkes.



## 8. Anbefaling om fremtidige studier

Arbeidet med problemstillingen har naturlig nok påvirket av den økonomiske og tidsmessige ramme som var satt for oppdraget. For å få dypere innsikt i problemstillingen, anbefaler vi følgende oppfølgingsstudier:

- En nærmere verifisering av problemstillingene gjennom en elektronisk spørreundersøkelse: For å sikre sterkere representativitet, og således også mindre feilmargin, anbefaler vi gjennomføring av en elektronisk spørreundersøkelse til et bredere utvalg av respondenter. Spørreundersøkelsen bør være representativt i alle segmenter av olje- og gassnæringen. Dersom en gjennomfører undersøkelsen med de samme påstander som vi har fremmet i denne undersøkelsen, kan responsen i denne undersøkelsen brukes som supplement til spørreundersøkelsen. En slik tilnærming vil ha som fordel at den også vi sikre dybde, ettersom vi gjennom intervjuene har fått en rekke nyanserte tilbakemeldinger rundt problemstillingen.
- En nærmere og juridisk basert studie av endringer i kontraktsvilkår mellom operatører og leverandører, samt mellom leverandører og underleverandører: En slik studie vil kunne verifisere om det reelt sett har forekommet en forskyving av risikoforholdet mellom operatør og leverandør, og vise konkrete eksempler på dette gjennom standardkontrakter og offentlig tilgjengelige kontrakter. En slik studie bør også fokusere på i hvilken utstrekning operatørene søker eierskap til den innovasjon som foregår i transaksjonen
- En belysing av problemstillingen sett med utenlandske øyne: vi har i undersøkelsen kun spurt norske operatører og leverandører. Det kunne være av stor verdi å undersøke hvorvidt utenlandske operatører og leverandører mener at teknologiimplementering og pilotering i dag foregår saktere i Norge enn tidligere, hvorvidt den foregår raskere andre steder og om Norge har mistet sitt teknologilederskap.

## Vedlegg 1: Intervjuobjekter

Selskap	Stillinger
Oljeselskap	Letesjef
Oljeselskap	Chief Reservoir Engineer
Oljeselskap	Leader Drilling and Well Solution
Oljeselskap	Technology Deployment Advisor
Oljeselskap	IOR Coordinator
Oljeselskap	VP Technology
Oljeselskap	Manager Technology Management
Oljeselskap	Sjefsforsker
Oljeselskap	Drilling and Well Solution
Leverandør	Specialist engineer, Flow Assurance
Leverandør	R&D-koordinator
Leverandør	Well engineer Manager
Leverandør	Floorhand
Leverandør	Well Engineering Manager
Leverandør	Senior Drilling Engineer
Leverandør	VP Technology at Enhanced Drilling
Leverandør	Senior Business Developer
Leverandør	Consultant
Leverandør	Segment Director Business Development, Subsea and Floaters
Leverandør	Advisor
Leverandør	Head of Research and Innovation
Leverandør	Managing director
Leverandør	Business Development Leader
Leverandør	Consultant
Leverandør	Business Development Manager
Leverandør	CEO
Leverandør	CMO
Leverandør	CTO
Leverandør	Senior Research Scientist
Myndigheter og forskere	Direktør for teknologi, miljø og økt utvinning
Myndigheter og forskere	Forsker geovitenskap
Myndigheter og forskere	Avdelingsdirektør
Myndigheter og forskere	Bransjesjef Olje og Gass
Myndigheter og forskere	Direktør Miljø- og næringspolitikk
Myndigheter og forskere	Spesialrådgiver

## Vedlegg 2: Intervjuguide

Ta stilling til følgende påstand. 1=helt uenig. 5=helt enig

### 1. Økonomiske/feltspesifikke forhold.

1.1. Mindre felt på norsk sokkel har bidratt til at operatørene har mindre potensiell gevinst å ta av for å finansiere innovasjon og teknologiutvikling på det enkelte felt.

1.2. Det er for stor grad av assetstyring hos aktørene, noe som hindrer synergieffekter på tvers av felt.

### 2. Næringsstrukturelle og konkurranseøkonomiske forhold

2.1. Endret operatørbilde på norsk sokkel til en situasjon med en stor og mange små operatører har gitt mindre konkurranse og innovasjon i olje- og gassnæringen.

2.2. Lisenshavere med få lisenser prioriterer ikke teknologiutvikling, fordi de ikke kan bruke den på flere felt.

2.3. Lisenshavere som er finansielle aktører prioriterer billig feltutbygging, og bidrar mindre til teknologisk utvikling og innovasjon enn teknologiske aktører.

2.4. Endret leverandørbilde med færre og større leverandører har gitt mindre konkurranse om teknologiutvikling.

2.5. På grunn av kapasitetsproblemer prioriterer oljeselskap og leverandørindustrien opprettholdelse av høy produksjon snarere enn utvikling av nye løsninger.

### 3. Juridiske og organisatoriske forhold

3.1. Leverandørene har blitt mer risikoaverse fordi de må bære en større del av risikoen i kontrakter med operatørene.

3.2. Mer fokus på risikostyring og kontroll hos operatørene medfører at en velger tryggere løsninger i form av allerede utprøvd teknologi.

3.3. Mer fokus på risikostyring og kontroll hos leverandørene medfører at en velger tryggere løsninger i form av allerede utprøvd teknologi.

3.4. Detaljerte spesifikasjoner, og kravene til etterfølgende kontroll og dokumentasjon fra operatørene hemmer innovasjon og utvikling av nye løsninger.

3.5. Operatørene har hastverk i tidligfasene av feltutviklingen, og låser utbyggingsløsning for tidlig.

3.6. Leverandørbedrifter har mindre gevinst nå enn tidligere i å utvikle, markedsføre og selge ny teknologi.

### 4. Eksterne forhold

4.1. Mer utvikling av nye typer felt på andre sokler medfører at teknologiutviklingen blir mindre relevant på norsk sokkel.

4.2. Det er god tilgang til fasiliteter for fullskala testing av ny teknologi i Norge.

4.3. Har man en ny og lovende teknologi er det lett å få pilotert den på norsk sokkel.

4.4. Andelen offentlig støtte til teknologiimplementering og pilotering er for lav. Dette reduserer omfanget av teknologiimplementering og pilotering på norsk sokkel.

4.5. Norske myndigheters krav til miljø og sikkerhet øker omfanget av innovasjon på norsk sokkel.

4.6. Norske myndigheters krav til sikkerhet og miljø øker kostnadene så mye at innovasjonen svekkes.

**5. Er det mindre teknologiimplementering på norsk sokkel i dag enn for 10-15 år siden?**

5.1. Det er mindre teknologiimplementering på norsk sokkel i dag enn for 10 -15 år siden.

5.2. Det er mindre pilotering på norsk sokkel i dag enn for 10 - 15 år siden.

5.3. Hvilken av forklaringene over er viktigst?

5.4 Hva bør gjøres for å øke omfang av innovasjon på norsk sokkel?

## Vedlegg 3: Oppdragsbeskrivelse.

-

OG21

# OPPGAVEBESKRIVELSE: PILOTERING OG BRUK AV NY TEKNOLOGI PÅ NORSK SOKKEL

29.april 2014





## Innholdsfortegnelse

1	Innledning .....	3
1.1	Formål .....	3
1.2	Om OG21 .....	3
2	Analysens omfang .....	3
2.1	Utgangspunkt .....	3
2.2	Analysens innhold .....	5
2.3	Avgrensninger .....	5
3	Tidsplan og leveranser .....	5

## 1 INNLEDNING

### 1.1 Formål

OG21 ønsker å sette ut en analyse for å belyse spørsmålet: *Hvordan skal vi få til pilotering og bruk av ny teknologi på norsk sokkel?*

Analysen skal gi grunnlag for OG21 til å formulere tiltak og anbefalinger for myndigheter og industri.

### 1.2 Om OG21

Strategigruppen OG21 (Olje og gass i det 21. århundre) ble oppnevnt av Olje- og energidepartementet i 2001. Oppdraget var å utarbeide en nasjonal FoU-strategi for petroleumssektoren som kan være retningsgivende for både næringens og myndighetenes satsing.

Arbeidet ledes av et styre hvor industrien, forskningsmiljøene og myndighetene deltar. Samarbeidet legger grunnlaget for en samordnet, effektiv og målrettet forsknings- og teknologiinnsats, der økt engasjement i næringen står sentralt. Olje- og energidepartementet legger strategiene til grunn i styringen av departementets bevilgninger til FoU som administreres av Norges forskningsråd. OG21-strategien ble sist revidert i 2010. Den kan lastes ned fra [www.og21.no](http://www.og21.no).

Strategien som OG21 etablerte og som er oppdatert med jevne mellomrom i ettertid har bidratt til å trekke de ulike interessentene i felles retning og skape et felles mål med hensyn til både teknologiske utfordringer og muligheter. OG21 har greid å få oljeselskap, universitet, forskingsinstitusjoner, leverandørindustrien og styresmaktene til å samle seg om en felles nasjonal teknologistrategi for olje og gass og dannet grunnlag for disponering av myndighetens bidrag til forskning og utvikling innen olje og gassektoren.

## 2 ANALYSENS OMFANG

### 2.1 Utgangspunkt

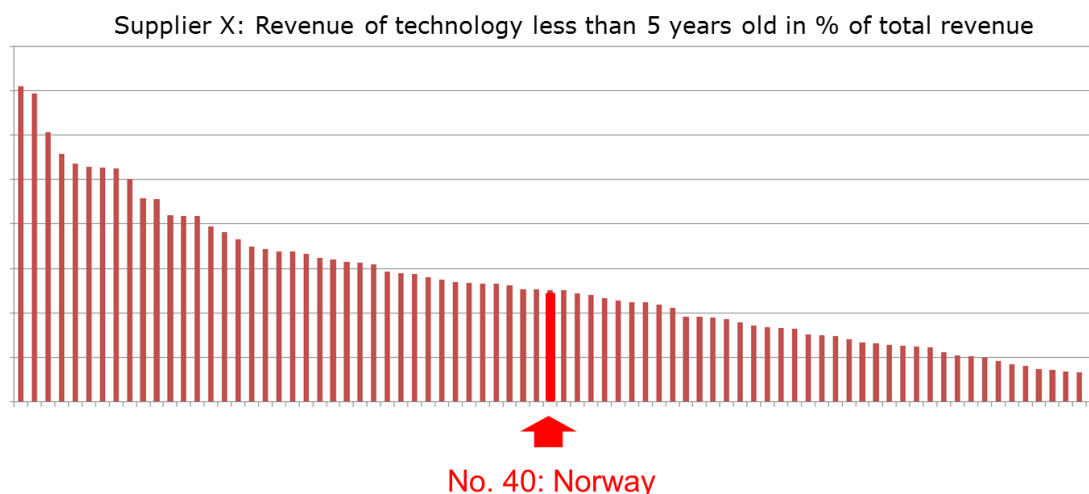
OG21 har indikasjoner på at:

1. Pilotering av ny teknologi på norsk sokkel har blitt vanskeligere de siste årene sammenliknet med tidligere.
2. Operatører på norsk sokkel er relativt sene med å ta ny teknologi i bruk, se Figur 1.



Dersom påstandene er riktige kan noen mulige årsaker være:

- Endret aktørbilde på norsk sokkel med én stor aktør og mange små. Dette kan ha gitt mindre konkurranse og innovasjon.
- Ulike prioriteringer mellom lisenspartnere hvor f.eks. én partners lisensportefølje har større fordeler enn andres av å ta teknologisk risiko i en spesifikk lisens.
- Gradvis utvikling mot mindre felt hvor hver lisens har mindre økonomisk evne til å bære teknologiløp.
- Prosjektstyringsmekanismer som belønner konservative beslutninger.
- Beslutningsvegning og risikoaversjon på grunn av organisatoriske og kulturelle forhold.
- Radikalt nye teknologier krever i større grad store omstillinger og investeringer. Gammel teknologi konserveres gjennom investeringsbarrierer.
- Prosjektbudsjetter som ikke gir incentiver til innsparing gjennom bruk av ny teknologi.
- Kapasitetsproblemer internt i oljeselskap og leverandørindustrien som fører til at organisatoriske og økonomiske ressurser prioriteres mot andre behov enn ny teknologi.
- Operatører låser teknologiske løsninger for tidlig i feltutviklinger.
- For dyre og kompliserte kvalifiseringsprosesser.
- For liten innovasjonsvilje i store leverandørselskap – salg av gammel teknologi er mindre risikabelt enn å selge inn ny teknologi.
- For liten gevinst for leverandørbedrifter ved å utvikle, markedsføre og selge ny teknologi.
- Myndighetskrav og lovgivning som i noen tilfeller hemmer introduksjon av ny teknologi.
- Endring i støtteordninger fra goodwill-midler som hadde stor samfunnsmessig betydning til FoT-ordningen som i første rekke kommer enkeltbedrifter til gode.
- Større barrierer for ny teknologi som krever massive investeringer enn for de som har mindre investeringsbehov.



Figur 1 Én leverandørs vurdering av teknologiopptak i Norge. Kilde: Petoro

## 2.2 Analysens innhold

Studien omfatter:

1. Evaluere om følgende hypoteser er riktige:
  - a. Pilotering av ny teknologi tar lang tid og er vanskelig å få til på norsk sokkel.
  - b. Aktører på norsk sokkel er tregere i dag enn tidligere med å ta ny teknologi i bruk.
2. Dersom hypotesen(e) er riktige:
  - a. Identifisere og diskutere mulige årsaker.
  - b. Peke på og begrunne hvilke årsaker som er de viktigste.
3. Diskutere og anslå samfunns- og bedriftsøkonomisk verdi av demonstrering, pilotering og tidlig bruk av ny teknologi. Diskutere hvordan bruk av ny teknologi kan bidra til å redusere kostnader på norsk sokkel.
4. Lede et arbeidsmøte med OG21s styre og teknologigruppe-ledere hvor formålet er å identifisere tiltak og anbefalinger for å få til pilotering og bruk av kostnadsreduserende teknologi. Tiltak og anbefalinger skal være begrunnet og prioritert ut fra forretningsmessige hensyn (samfunnsnytte, bedriftsøkonomi, omdømme, sikkerhet og miljø).
5. Utarbeide sluttrapport som beskriver studien inklusive metode, avgrensninger, datainnsamling, dataanalyse, konklusjoner og anbefalinger.

OG21 anslår at arbeidet kan gjøres innenfor en ramme av 3-400 timer.

## 2.3 Avgrensninger

Studien avgrenses med:

- Tidlige faser av teknologiutviklingsløp er ikke med i omfanget, dvs. grunnforskning og anvendt forskning fram til demonstrering/piloteringstidspunktet.
- Kun teknologi med relevans for norsk sokkel behandles.
- Utdanningssystemet er ikke med selv om kompetanse er grunnlaget for god teknologiutvikling.

## 3 TIDSPLAN OG LEVERANSER

- Rapport som oppsummerer deloppgave 1-3: 6 uker etter tildeling
- Notat som oppsummerer arbeidsmøte med OG21s styre og TTA-ledere: 1 uke etter arbeidsmøtet
- Sluttrapport – kommentarutkast: 3 uker etter arbeidsmøtet
- Sluttrapport – endelig: 5 uker etter arbeidsmøtet

OG21 forbeholder seg retten til å publisere sluttrapporten på sin hjemmeside og til å bruke utdrag av rapporten i interne og eksterne presentasjoner.

Leverandør skal levere framdriftsrapport på e-post hver 2.uke.

