

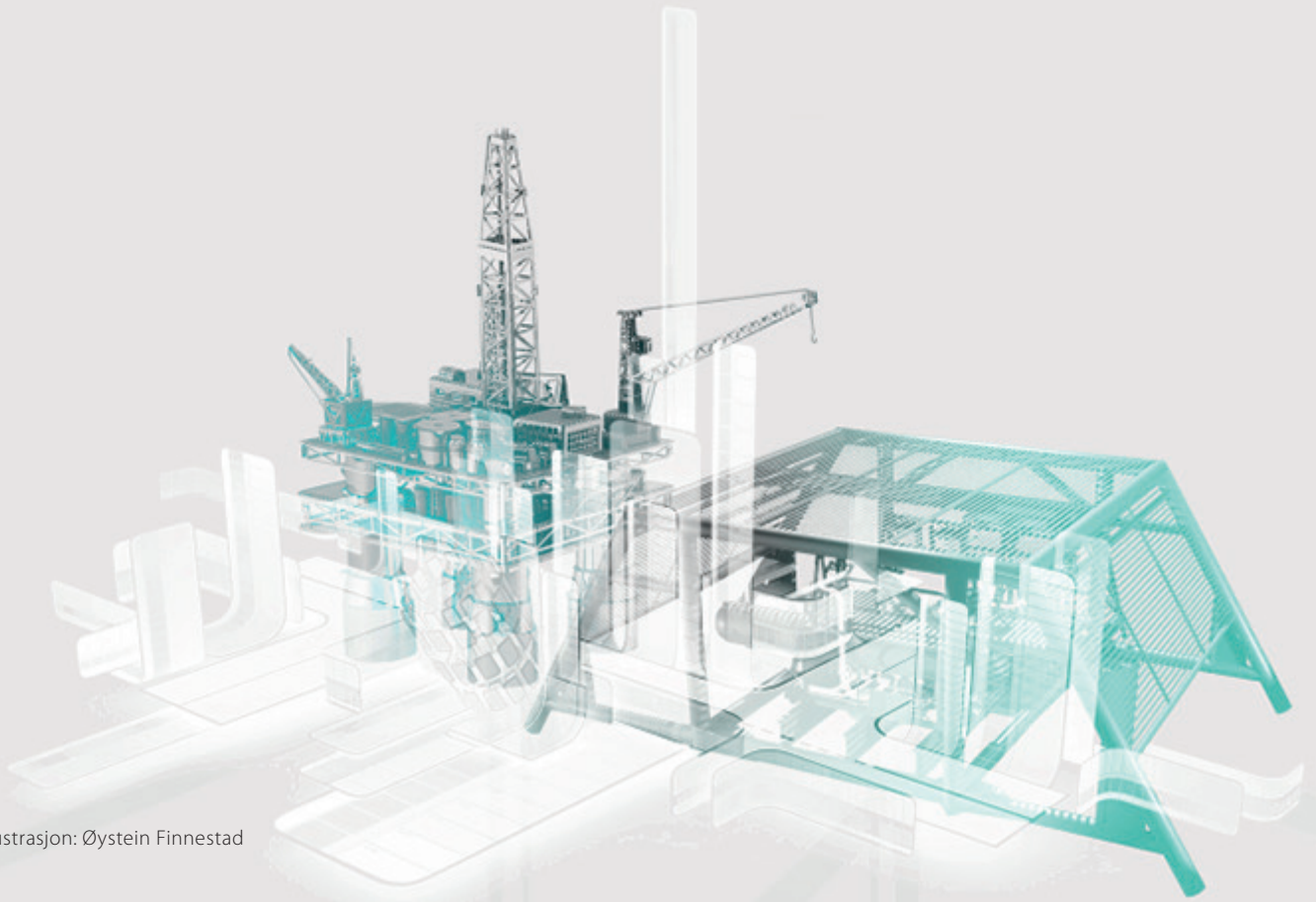


OLJEDIREKTORATET

30.01.2020 | Rapportnr. OD-02-20

# Prosjektgjennomføring på norsk sokkel

Illustrasjon: Øystein Finnestad





## Innhold

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>Innledning</b> .....   | <b>5</b>  |
| <b>2</b> | <b>Sammendrag</b> .....   | <b>6</b>  |
| <b>3</b> | <b>Utviklingen på norsk sokkel</b> .....  | <b>8</b>  |
| 3.1      | Oppsummering av rapporten <i>Vurdering av gjennomførte prosjekter på norsk sokkel</i> .....   | 8         |
| 3.2      | Endringer i rettighetshavernes prosjektutviklingsprosess.....                                 | 8         |
| 3.3      | Styrket oppfølging av prosjekter i planleggingsfasen .....                                    | 10        |
| 3.4      | Tydeliggjøring av påseplikten ved planlegging og utbygging av prosjekter .....                | 11        |
| 3.5      | Markedsutvikling.....   | 11        |
| 3.6      | Endrede kontrakts- og samarbeidsformer.....   | 12        |
| <b>4</b> | <b>Prosjektgjennomføring på norsk sokkel</b> .....  | <b>14</b> |
| 4.1      | Oversikt over besluttede utbyggingsprosjekter.....  | 14        |
| 4.2      | Kostnadsutvikling.....  | 16        |
| 4.2.1    | Flytende og bunnfaste innretninger.....   | 19        |
| 4.2.2    | Undervannsutbygginger .....   | 20        |
| 4.3      | Plan .....  | 21        |
| 4.4      | Regularitet .....   | 22        |
| 4.5      | Reserveendring .....  | 22        |
| <b>5</b> | <b>Prosjekterfaringer</b> .....   | <b>25</b> |
| 5.1      | Grundig planleggingsarbeid før PUD.....   | 25        |
| 5.2      | Prosjektorganisasjon med tilstrekkelig kompetanse, erfaring og kapasitet.....                 | 29        |
| 5.3      | Erfaringer fra prosjektgjennomføring og drift inkludert i planleggingsarbeidet.....           | 31        |
| 5.4      | Kontraktstrategi tilpasset operatørens og leverandørens kompetanse og kapasitet.....          | 31        |
| 5.5      | Gode rutiner for kvalitetssikring.....  | 35        |
| 5.6      | Kontinuerlig risikovurdering, oppfølging og iverksetting av tiltak i gjennomføringsfasen..... | 36        |
| <b>6</b> | <b>Prosjektgjennomføring internasjonalt</b> .....   | <b>38</b> |
| <b>7</b> | <b>Utbyggingsprosjekter på norsk sokkel framover</b> .....                                    | <b>39</b> |
| 7.1      | Funn .....  | 39        |
| 7.2      | Felt .....  | 40        |
| <b>8</b> | <b>Referanser</b> .....   | <b>41</b> |
|          | <b>Vedlegg</b> .....  | <b>42</b> |



## 1 Innledning

Denne rapporten beskriver utviklingen i utbyggingsprosjekter godkjent i perioden 2007 til 2018 og erfaringer industrien har gjort knyttet til gjennomføringen av disse prosjektene. Rapporten gir en vurdering av hvorvidt rettighetshaverne har lyktes med å gjennomføre prosjekter innenfor planlagte tids- og kostnadsestimat. Et viktig formål med rapporten er å dele denne typen informasjon og de erfaringene Oljedirektoratet (OD) har samlet gjennom regelmessig oppfølging av prosjektene. Til slutt i rapporten ser vi på hvilke typer prosjekter vi kan forvente å se på norsk sokkel i de nærmeste årene framover og noen av de tilhørende utfordringene. Det er viktig at rettighetshaverne på norsk sokkel aktivt benytter seg av erfaringene i denne rapporten og andre relevante erfaringer i arbeidet med å utvikle prosjekter.

I 2013 publiserte OD rapporten Vurdering av gjennomførte prosjekter som omhandler erfaringer og læring fra fem utbyggingsprosjekter. Basert på gjennomgangen ble det påpekt flere sentrale forhold som ble vurdert som viktige å hensynta ved enhver ny prosjektgjennomføring. I etterkant av denne rapporten har myndighetene styrket sin oppfølging av prosjektene i en tidligfase for å sikre at viktige forhold er på plass. Det er imidlertid rettighetshaverne som har ansvaret for å planlegge

og gjennomføre utbyggingen iht. rammene gitt av myndighetene.

Et vellykket prosjekt er et prosjekt som ferdigstilles til planlagt tid og kostnad og uten hendelser knyttet til helse, miljø og sikkerhet (HMS). Feltet må og produsere olje- og gassressursene som forventet. I arbeidet med rapporten har det vært behov for å avgrense omfanget. Petroleumstilsynet, som har myndighetsansvaret for HMS i petroleumsvirksomheten, har nylig publisert en rapport som utreder tre utbyggingsprosjekter /5/. OD har i denne rapporten vektlagt kostnader, tidsplan og reserveutvikling, samt erfaringer fra operatørene. For å beskrive kostnadsutviklingen er det tatt utgangspunkt i prosjekter med godkjent Plan for utbygging og drift (PUD)/ Plan for anlegg og drift (PAD) i perioden fra og med 2007 til og med 2018. Olje- og energidepartementet (OED) rapporterer årlig status for utviklingen i utbyggingsprosjektene til Stortinget i Prop. 1S. Kostnadstallene benyttet i rapporten er dermed allerede offentlig tilgjengelig informasjon. Det er i rapporten særlig fokusert på prosjekter bygget ut som plattformer eller undervannsutbygginger, da det i prosjektutvalget er flest av slike prosjekter. Endelige kostnader, oppstartstidspunkt og reserveutvikling er sammenstilt med planer og estimater i PUD-dokumentasjonen.

## 2 Sammendrag

OD har gått gjennom 66 utbyggingsprosjekter på norsk sokkel i perioden mellom 2007 og 2018. Gjennomgangen viser at de fleste av prosjektene ender opp med utbyggingskostnader i samsvar med estimatene angitt i PUD. Det er forholdsvis få prosjekter med kostnadsoverskridelser. De siste årene er det færre prosjekter med kostnadsoverskridelser enn tidligere. En viktig årsak til dette er at rettighetshaverne har utført tilstrekkelig grundig tidligfasearbeid før sanksjonering av prosjektet. I tillegg har markedsutviklingen etter oljeprisfallet bidratt positivt da det har vært bedre tilgang på ressurser og kapasitet hos leverandørene sammenlignet med årene før.

I overkant av 80 prosent av prosjektene i utvalget har endt opp med kostnader innenfor usikkerhetsspennet i estimatet eller lavere. Undervannsutbygginger går svært ofte som planlagt og 90 prosent av disse prosjektene ferdigstilles i samsvar med eller lavere enn PUD-estimatet. Plattformutbygginger er erfaringsmessig mer utfordrende og flere av disse har kostnadsoverskridelser. Likevel viser gjennomgangen at 71 prosent av disse prosjektene ender opp med eller er i ferd med å bygges ut iht. kostnadsestimatene.

I gjennomsnitt har de prosjektene om er ferdigstilt brukt om lag 3,5 måneder mer enn planlagt på å ferdigstille prosjektene. Gjennomsnittlig forsinkelse er større for plattformutbygginger enn for undervannsutbygginger.

I rapporten er prosjekter godkjent i perioden 2007 til 2012 sammenlignet med prosjekter godkjent i perioden 2013 til 2018. Gjennomgangen viser at prosjektgjennomføringen har gått bedre i den siste perioden enn i den første. I perioden 2013-2018 er det flere prosjekter som har blitt bygget ut i samsvar med tid- og kostnadsestimatene.

Et flertall av de store og mellomstore feltene på norsk sokkel har hatt en økning i reserver, mens et flertall av de mindre feltene har hatt en reduksjon. Denne tendensen gjelder også for de prosjektene som er omtalt i denne rapporten.

OD har over flere år hatt regelmessig oppfølging av prosjekter under utbygging. Gjennom dialog med operatøren og rettighetshaverne opparbeider myndighetene seg kunnskap og erfaringer om prosjektgjennomføringen på norsk sokkel. Basert på denne oppfølgingen er det i rapporten fremhevet følgende forhold som er viktige å hensynta ved planlegging og gjennomføring av nye prosjekter:

- Operatøren må etablere en prosjektorganisasjon med tilstrekkelig kompetanse og kapasitet til å planlegge og gjennomføre prosjektet.
- Grundig planlegging med en god prosess for valg av konsept og tilstrekkelig tid til modning av det valgte konseptet før PUD er avgjørende for at prosjektet setter riktig retning fra start og lykkes med prosjektgjennomføringen. I den sammenheng er det viktig at det foreligger et godt kvalitetssikringssystem som sikrer tilstrekkelig teknisk detaljering og prosjektmodning ved de ulike prosjektmilepælene.
- Prosjektorganisasjon bør aktivt søke læring og erfaringsoverføring fra prosjektgjennomføring og drift fra andre utbyggingsprosjekter og ta hensyn til disse erfaringene ved planlegging av prosjektet.
- Det må etableres en kontrakts- og gjennomføringsstrategi som er tilpasset operatørens og leverandørens kompetanse og kapasitet. Kontinuitet av hovedleverandør(er) fra forprosjektering til detaljprosjekteringen kan være positivt for gjennomføringen da det bidrar til at leverandørene er godt kjent med prosjektet når detaljprosjekteringen starter og at de har eierskap til løsninger som er valgt.
- Operatøren må styre prosjektet basert på risikovurderinger, kostnadsutvikling og framdrift, og tilpasse prosjektoppfølgingen samt iverksette tiltak dersom det identifiseres problemområder.

I tillegg til operatøren har også øvrige rettighetshavere et ansvar for prosjektgjennomføringen. Det er derfor nødvendig at rettighetshaverne bidrar med sin kompetanse inn i planleggingen og gjennomføringen av prosjekter. I 2016 (og med mindre justeringer i 2018) ble PUD/PAD-veilederen oppdatert blant

annet med formål å få tydeliggjort dette ansvaret. Det blir nå etterspurt mer informasjon om prosjektgjennomføring inkludert dokumentasjon av rettighetshavernes tiltak for å ivareta sitt påseansvar.

I plattformutbygginger er det særlig plattformdekket som rettighetshaverne har trukket fram som utfordrende. Feil og mangler i prosjektering og bygging av plattformdekket er en viktig årsak til forsinkelser og kostnadsoverskridelser. Selv i flere av prosjektene som samlet sett har endt opp med kostnader iht. PUD-estimatet har plattformdekkene endt opp med store kostnadsøkninger. Kompetansen og erfaringen til operatørens prosjektorganisasjon vil etter ODs vurdering ha større betydning for resultatoppnåelsen i denne type prosjekter sammenlignet med undervannsutbygginger. Selskaper som har en portefølje av slike prosjekt på norsk sokkel og med en prosjektorganisasjon som over tid bygger erfaring og kompetanse har bedre resultater enn operatører med få prosjekter. For den sistnevnte gruppen varierer resultatene mer.

I årene før oljeprisfallet var det mange store utbyggingsprosjekter. Kapasitetsbegrensninger i Norge har vært medvirkende til at flere kontrakter ble tildelt asiatiske verft. Gjennomgangen viser ingen klar sammenheng mellom vellykket prosjektgjennomføring og geografisk plassering av byggested. Flere av operatørene har likevel vist til forhold som erfaringsmessig har vært mer krevende ved bygging i Asia sammenlignet med mer kjente samarbeidspartnere i Norge. Det er viktig å ha tilstrekkelig kompetanse og forståelse for de kulturelle og organisatoriske forholdene ved verftene. Verftene mangler kompetanse på å etterleve NORSOK-standarden og flere av prosjektene etablerte derfor faglige team med NORSOK-kompetanse og erfaring fra liknende prosjekter for å kompensere for dette. I tillegg har det vært behov for mer oppfølging av og tilstedeværelse hos verftets underleverandører enn forventet. Konsekvensene av disse forholdene har

ofte blitt undervurdert ved kostnadsestimering og kontraktstildeling og er en viktig bidragsfaktor til at mange prosjekter har hatt kostnadsøkninger knyttet til denne delen av prosjektet, selv i prosjekter som samlet sett er innenfor usikkerhetsspenet.

Prosjekter på norsk sokkel har i gjennomsnitt mindre forsinkelser og treffer bedre på kostnadsestimatene sammenlignet med prosjekter på britisk sokkel. Både på norsk og britisk sokkel har det vært en bedring i prosjektgjennomføringen de siste årene.

Funnene av olje og gass på norsk sokkel er i gjennomsnitt mindre nå enn tidligere. Et flertall av funnene vil mest sannsynlig bli bygget ut som undervannsutbygginger. Erfaringene som er presentert i denne rapporten viser at slike utbygginger i all hovedsak er blitt bygd ut iht. vedtatte planer, uavhengig av operatørens utbyggingserfaring. Gjennomgangen av reserveutvikling på feltene viser imidlertid at mindre felt ofte viser seg å ha en nedgang i reserver sammenlignet med forventningen i PUD. Det vurderes ofte ikke å være regningssvarende å bore mange undersøkelsesbrønner før PUD på små funn og beslutningsunderlaget kan da bli relativt sett mer usikkert sammenlignet med større funn. Dette indikerer at vel så viktig som å gjennomføre prosjektene på tid og kost, er å få en god og forventningsrett forståelse av ressursgrunnlaget og velge en utbyggingsløsning som kan håndtere usikkerhetene dersom nedsiden på ressursiden slår til.

På felt i drift er god kjennskap til tilstanden til innretningen og god planlegging av vedlikehold viktige bidrag til å få et forventningsrett beslutningsunderlag for modifikasjonsprosjekter. Erfaringen fra enkelte modifikasjonsprosjekter er at det har vært endringer som følge av at tegningsunderlaget ikke har vært tilstrekkelig oppdatert og at det har vært behov for å bytte eller oppgradere mer utstyr enn forventet.

### 3 Utviklingen på norsk sokkel

Dette kapitlet omhandler endringer knyttet til næringen, markedet og myndighetenes oppfølging siden 2013.

#### 3.1 Oppsummering av rapporten *Vurdering av gjennomførte prosjekter på norsk sokkel*

Rapporten *Vurdering av gjennomførte prosjekter på norsk sokkel* ble utarbeidet av OD på oppdrag av OED i 2013 /1/. Rapporten omhandler fem prosjekter: Skarv, Yme, Valhall videreutvikling, Tyrihans og Gjøa. Den hadde som hovedformål å forstå grunnene til at rettighetshaverne enten lykkes eller ikke lykkes med å gjennomføre prosjektet på tid, kvalitet og kostnader relativt til PUD/PAD.

Rapporten konkluderte med at de fleste prosjektene ender opp med utbyggingskostnader innenfor usikkerhetsspennet angitt i PUD. På tross av dette var det store kostnadsøkninger fra prosjektene samlet sett, noe som hovedsakelig skyldes noen få prosjekter med store overskridelser.

Gjennomgangen viste at det er noen viktige forhold som må være på plass for at prosjektene skal lykkes

##### Planlegging

Flere av prosjektene i gjennomgangen var blitt styrt av for ambisiøse tidsplaner og tiden avsatt til planleggingsarbeidet ble for knapp. Forprosjekteringen (FEED) var for flere prosjekter ikke ferdigstilt før investeringsbeslutning. Dette resulterte i at bygging og innkjøp var iverksatt på sviktende grunnlag, og i flere av prosjektene ble det gjort større designmessige endringer underveis i byggefasen.

##### Prekvalifisering av leverandører

I store offshoreprosjekter vil det være svært krevende å følge opp alle leveranser underveis. Operatøren må derfor prioritere innenfor hvilke områder operatøren skal gjennomføre egen oppfølging. En grundig prekvalifisering av leverandørene med hensyn på tidligere erfaringer vil kunne redusere risikoen for problemer underveis og

dermed behovet for oppfølging. Gjennomgangen viste at operatøren i flere tilfeller i altfor stor grad stolte på at kontraktøren kunne levere til kravspesifikasjonene.

##### Kontraktstrategi

Prosjektets kontraktstrategi må sikre kostnads-effektiv framdrift og kvalitet, og gi operatøren mulighet for oppfølging, kontroll og korrektive tiltak underveis. Kontraktstrategien bør avspeile de sentrale risikoelementene i prosjektet og sees i sammenheng med operatørens direkte oppfølging og prekvalifisering av leverandører. Gjennomgangen viste at operatøren bør vurdere å ta et større direkte kontraktansvar i forhold til leveranser av sentrale utstyrspakker.

##### Operatørens oppfølging

Alle deler av prosjektet krever god og kvalifisert oppfølging, og det er operatørens oppgave å sørge for dette. Oppfølgingen må tilpasses de leverandørene og den kontraktmodell som er valgt. Forståelse av NORSOK-standarder og norske myndighetskrav er en større utfordring på utenlandske verft enn på norske, og det påhviler operatøren et særlig ansvar å følge dette opp. Dette ble oppsummert som lærdom i flere av prosjektene som ble gjennomgått.

Høyt aktivitetsnivå medførte økte priser på innsatsfaktorer og knapphet på ressurser. For prosjekter som var kommet skjevt ut, bidro et høyt aktivitetsnivå til strammere betingelser for gjennomføringen og var etter ODs vurdering en medvirkende årsak til de store tids- og kostnadsoverskridelsene som påløp noen av prosjektene i denne gjennomgangen.

#### 3.2 Endringer i rettighetshavernes prosjektutviklingsprosess

På norsk sokkel har det de senere årene vært en tendens til at rettighetshaverne tar konseptvalg tidligere i prosjektutviklingen enn før. Mens man tidligere valgte konsept rett før eller ved beslutning om videreføring (BOV), er det de siste årene flere eksempler på at konseptet velges et halvt års tid før BOV.



## Prosjektutvikling

Rettighetshaverne som bygger ut på norsk sokkel har ulike prosjektutviklingsprosesser. Et fellestrekk er at de har flere beslutningspunkter underveis i prosjektets levetid, og at de har definert krav til nivået på prosjektering og estimering for å sikre rett kvalitet ved de ulike beslutningspunktene. En skjematisk fremstilling av prosjektutviklingsmodellen slik myndighetene har definert den i PUD/PAD-veilederen, er vist i figur 1.

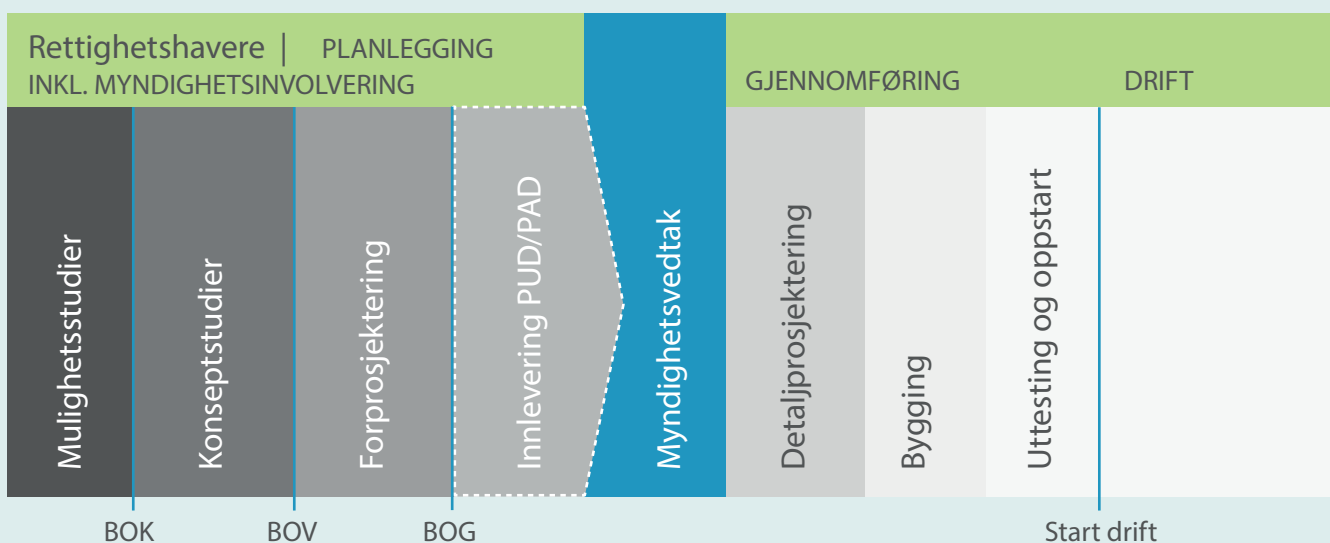
Olje- og gassprosjekter deles hovedsakelig inn i en planleggingsfase og en gjennomføringsfase. I planleggingsfasen evalueres ulike konsepter med hensikt å identifisere den beste utbyggingsløsningen og det valgte konseptet modnes videre fram mot en investeringsbeslutning. Det sendes da inn en Plan for utbygging og drift av en petroleumsforkomst (PUD) eller Plan for anlegg og drift av innretning for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD). I gjennomføringsfasen ferdigstilles detaljprosjektering og de valgte løsningene/innretningene bygges, installeres og settes i drift.

I PUD-PAD-veilederen /10/ definerer myndighetene beslutningspunktene i planleggingsfasen av et prosjekt:

- Beslutning om konkretisering (BOK): Milepæl der rettighetshaverne har identifisert minst ett teknisk og økonomisk gjennomførbart konsept som gir grunnlag for å starte studier som leder fram til konseptvalg.
- Beslutning om videreføring (BOV): Milepæl der rettighetshaverne tar beslutning om videreføring av studier for ett konsept som leder fram til beslutning om gjennomføring.
- Beslutning om gjennomføring (BOG): Milepæl der rettighetshaverne tar investeringsbeslutning som resulterer i innlevering av PUD eller PAD.

Konseptvalg er et viktig beslutningspunkt i planleggingsfasen av et prosjekt. Da skjer det en dreining fra å studere mange alternativer til å kun fokusere på ett konsept som skal modnes fram til en investeringsbeslutning.

Veilederen beskriver også forventninger til samhandling mellom rettighetshavere og myndigheter og dokumentasjon til myndigheter underveis i planleggingsfasen. Rettighetshaverne skal blant annet informere myndighetene ved BOK, BOV og eventuelt konseptvalg dersom dette valget er tidligere enn BOV. Hensikten er å legge grunnlaget for effektiv myndighetsbehandling av de endelige planene.



Figur 1 Prosjektutviklingsprosessen

ODs rapport fra 2013 konkluderte med at flere av prosjektene hadde vesentlige mangler i planleggingsfasen av prosjektet. Å sette av tid til å modne konsept før BOV kan bidra positivt til prosjektgjennomføringen.

Samtidig kan konseptuelle valg som tas tidlig innebære at valgene tas under større usikkerhet. Estimaterne for utvinnbare ressurser, kostnader og lønnsomhet blir gradvis mer sikre fra beslutning om konkretisering (BOK) til BOV. Tidlige valg kan dermed øke sannsynligheten for at det blir behov for endringer senere. Særlig gjelder dette ved beslutninger som tas før BOK hvor det kan være risiko for at en velger vekk gode løsninger for tidlig. Myndighetene er opptatt av at løsningen med høyest samfunnsøkonomisk verdi blir valgt og at dette blir tilstrekkelig dokumentert av rettighetshaverne.

### 3.3 Styrket oppfølging av prosjekter i planleggingsfasen

Det er i det norske rammeverket for petroleumsvirksomheten en klar rolle- og ansvarsfordeling mellom myndighetene og næringen. Myndighetene regulerer sektoren ved å sette rammer som selskapene opererer innenfor. Aktørene i næringen har mest kunnskap, kompetanse og informasjon om muligheter og utfordringer i sin aktivitet og forestår derfor aktiviteten innen leting, utbygging og drift av feltene. Det er selskapene som har det fulle ansvaret for den operasjonelle aktiviteten, herunder også planlegging og utbygging av prosjekter.

Med bakgrunn i at enkelte prosjekter har opplevd store kostnadsoverskridelser og forsinkelser, har OD siden 2013 økt kompetansen på temaet prosjektgjennomføring og styrket oppfølging av prosjekter i planleggingsfasen.

I en planleggingsfase er det lagt opp til at det skal være en dialog mellom rettighetshavere og ulike myndighetsinstanser fram mot at PUD eller PAD overleveres myndighetene for godkjenning. Dette er viktig for å få belyst de ulike utbyggingsalternativene og problemstillingene underveis i plan-

leggingen, herunder legge til rette for en effektiv sluttbehandling av planen.

I perioden etter 2013 har ODs tilbakemelding til rettighetshaverne ved BOK og BOV blitt mer formalisert. Tilbakemeldingen vil normalt omfatte forventninger som myndighetene vurderer som sentrale for å kunne gi sin tilslutning til endelig plan og som rettighetshaverne derfor bør hensynta i sitt videre arbeid fram prosjektsanksjonering. I denne fasen etterspør OD også vurderinger av sentrale forhold rundt prosjektmodning og gjennomføring. OD ønsker på den måten å bidra til økt bevissthet omkring dette temaet hos selskapene tidlig i prosjektutviklingen.

PUD/PAD-veilederen ble oppdatert i 2017 som følge av enkelte prosjekter med store kostnadsoverskridelser og fikk noen ytterligere endringer i 2018 basert på innspill fra Konkraft. I kapittel 5.6 organisering og gjennomføring blir det nå bedt om mer informasjon om prosjektgjennomføring sammenlignet med tidligere, i tillegg til partnerinvolvering og kvalitetssikring. Det skal i PUD inngå en beskrivelse av prosjektets styringssystem, kontraktstrategi for utbyggingen og overordnet metode for anbudsevaluering og leverandørvalg. PUD skal også inneholde en beskrivelse av erfaringsoverføring fra nylig gjennomførte og sammenlignbare prosjekter, partnernes involvering i planlegging og gjennomføring og operatørens og prosjektorganisasjonens erfaring fra sammenlignbare prosjekter. Videre skal det inngå en beskrivelse av rettighetshavernes risikovurderinger, herunder risikostyring og oppfølging av prosjektet.

Ved PUD foretar OD en vurdering av rettighetshavernes utbyggingsplaner inkludert estimater og strategi for gjennomføring. PUD-vurderingen til OD er et underlag for departementets vurdering og den videre behandlingen av saken i regjering eller Storting.

OD har de senere årene også hatt mer regelmessige møter med operatører på utvalgte utbyggingsprosjekter med fokus på temaer som prosjektframdrift, kostnadsutvikling, utfordringer og erfaringer. Gjennom dette arbeidet opparbeider myndighetene seg kunnskap og erfaringer fra utbyggingsprosjekter som gir grunnlag for å etterspørre forhold i planleggingsfasen som er viktige for prosjektgjennomføringen.

### **Den norske forvaltningsmodellen**

Petroleumsressursene på norsk sokkel er statens eiendom og hovedmålet i petroleumspolitikken er å legge til rette for lønnsom produksjon av olje og gassressursene i et langsiktig perspektiv. Dette målet er nedfelt i petroleumsloven. Gjennom petroleumsloven har Stortinget fastsatt rammene for styringen av virksomheten.

Det er i det norske rammeverket for petroleumsvirksomheten en klar rolle- og ansvarsfordeling mellom myndigheter og næringen. Det skilles mellom forvaltning og forretning. Myndighetene utvikler ikke petroleumsressursene selv, men bidrar til at det skapes verdier gjennom å tilrettelegge for kommersiell utnyttelse av ressursene. Myndighetene regulerer sektoren ved å etablere og vedlikeholde et rammeverk i form av lover, forskrifter og konsesjoner. Dette

gir rettighetshaverne på norsk sokkel rettigheter og plikter.

Rettighetshaverne skaper verdier innenfor disse rammene. Det er aktørene i næringen som har mest kunnskap, kompetanse og informasjon om muligheter og utfordringer i sin aktivitet og som derfor forestår den daglige operasjonelle aktiviteten innen leting, utbygging, drift og avslutning. Det er selskapene som har det fulle ansvaret for den operasjonelle aktiviteten, herunder at den utføres i henhold til de rammene myndighetene har satt.

Alle rettighetshavere i en utvinningstillatelse har ansvar for prosjektgjennomføring. Operatøren har et særskilt ansvar for selve utførelsen, mens de øvrige rettighetshaverne skal påse at operatøren følger opp sitt ansvar – den såkalte påseplikten.

### **3.4 Tydeliggjøring av påseplikten ved planlegging og utbygging av prosjekter**

Det er operatøren som utfører den daglige ledelse av virksomheten på vegne av rettighetshaverne. Operatøren har derfor et særskilt ansvar for at virksomheten foregår på en forsvarlig måte og i samsvar med de til enhver tid gjeldende regler. Rettighetshaverne har en plikt til å påse at operatøren oppfyller sine operatørplikter, herunder også planlegging og gjennomføring av prosjekter.

Ifm revisjon av PUD/PAD-veilederen har myndighetene understreket rettighetshavernes påseplikt knyttet til planlegging og utbygging av prosjekter og etterspør rettighetshavernes planer tydeligere nå enn før:

*Det er operatøren som har det praktiske ansvaret for utarbeidelse av PUD og PAD. Dette arbeidet skal skje i nært samarbeid med de øvrige rettighetshaverne. Rettighetshavergruppen skal fungere som et internt kontrollsystem i utvinningstillatelsen. Formålet er å sikre god kvalitet i beslutningsgrunnlaget, og det bør derfor så tidlig som mulig i planleggingen av PUD og PAD*

*utarbeides en strategi for en effektiv kvalitetssikring, der involvering av rettighetshaverne og erfaringsoverføring fra andre prosjekter ivaretas.*

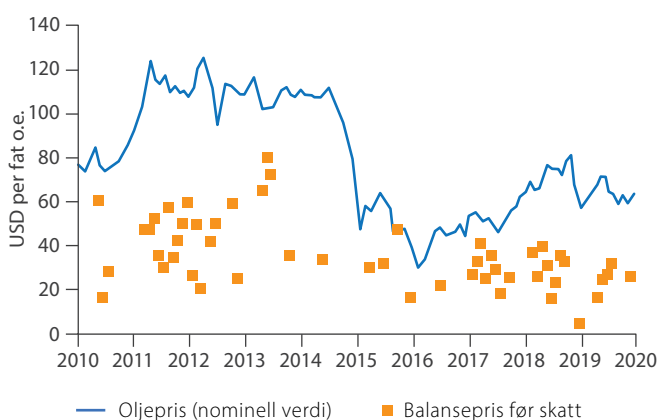
Dette betyr at påseplikten er en sentral del av kvalitetssikringen av utbyggingsprosjekter på norsk sokkel. Alle rettighetshavere utenom operatøren skal i henhold til veilederen skriftlig redegjøre for hvilke aktiviteter de har gjennomført/planlegger å gjennomføre for å oppfylle påseplikten i tilknytning til utarbeidelse og gjennomføring av PUD.

### **3.5 Markedsutvikling**

Petroleumsnæringen er en råvarebasert næring, og som de fleste slike næringer er råvareprisen styrende for aktivitetsnivået. Dette har en direkte påvirkning på prosjektene. Ved høy oljepris er det ofte besluttet mange prosjekter med medfølgende ressurs- og kapasitetsbegrensninger hos leverandørene. Det kan gjøre det krevende å gjennomføre et prosjekt i henhold til planer og forventede kostnader. Ved lav oljepris er det mer krevende å få besluttet prosjekter.

Det blir bedre tilgang på ressurser og kapasitet, men større konkurranse og lavere inntjening som legger press på leverandørene. Uforutsigbarheten i oljeprisen er en utfordring i seg selv i slike kapitalintensive prosjekter.

Siden starten på norsk petroleumsvirksomhet for mer enn 50 år siden har næringen i så måte opplevd mange oppturer og nedturer. Både i 1986, 1998, 2001 og 2008 falt oljeprisen til lave nivåer som førte til endringer og omstillinger. I perioden 2010 til 2014 var oljeprisen stabil og høy. Det førte til et høyt aktivitetsnivå, men etter hvert også et høyt kostnadsnivå. Balanseprisen for nye utbygginger beveget seg i enkelte tilfelle opp mot \$80. I 2014 falt oljeprisen markant fra et nivå over \$100/fat helt ned til under \$30/fat på det laveste. Dette fikk store konsekvenser for mange selskaper i næringen, og har medført store endringer. Selv om oljeprisen i dag har hevet seg fra de laveste nivåene, har rettighetshaverne fortsatt fokus på at nye prosjekter må være lønnsomme også ved lav oljepris.



**Figur 2** Oljeprisutvikling og balansepris for prosjekter på norsk sokkel

Oljeprisnedgangen i 2014 førte til at oljeselskapene fikk økt fokus på kostnader og kostnadseffektivitet. Det resulterte i at mange planlagte prosjekter, både større utbygginger og mindre prosjekter på allerede produserende innretninger, ble stoppet eller utsatt. Etter hvert som pågående prosjekter ble ferdigstilt og aktivitetsnivået avtok, ble det gjennomført store nedbemanninger i alle ledd i bransjen. Hardest gikk dette ut over leverandør- og servicenæringen. Dette har ført til omstrukture-

ringer. Selskap har blitt kjøpt opp eller slått seg sammen, noen selskaper har lagt ned.

Et element som har vært med på å moderere den nedturen som kom i 2014, er funnet av Johan Sverdrup i 2010. Det har resultert i at aktivitetsnivået på norsk sokkel i perioden etter 2014 relativt sett har vært høyere enn hva som normalt kunne forventes. Mange av kontraktene har gått til norske leverandører og dermed vært med på å opprettholde aktivitetsnivået i en periode med lav oljepris.

De siste årene er det gjennomført en rekke tiltak i næringen for å øke effektivitet og redusere kostnadsnivået. Tiltakene har gitt resultater og vises både i form av lavere investeringskostnader for nye prosjekter, reduserte kostnader på utvinningsbrønner på felt i drift og reduserte drifts- og lete-kostnader. I 2019 har oljeprisen steget til rundt \$60/fat. Inntjeningen i dagens marked er god, i enkelte tilfelle like god eller bedre enn i 2014 da oljeprisen var høyere. Imidlertid uttaler leverandør- og servicenæringen at deres inntjening fremdeles er under press, og at de på sikt må bedre denne for å kunne fortsette å levere gode tjenester.

OD registrerer at det i mange av utbyggingsprosjektene det siste året har vært risiko knyttet til mangel på arbeidskraft og kapasitet innen enkelte områder. En slik utvikling kan medføre kostnadsøkninger og kapasitetsbegrensninger som vil kunne påvirke prosjektgjennomføring negativt.

### 3.6 Endrede kontrakts- og samarbeidsformer

Kontraktstrategien sier noe om hvordan prosjektet skal velge leverandører, sikre konkurransedyktige priser og hvordan prosjektet skal styres og følges opp i gjennomføringsfasen. Kontraktstrategien må ta hensyn til mange elementer inkludert prosjektets størrelse og kompleksitet, operatørens og leverandøren(es) kompetanse og erfaring og kapasitet i markedet.

Operatørene kan velge å dele opp et prosjekt og tildele kontraktene på ulike måter. Graden av oppfølgingsarbeid fra operatørens side vil kunne variere

avhengig av type kontrakter og hvem som blir tildelt kontrakten(e). Det å sette sammen forskjellige deler av et prosjekt i en enkelt kontrakt (totalkontrakt) innebærer at en hovedleverandør tar seg av grenseflatene mellom de ulike leveransene. En av ODs anbefalinger etter gjennomgangen av prosjektene i 2013 var at operatøren bør vurdere å ta et større direkte kontraktansvar ift. leveranser av sentrale utstyrspakker.

Totalkontrakter har vært den mest benyttede kontraktsformen ved bygging av plattformer på norsk sokkel. Equinor har med bakgrunn i sine erfaringer på de siste store prosjektene valgt en blanding av kontraktsformer; både totalkontrakter og en oppdeling i prosjekterings- og innkjøpskontrakter samt byggekontrakter er benyttet.

#### Allianse:

Allianse er samarbeidsmodell mellom oljeselskap og leverandør og gjerne også mellom leverandørene der hvor det er flere leverandører i allianse med oljeselskapet. Gjennom alliansene forsøker oljeselskapet å engasjere leverandørene tidlig i planleggingen og skape incentiver (felles mål og økonomiske interesser) som motiverer til å finne gode løsninger. Leverandørene følger gjerne prosjektet i alle faser, fra planlegging til utbygging. Aker BP har i tillegg valgt en modell hvor prosjektorganisasjon kan bemannes med personell fra både operatør og leverandører. Dette kan ifølge operatøren bidra til mer effektive arbeidsprosesser som igjen kan bidra til kortere planleggings- og gjennomføringstid samt lavere kostnader. Operatører som har inngått allianser har gjerne en rammeavtale i bunn.

#### Rammeavtale:

En rammeavtale er i denne sammenheng en avtale som inngås mellom et oljeselskap og en leverandør. Avtalen fastsetter sentrale kontraktsvilkår (pris, hva som skal leveres etc) for senere avrop til kontrakten. Rammeavtalene inngås gjerne med flere leverandører innenfor et segment, noe som åpner for konkurranse når en foretar avrop til rammeavtalen.

Flere av oljeselskapene, eksempelvis Aker BP og Centrica (nå Spirit) har lagt vekt på langsiktig avtaler (allianser) med få utvalgte leverandører framfor anbuds konkurranse per prosjekt. Det kan være fordelaktig å samarbeide med samme leverandører over lenger tid. En oppnår kontinuitet i fra planleggingen til gjennomføringen og unngår dermed risikoen forbundet med å bytte leverandør underveis. Samtidig kan slike langsiktige avtaler ha den ulempen at konkurransen blant leverandørene begrenses og at færre teknologiske løsninger blir vurdert. Det er rettighetshaverne i utvinningstillatelsen som vedtar prosjektets kontraktstrategi, og med det også hvorvidt operatørens allianseavtale med leverandørene er hensiktsmessig for det aktuelle prosjektet.

#### Totalkontrakt:

Begrepet totalkontrakt (EPC) innebærer at en setter sammen ulike deler av et prosjekt inn i en enkelt kontrakt og gir hovedleverandøren ansvar for å håndtere grensesnitt mellom de ulike leveransene. Typisk innhold i en slik kontrakt er prosjektering (E), innkjøp (P) og bygging (C), men også transport fra verft til Norge eventuelt installasjon på feltet (I) kan være inkludert. Den kan også inkludere uttesting (c).

Tabellen nedenfor forklarer noen av begrepene som blir brukt ifm. kontrakter brukt på norsk sokkel og senere i rapporten.

|      | Engelsk                      | Norsk              |
|------|------------------------------|--------------------|
| FEED | Front End Engineering Design | Forprosjektering   |
| E    | Engineering                  | Prosjektering      |
| P    | Procurement                  | Innkjøp            |
| C    | Construction                 | Konstruksjon       |
| F    | Fabrication                  | Fabrikasjon        |
| Ma   | Management assist            | Prosjektassistanse |
| I    | Installation                 | Installasjon       |
| H    | Hook up                      | Sammenstilling     |
| C    | Commissioning                | Uttesting          |

**Tabell 1** Vanlige hovedaktiviteter som inngår i kontrakter for offshoreprosjekter

## 4 Prosjektgjennomføring på norsk sokkel

Dette kapitlet oppsummerer erfaringer fra gjennomførte og pågående prosjekter på norsk sokkel med særlig fokus på utviklingen etter 2013.

Kostnadsdataene for prosjektene er hentet fra Proposisjon 1 S som OED utarbeider årlig som en del av underlaget til Statsbudsjettet. Prop. 1 S viser prosjektets estimat ved PUD, sist oppdaterte kostnadsanslag, kostnadsutvikling siden PUD og det siste året. Det er prosjektets total kostnader som vises i Prop. 1 S. Disse inkluderer eventuelle tap/gevinster som følge av at valutakurser endres ift. det som var forutsatt ved PUD. Kostnadsanslagene er i denne rapporten inflasjonsjustert til 2019-kroner iht. konsumprisindeksen. Innrapportering fra operatøren til OED gjøres fram til produksjonsstart. Et prosjekt kan ha utestående arbeid etter at feltet har startet opp, eksempelvis knyttet til boring av brønner. Tallene i Statsbudsjettet er derfor det siste kostnadsanslaget, som kan avvike fra endelig utbyggingskostnad.

Plandata er hentet fra PUD samt ODs faktasider. Faktisk oppstartstidspunkt er sammenlignet med planlagt tidspunkt beskrevet i PUD. Planlagt oppstartstidspunkt er i PUD ofte angitt som en gitt måned og ikke en gitt dato. I de tilfellene hvor det ikke foreligger en gitt dato, er det i det videre datagrunnlaget tatt utgangspunkt i den siste dagen i måneden.

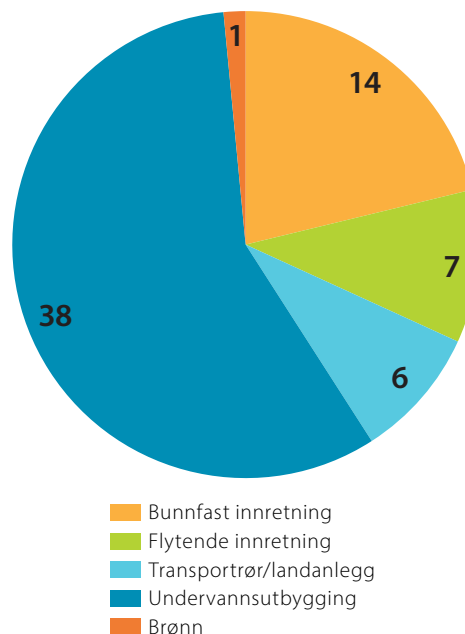
Reserveutvikling på feltene er fra ODs ressursregnskap basert på rapportering til Revidert Nasjonalbudsjett 2019 (innrapportert høsten 2018).

### 4.1 Oversikt over besluttede utbyggingsprosjekter

I perioden 2007-2013 ble PUD for 36 prosjekter godkjent. Tilsvarende ble PUD for 30 prosjekter godkjent i perioden 2013-2018. Figur 3 gir en oversikt over hvilke typer utbyggingsløsninger som ble valgt for disse prosjektene. Det er flest undervannsutbygginger, dernest følger bunnfaste og flytende innretninger.

Fordelingen av utbyggingskonsepter er sammenlignbare for de to periodene. Summen av kost-

nadsestimatene er i overkant av 470 milliarder kroner for begge perioder og fordeler seg om lag likt mellom de ulike utbyggingskonseptene (Se figur 4 og 5). Bunnfaste innretninger utgjør om lag 45 prosent av estimerte kostnader. Undervannsutbygginger og flytende innretninger utgjør begge om lag en fjerdedel. \*



**Figur 3** Fordeling av prosjekter på utbyggingsløsninger. Totalt 66 prosjekter har godkjent PUD / PAD i perioden 2007 til 2018.

Innad i hver kategori kan det være stor forskjell i utbyggingskonseptenes funksjonalitet, kompleksitet og kostnader. Som et eksempel rommer kategorien bunnfast innretning prosjektet Johan Sverdrup byggetrinn 1 som består av fire bunnfaste innretninger med et PUD-estimat på nesten 130 milliarder og Osberg Vestflanken 2 som er en ubemannet brønnhodeplattform estimert til om lag 8,5 milliarder kroner ved PUD. Blant flytende innretninger er det flere ulike typer skrog; skroget på Aasta Hansteen er en SPAR, Goliat er en sirkulær FPSO, Knarr og Johan Castberg er skipsformede FPSOer, og Gjølø er en SEMI. De fleste

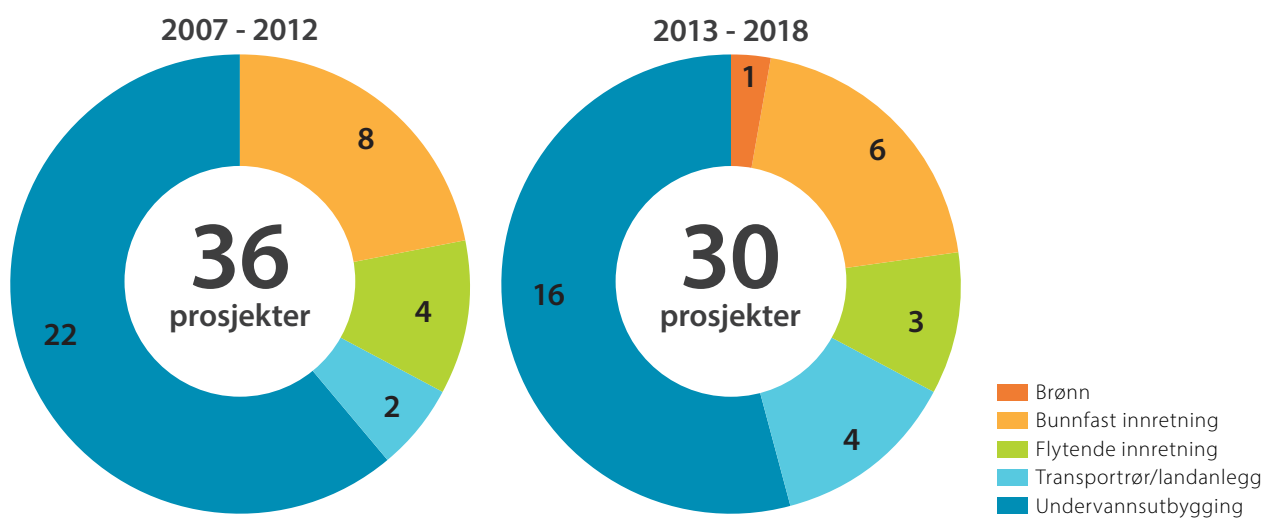
\* De fleste prosjekter har undervannsinstallasjoner og brønner som en del av utbyggingskonseptet. Kategorien bunnfast innretning og flytende innretning er i denne rapporten et felt bygget ut med bunnfast eller flytende innretning (men som også kan ha brønner/undervannsstyr i tillegg). Kategorien undervannsutbygging er et felt hvor havbunnstytret tilknyttes eksisterende infrastruktur og kategorien brønn et prosjekt kun bestående av brønner. Kostnadene som oppgis i rapporten er de totale kostnadene for et prosjekt, kostnadene er ikke fordelt per disiplin.

prosjektene er nybygg, men det er også noen større modifikasjonsprosjekter. Njord Future er et prosjekt som innebærer oppgradering av eksisterende innretninger Njord A og B. Yme New Development baserer seg på gjenbruk av utstyr som stod igjen etter forrige utbyggingsprosjekt på feltet i tillegg til at boreriggen Maersk Inspirer skal klargjøres for produksjon.

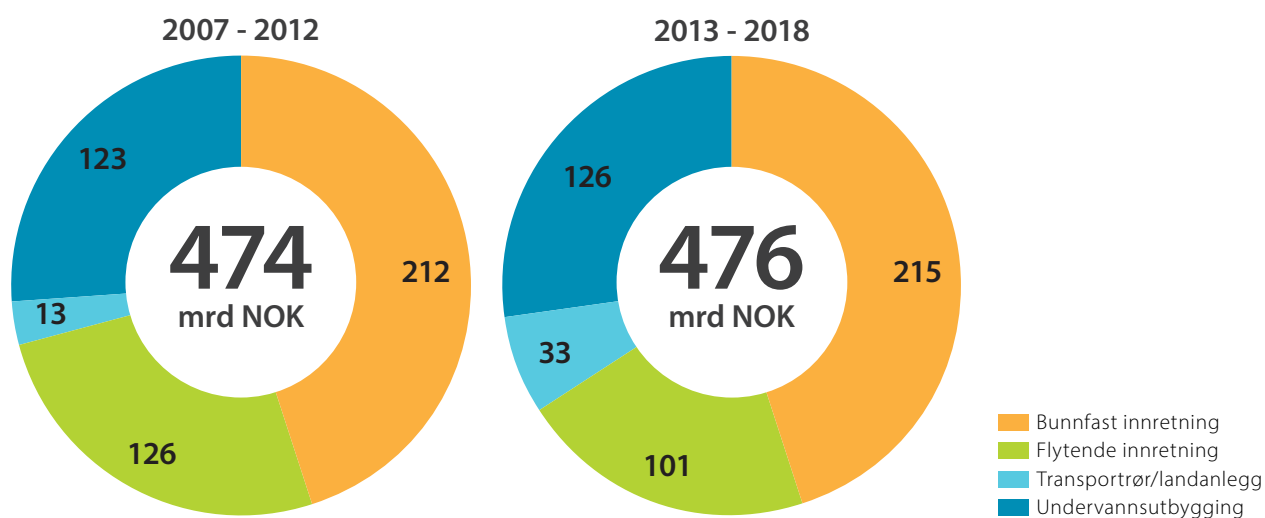
Innen kategorien undervannsutbygginger er det også stor variasjon i utbyggingsløsning og kompleksitet; antall og type brønner og rørledninger, avstand til og arbeidsomfang på vertsinnetningen

er forskjellig på de ulike prosjektene. Investeringsestimatene varierer fra omlag 1,5 mrd. kroner for Skogul og Hyme til i underkant av 20 mrd. kroner for Snorre Subsea Expansion (Snorre SEP).

53 av prosjektene har startet produksjon per 2019, 12 prosjekter er fortsatt under utbygging. Ett av prosjektene (Yme, PUD godkjent i 2007) ble avsluttet uten at prosjektet ble ferdigstilt. Et nytt Yme-prosjekt ble godkjent 2018. Dette er fortsatt under utbygging og inngår i datagrunnlaget.



**Figur 4** Prosjekter fordelt på utbyggingsløsning og periode. I 2007-2012 ble det besluttet 36 prosjekter. I 2013-2018 ble det besluttet 30 prosjekter.



**Figur 5** Fordeling av PUD kostnadsestimater per utbyggingsløsning per periode. Planlagte investeringer for prosjekter i 2007-2012 var på til sammen 474 mrd. 2019-kroner. I 2013-2018 var samlet kostnadsestimat 476 mrd. 2019-kroner.

Bakerst i rapporten gis en oversikt over hvilke utbyggingsprosjekter som er omhandlet i denne rapporten og hvem som har vært operatører. Equinor har stått for om lag halvparten av utbyggingene og omlag halvparten av alle planlagte investeringer. Den resterende halvparten fordeler seg på 16 operatører som har vært ansvarlig for mellom ett og tre prosjekter hver.

## 4.2 Kostnadsutvikling

Alle kostnader som ligger til grunn for beslutningen som tas ved PUD/PAD er estimater. Et estimat vil ta høyde for usikkerheter i prosjektet. Kostnadene blir derfor estimert innenfor et intervall med en viss grad av konfidens. For å få større sikkerhet i estimatene, kreves det mer detaljert prosjektering. Det vil alltid være en vurdering av hvor sikre estimatene må være for å kunne beslutte et prosjekt.

For rettighetshaverne på norsk sokkel er det vanlig å kreve at de estimerte kostnadene har en usikkerhet på maksimalt +/-20 prosent innenfor et 80 prosent konfidensintervall ved PUD. Det betyr at om en gjennomfører et gitt prosjekt mange ganger, vil kostnadene i åtte av ti tilfeller (80 prosent) bli innenfor usikkerhetsspennet på +/-20 prosent av kostnadsestimatet. Et prosjekt hvor kostnadene øker eller reduseres med mindre enn 20 prosent av PUD-estimatet vurderes dermed for å være gjennomført i henhold til estimatet.

Ved PUD utarbeider rettighetshaverne et Master Control Estimate (MCE). Rettighetshavernes prosjektorganisasjon følger kostnadsutviklingen (og plan) gjennom hele prosjektgjennomføringen. Oppdaterte kostnadsestimater og planer, såkalt Current Control Estimate (CCE) utarbeides jevnlig av prosjektene, og siste oppdaterte versjon brukes som underlag ved rapportering til Stortingsprop. 1 S. Prosjektets månedsrapporter oppsummerer framdrift og kostnadsutvikling sammenlignet med siste CCE-oppdatering og MCE.

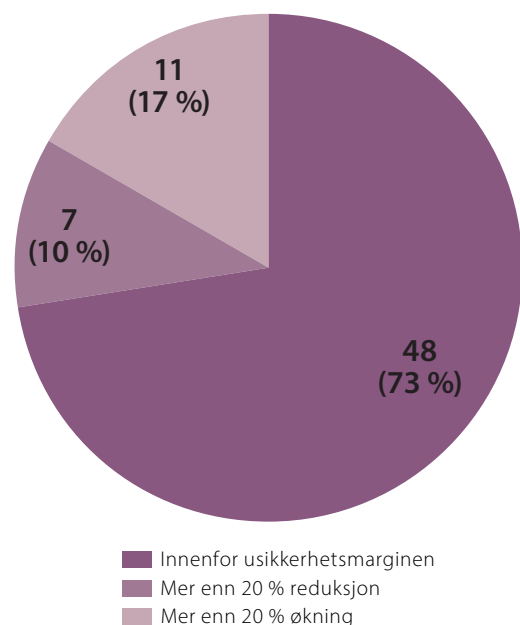
Prosjekter som har startet opp høsten 2019 (Sverdrup byggetrinn 1, Utgard, Valhall Flanke Vest) er i denne rapporten omhandlet som ferdigstilt i og

med at produksjon har startet, men vil få et nytt og mer oppdatert kostnadsanslag i statsbudsjettet 2021. Datagrunnlaget innehar også en del prosjekter som ikke har startet opp. Kostnadsanslagene for disse prosjektene er derfor mer usikre og vil kunne endre seg.

### **De fleste prosjekter er gjennomført uten kostnadsoverskridelser**

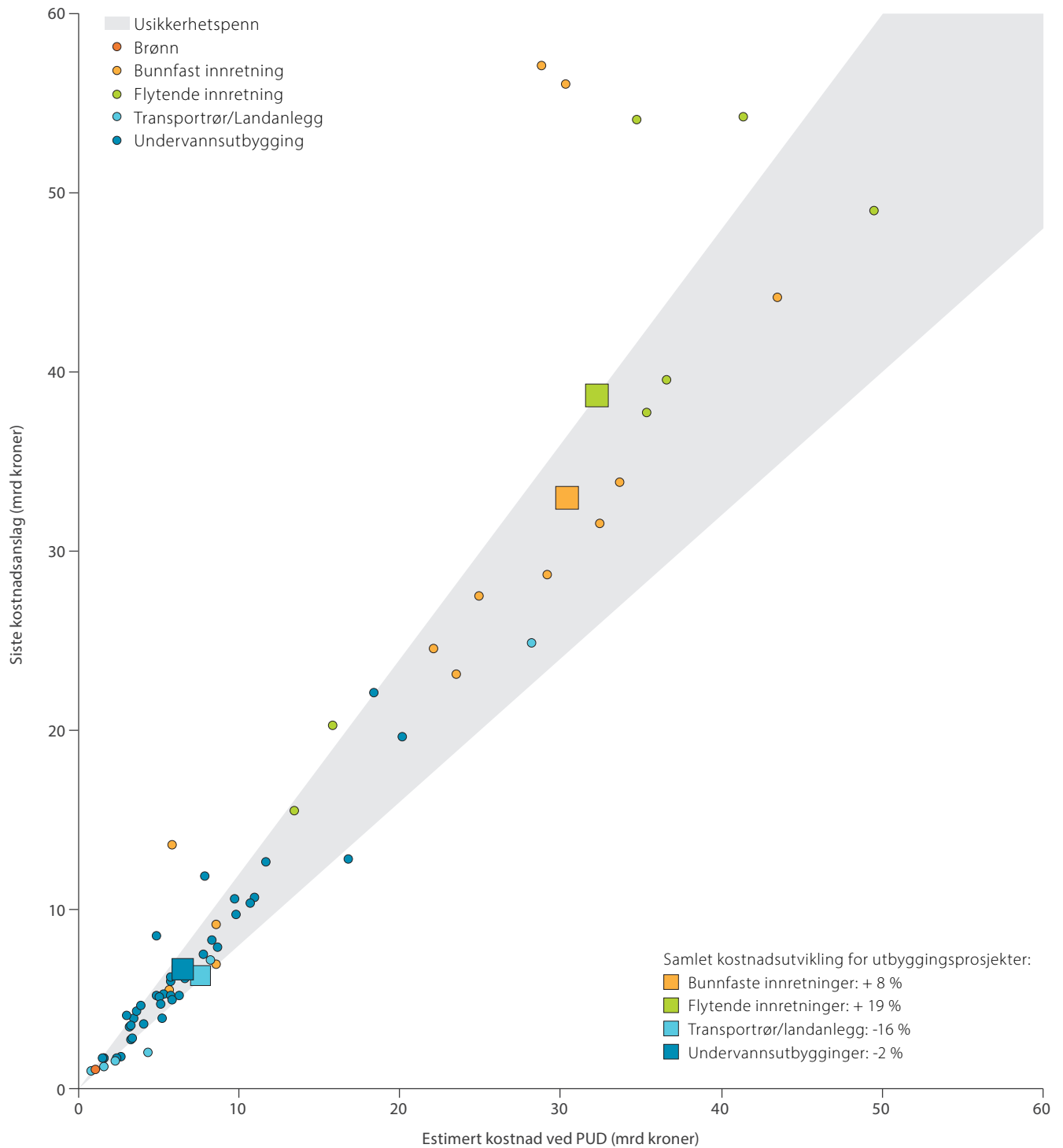
Tallene for de 66 prosjektene med PUD godkjent fra 2007 til 2018 viser at 83 prosent av prosjektene ferdigstilles enten innenfor usikkerhetsspennet i PUD-estimatet eller lavere, se figur 6. I størrelsesorden 73 prosent av prosjektene ferdigstilles iht. PUD-estimatet. I underkant av 17 prosent av prosjektene har kostnadsoverskridelser og 11 prosent har kostnadsreduksjon på mer enn 20 prosent. Dette inkluderer prosjekter som fortsatt er under utbygging.

Prosjektene har samlet sett omlag 8 prosent (om lag 75 mrd kroner) økning i kostnadene sammenlignet med estimatene i PUD. Det er kategorien bunnfaste og flytende innretninger som bidrar mest til at prosjektene samlet sett har en økning i kostnadene, se figur 7.



**Figur 6** viser antall prosjekter som ferdigstilles innenfor usikkerhetsspennet i PUD (+/-20 prosent) og antall som ferdigstilles med kostnadsøkninger eller reduksjoner på mer enn 20%. Totalt 66 prosjekter. Figuren inneholder også prosjekter som ennå ikke er ferdigstilt.





**Figur 7** Kostnadsutvikling for 66 utbyggingsprosjekter i mrd. 2019-kroner fordelt på utbyggingsløsning. Hver prikk representerer et prosjekt og fargen representerer utbyggingsløsning. Firkantene representerer den samlede kostnadsutviklingen for prosjektene innen en utbyggingskategori. Johan Sverdrup byggetrinn 1 (JS) er ikke inkludert som et enkeltprosjekt pga. størrelsen på investeringen. I beregningen av den samlede kostnadsutviklingen for kategorien bunnfaste innretninger er JS inkludert.

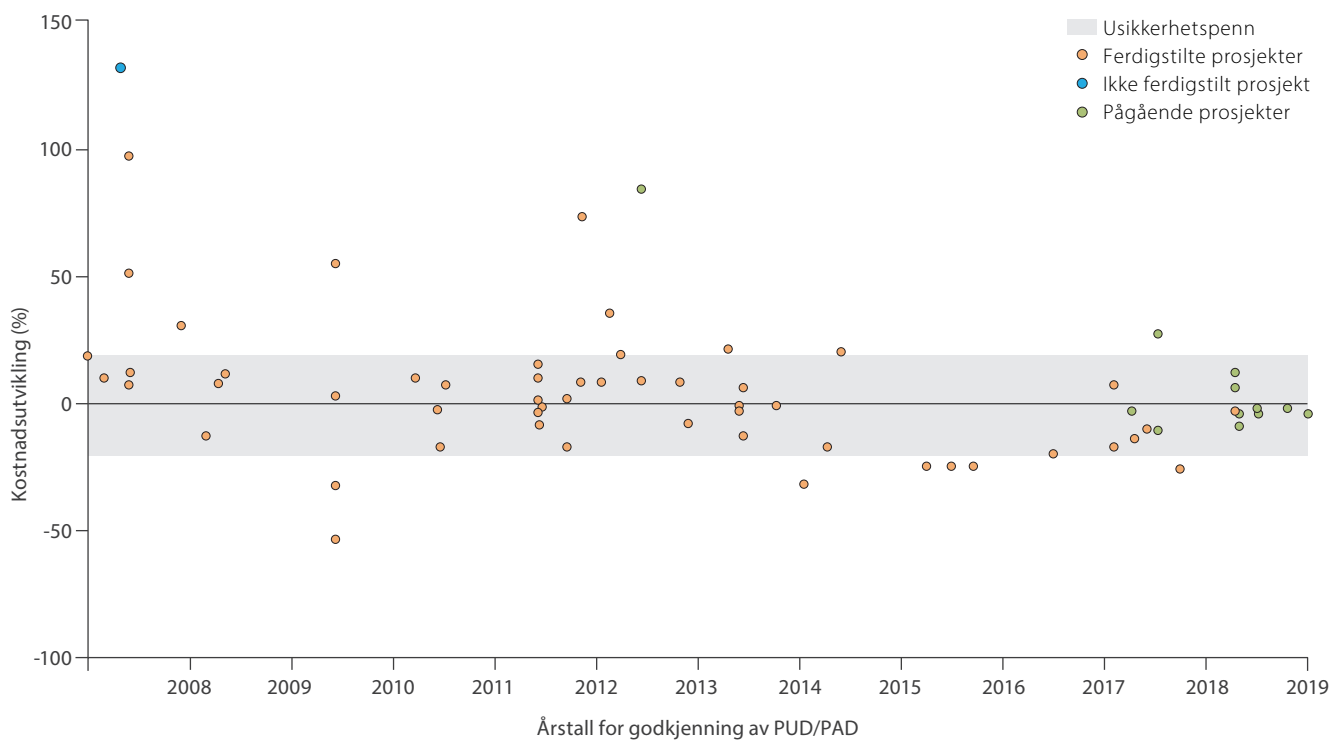
**Prosjektgjennomføringen de siste seks årene går bedre enn forrige seks-årsperiode**

En sammenligning av prosjekter godkjent i perioden 2007 til 2012 og i perioden 2013 til 2018 viser at prosjektgjennomføringen de siste årene går bedre enn tidligere. Dette er illustrert i figur 8 og 9. Prosjekter godkjent de senere årene treffer kostnadsestimatet bedre, og det er færre prosjekter med kostnadsoverskridelser. Det er knyttet usikkerhet til endelig status for de av prosjektene som ikke er ferdigstilt.

Samlet sett for prosjektene før 2013 er det en økning på om lag 115 milliarder kroner i forhold til estimatet i PUD. Dette utgjør 24 prosent økning. Av disse er det åtte prosjekter som har endt opp med kostnadsoverskridelser. Dette er Vega og Vega Sør,

Valhall Videreutvikling, Skarv, Yme, Goliat, Brynhild, Jette og Martin Linge. Av disse har Martin Linge enda ikke startet produksjon og Yme ble avsluttet uten å bli fullført. To prosjekter i denne perioden har redusert kostnadene med mer enn 20 prosent (Troll P-12 og Troll B gassinjeksjon).

Samlet sett for prosjektene fra og med 2013 er det en reduksjon på i underkant av 40 milliarder kroner i forhold til estimatene i PUD. Dette utgjør 8 prosent reduksjon. Av disse er det tre prosjekter med kostnadsoverskridelser. Dette er Flyndre, Varg Gasseksport og Njord Future. Hele seks ferdigstilte prosjekter har en kostnadsreduksjon på mer enn 20 prosent (Oseberg Vestflanken 2, Maria, Ekofisk 2/4, Sverdrup byggetrinn 1, Edvard Grieg oljerørledning og Rutil i Gullfaks Rimfaksdalen).



**Figur 8** Kostnadsutvikling for utbyggingsprosjekter (prosentvis endring ift. kostnadsestimatet i PUD) sammenstilt med årstall for myndighetsgodkjenning av PUD/PAD).



**Figur 9** Samlet kostnadsutvikling fordelt på kategori av utbyggingsløsning. Skravert område viser normalt usikkerhetsspenn på kostnadsestimatet (+/-20 prosent).

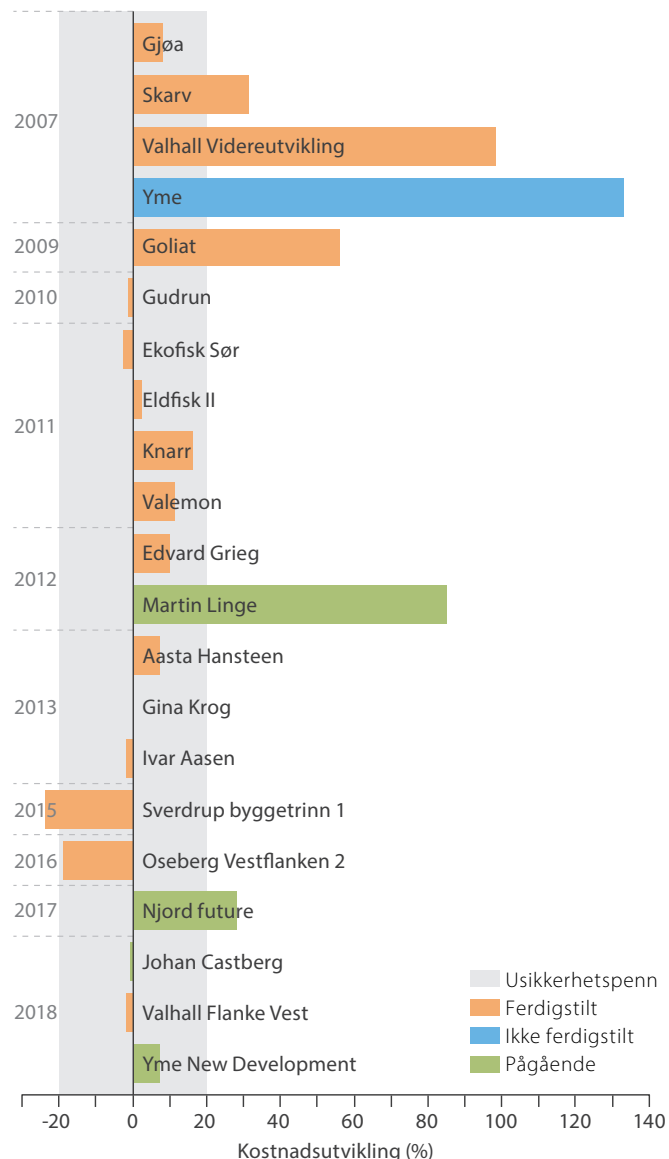
#### 4.2.1 Flytende og bunnfaste innretninger

I dette kapitlet sees det nærmere på kostnadsutviklingen for prosjekter bygget ut som flytere eller som bunnfaste innretninger. Samlet sett er det 21 prosjekter i denne kategorien. Figur 10 viser oversikt over kostnadsutvikling i prosent for disse prosjektene.

Samlet sett for hele perioden har 71 prosent av prosjektene (15 av 21) endt opp med kostnader innenfor usikkerhetsspennet eller lavere. Seks prosjekter har hatt overskridelser og ett prosjekt har hatt mer enn 20 prosent kostnadsreduksjon

De fleste prosjekter med overskridelser har godkjent PUD før 2013. I perioden fra og med 2013 er det kun ett prosjekt som har overskridelser. Dette er Njord Future som er under utbygging. Johan Sverdrup fase 1 har besparelser på 24 prosent (om lag 31 mrd kroner). Flere av prosjektene med store kostnadsoverskridelse ble omtalt i ODs rapport i 2013.

Kostnadene for plattformdekket blir for mange prosjekter mer enn 20 prosent høyere enn estimert. Likevel kan total utbyggingskostnad fortsatt være innenfor usikkerhetsspennet. Dette vil ofte være tilfelle dersom prosjektet klarer å holde tidsplanen og kostnadene for andre deler av prosjektet blir lavere enn estimert. Eksempler på dette er Ivar Aasen, Gina Krog og Edvard Grieg.



**Figur 10** Kostnadsutvikling i prosent for prosjekter bygget ut med bunnfaste eller flytende innretninger.

Større modifikasjoner og oppgradering av eksisterende innretninger kan være med å øke kompleksiteten da tilstanden til innretningen kan være usikker. Njord Future innebærer oppgradering og modifikasjoner av både produksjonsinnretningen Njord A og lagerskipet Njord B. Gina Krog og Martin Linge valgte begge ombygging av tankskip til lagerskip framfor å bygge nytt. Begge disse tankskipene ble sterkt forsinket.

Estimat på stålunderstellet på bunnfaste innretninger treffer normalt godt. Understellet for flytere har for noen prosjekter hatt kostnadsøkninger; dette gjelder både Goliat og Aasta Hansteen hvor under-

stellene var større og mer komplekse sammenlignet med tilsvarende tidligere konsepter. Skroget til Skarv (med unntak av turet) og GjØa ble billigere enn estimert.

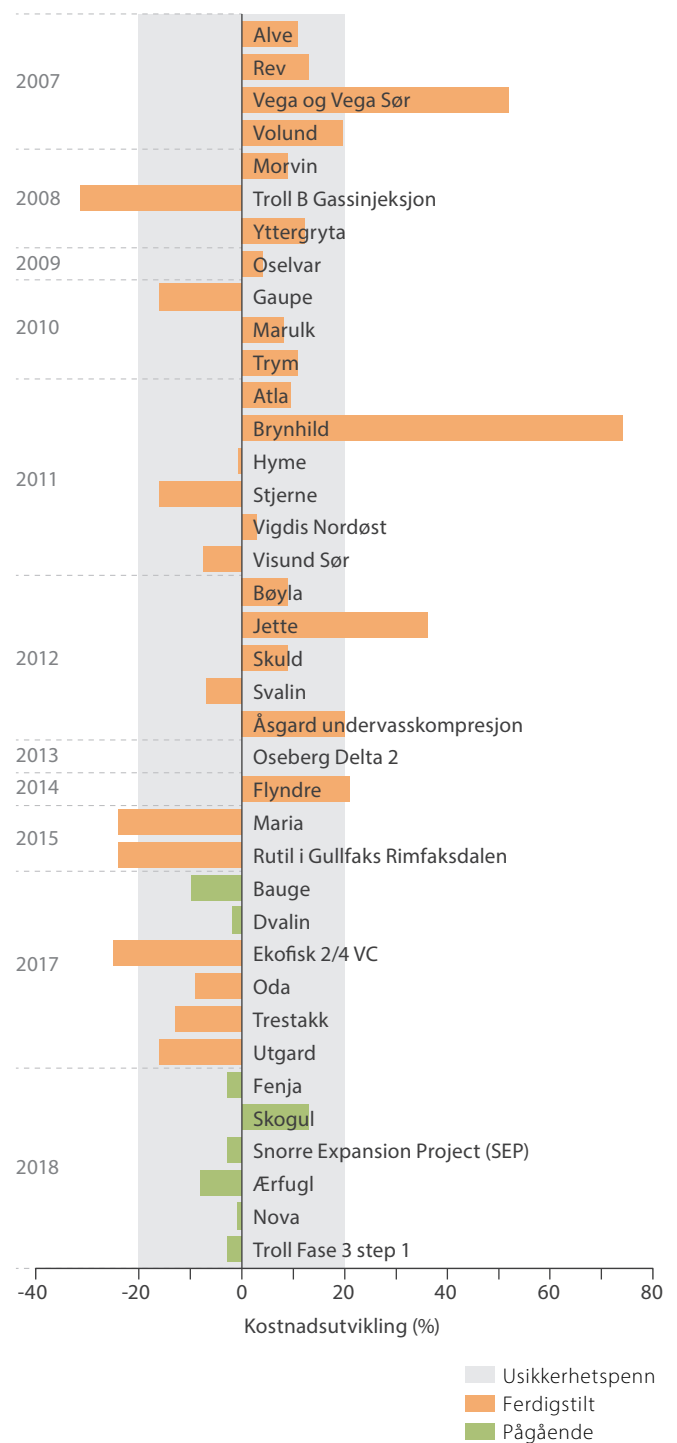
For flere av prosjektene har svakere kronekurs enn forutsatt i PUD bidratt til betydelige kostnadsØknninger. Eksempelvis har Aasta Hansteen, Martin Linge og Johan Sverdrup byggetrinn 1 blitt pØført valuta-tap pØ flere milliarder kroner. PØ tross av negativ valuta-effekt for flere av prosjektene som ble godkjent i 2013 og senere, har disse hatt en samlet kostnadsreduksjon pØ omlag 40 milliarder kroner.

#### 4.2.2 Undervannsutbygginger

Dette kapitlet ser nØrmer pØ kostnadsutviklingen pØ prosjekter bygget ut som undervannsutbygginger. Samlet sett er det 38 prosjekter i denne kategorien. Figur 11 viser oversikt over kostnadsutvikling i prosent for disse prosjektene.

90 prosent av prosjektene har endt opp med kostnader innenfor usikkerhetsspennet i PUD eller under. 79 prosent (30 av 38) av undervannsutbyggingene er ferdigstilt i henhold til kostnadsestimatene lagt fram ved PUD. Fire av prosjektene (10,5 prosent) har hatt kostnadsoverskridelser og fire har hatt kostnadsreduksjoner utover usikkerhetsspennet. Det er en stØrre andel prosjekter som ferdigstilles ihht PUD-estimatene sammenlignet med flytende og bunnfaste innretninger.

Det er i tillegg en ytterligere forbedring i de senere Ør. For prosjekter med godkjent PUD etter 2013 ligger de fleste prosjektene an til Ø ende opp med kostnader lavere enn estimatet. Det er kun ett av 16 prosjekter som forelØpig har hatt en kostnadsØkning utover PUD-spennet (Flyndre), og hele tre prosjekter (Maria, Rutil i Gullfaks Rimfaksdalen, Ekofisk 2/4 VC) har hatt kostnadsreduksjoner utover PUD-spennet.



Figur 11 Kostnadsutvikling i prosent for prosjekter bygget ut som undervannsutbygginger.

Sammen med den årlige rapporteringen av status på utbyggingsprosjekter ifm. Prop 1 S gir OED også en kortfattet oppsummering av status på prosjekter og årsaken til endringer i kostnadsestimatene. En gjennomgang av denne oppsummeringen for felt bygget ut som undervannsutbygginger viser ingen klare årsaker til kostnadsavvik.

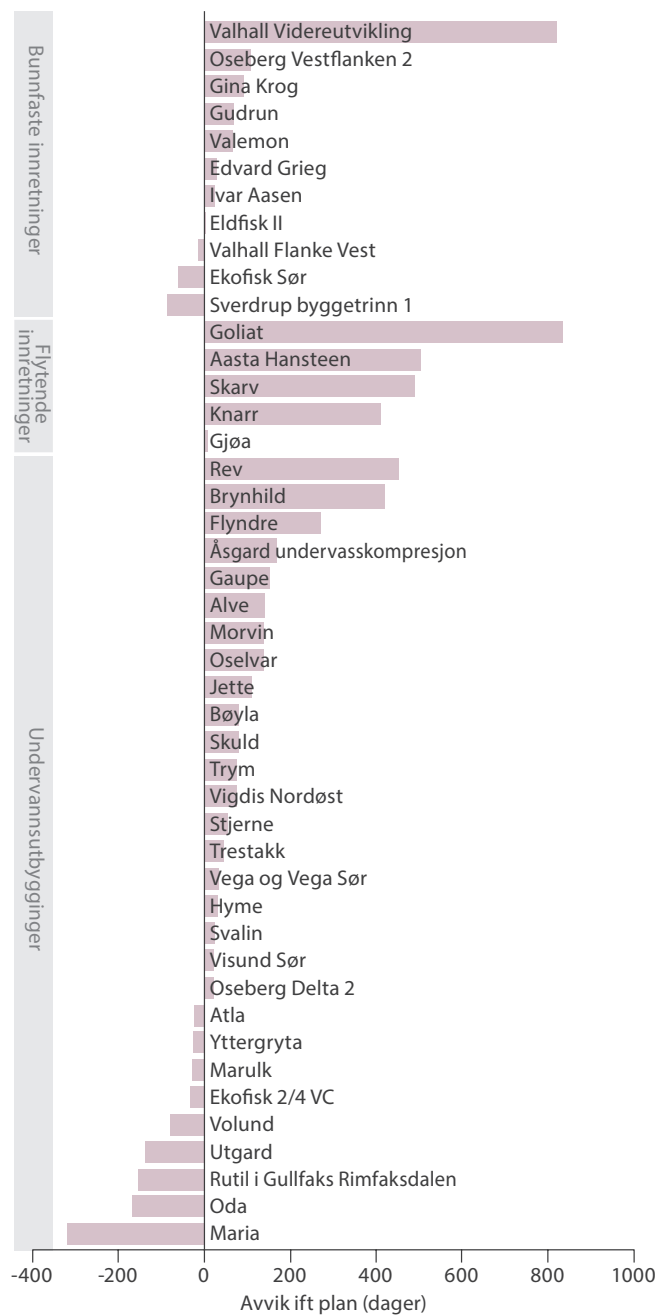
Arbeid på en innretning i drift krever god planlegging for å begrense påvirkningen på daglig drift. Det kan være krevende å estimere omfanget av modifikasjonene. OD har på tross av dette ikke funnet at dette er et område hvor prosjektene mislykkes oftere enn andre. Tre av prosjektene med kostnadsoverskridelser (Jette, Flyndre, Brynhild) har dog inkludert modifikasjoner som et av områdene som bidro til overskridelsene.

For de fire prosjektene som har hatt reduksjon i kostnader utover 20 prosent er en fellesnevner at borekostnadene har blitt lavere enn estimatet i PUD. Både Maria, Rutil i Gullfaks Rimfaksdalen og Ekofisk 2/4 VC har hatt en positiv effekt av at industrien har oppnådd forbedringer knyttet til boreeffektivitet i senere år.

### 4.3 Plan

Figur 12 viser avvik mellom planlagt og faktisk oppstart for ferdigstilte prosjekter. Et flertall av prosjektene har blitt ferdig innen rimelig tid, men i gjennomsnitt har prosjektene brukt om lag 3,5 måned mer enn planlagt. Det er særlig noen enkeltprosjekter som har brukt vesentlig lenger tid. Martin Linge er ikke med i datagrunnlaget da prosjektet ikke er ferdigstilt. Yme er heller ikke med da prosjektet ble stanset desember 2012 uten å bli ferdigstilt. Dette tilsvarer en til da forsinkelse på om lag fire år ift. planlagt oppstartstidspunkt.

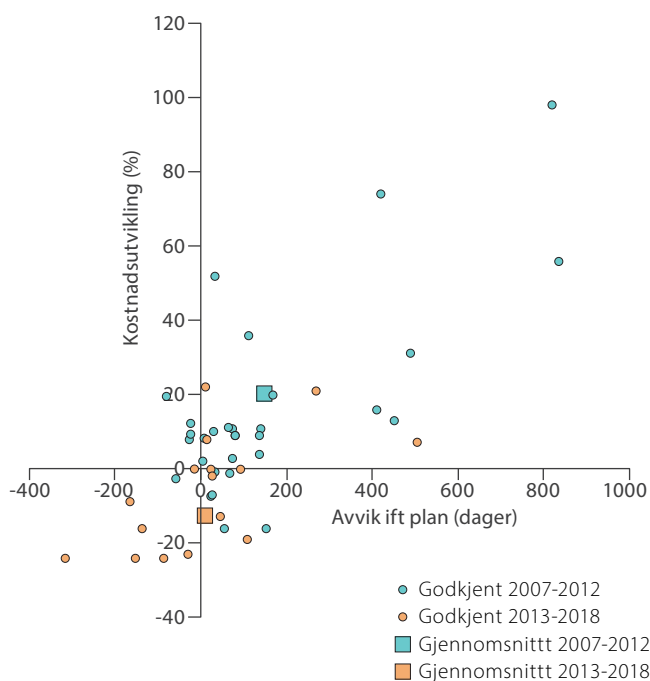
Gjennomsnittlig forsinkelse for flytende og bunnfaste innretninger i perioden 2007-2018 er i underkant av syv måneder. Fire av prosjektene (Ekofisk Sør, Eldfisk II, Johan Sverdrup byggetrinn 1 og Valhall Flanke Vest) har blitt ferdig før eller på tiden. Prosjekter godkjent i perioden fra 2013 og senere er bedre enn foregående periode med en gjennomsnittlig forsinkelse på om lag 3,5 måneder.



**Figur 12** Antall dager forsinkelse per prosjekt og utbyggingsløsning. Pågående prosjekter er ikke tatt med i figur. Prosjekter med negativt antall dager har startet opp før plan.

Gjennomsnittlig forsinkelse for undervannsutbygginger er i underkant av to måneder. Prosjekter godkjent i perioden fra 2013 og senere er også her bedre enn foregående periode. I snitt har undervannsutbyggingene i siste periode blitt ferdigstilt to måneder før plan mot tre måneder forsinkelse i forrige periode.

For å bygge ut et felt er det mange aktiviteter som må planlegges og gjennomføres, og aktivitetene vil avhenge av hverandre. Det kan være stor usikkerhet knyttet til varigheten av disse og forsinkelser vil kunne forplante seg videre i prosjektet. Det er vanlig å utføre en planrisikoanalyse hvor man identifiserer hvordan ulike risikoer vil kunne påvirke tidsplanen, og basert på denne kommer man fram til sannsynlighetsfordeling for når prosjektet kan ferdigstilles og en forventningsrett oppstartsdato.



**Figur 13** Avvik fra planlagt oppstartstidspunkt for ferdigstilte prosjekter sammenstilt med endringer i kostnader for prosjekter med PUD godkjent i perioden 2007-2018.

For å nå forventet oppstartsdato ved utbygging av innretninger hvor det er et stort offshore arbeidsomfang (for eksempel installasjon og oppkobling av plattformdekket), er det som regel viktig at utseiling fra verftet skjer vår eller tidlig sommer. Mye av installasjonsaktiviteten er værsensitiv og må foregå mellom april og september. Noen måneder forsinkelse fra verftet kan dermed medføre et helt års forsinkelse av prosjektet.

Undervannsutbygginger er også avhengig av et tilstrekkelig godt værvindu for å utføre enkelte aktiviteter, men er i mindre grad sårbare om det oppstår forsinkelser på noen av leveransene.

Figur 13 viser at det er en sammenheng mellom forsinkelser og kostnadsutvikling. Det er en forholdsvis stor spredning i tallene. Dette kan skyldes at kostnadsveksten og forsinkelsen skjer på deler av arbeidsomfanget samtidig som det kan være besparelser for andre deler. Også kontraktsforhold og operatørens prosjektportefølje og mulighet til å bytte om på installasjonsaktiviteter og fartøy har betydning for dette.

#### 4.4 Regularitet

Utbyggingsprosjekter vil ofte kun bli vurdert med utgangspunkt i utbyggingskostnader og gjennomføringstid. Det er imidlertid også viktig at innretningene kan drives på en god måte og at produksjonen foregår som forventet.

Dersom utstyret som bygges og installeres ikke oppfyller ønsket kvalitet kan det påvirke regularitet, levetid og sikkerhetsnivå. Basert på en gjennomgang av innrapportert produksjon fra feltene samt informasjon om driftserfaringer som gis i de årlige statusrapportene er ODs vurdering at prosjekter med kostnadsoverskridelser og forsinkelser har økt risiko for lavere oppetid etter produksjonsstart. Det kan skyldes at produksjonsinnretningen for disse feltene ikke er helt ferdigstilt ved produksjonsstart.

Goliat, Skarv og Knarr er eksempler på prosjekter som har brukt vesentlig lenger tid i gjennomføringsfasen enn planlagt og hvor regulariteten har vært lav de første to årene etter produksjonsoppstart. For disse feltene har det vært nødvendig å gjøre forskjellig type arbeid og uttesting av systemer etter oppstart.

#### 4.5 Reserveendring

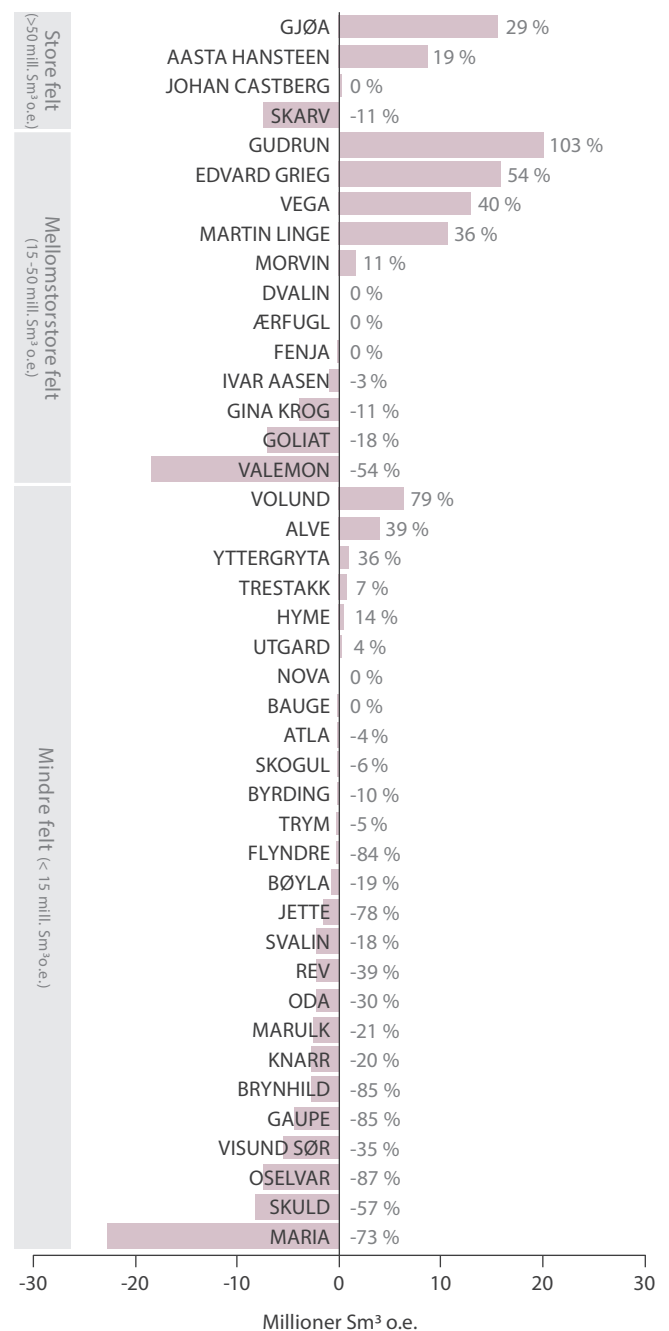
Å kunne produsere olje- og gassressursene i samsvar med eller bedre enn utbyggingsplanen er en svært viktig indikator på om en lykkes med utbyggingsprosjektet. I PUD beskriver operatøren forventninger til tilstedeværende ressurser og utvinnbare reserver. Estimatenes angis med en forventningsverdi samt et usikkerhetsspenn fra lavt til høyt.

I en studie fra universitetet i Stavanger er faktisk produksjon de første fire årene etter oppstart sammenlignet med operatørens estimater ved PUD /8/. Det er i studien tatt utgangspunkt i 56 oljeutbygginger på norsk sokkel fra 1995 til 2017. En av konklusjonene fra studien er at prosjektene i stor grad overestimerer produksjonen for den første tiden etter produksjonsstart og at kun 25 prosent av prosjektene har endt opp med produksjon innenfor usikkerhetsspennet de fire første årene.

Samtidig viser ODs data at mange felt over feltets levetid vil produsere mer enn det som lå til grunn for utbyggingsplanen. Ressursrapporten for 2019 /4/ viser at reservene på felt har økt betydelig de siste årene. Generelt er det en trend at de største feltene har en økning i reservene, mens flere av de mindre feltene har en reduksjon. Det kan være flere forklaringer på at reservene har økt mest på de store feltene. Rettighetshaverne på store funn tar ofte en utbyggingsbeslutning basert på de ressursene som må til for å få en lønnsom utbygging, og det blir bygd inn fleksibilitet som gjør at tilleggsressurser kan realiseres over tid.

Om lag en tredjedel av de 66 prosjektene omtalt i denne rapporten er et resultat av at rettighetshaverne ser muligheten til å iverksette tiltak som gir tilleggsressurser på felt i drift. Et eksempel er Vigdis Nord Øst-prosjektet som er tredje PUD på undervannsfeltet Vigdis.

Om lag to tredjedeler av prosjektene er utbygging av nye felt, det vil si utbyggingen er første PUD på feltet. Figur 14 viser reserveendringen siden PUD på disse feltene. Feltene er delt inn i store, mellomstore og mindre felt. Flere av de mindre feltene har hatt en betydelig prosentvis nedgang i reserver etter PUD. Et eksempel på felt med reservenedgang er Maria. Produksjonserfaring og datainnsamling har vist at tilstedeværende volum og reservoaregenskapene er forskjellig fra det som ble beskrevet i PUD. Rettighetshaverne jobber med tiltak som kan føre til økning av reservene i forhold til de nedjusterte 2018-estimatene.



**Figur 14** Reserveendring (mill Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter) ift PUD for prosjekter omtalt i rapporten. Kun prosjekter som utgjør første PUD på feltet er inkludert (ikke vide-reutviklings- og økt utvinningsprosjekter). Johan Sverdrup er utelatt pga størrelsen (økt med 130 MSm<sup>3</sup> oe da byggetrinn 2 ble besluttet). Reserveendring basert på historisk produksjon og gjenværende reserver med utgangspunkt i ressursregnskapet i 2018.

Det vurderes ofte ikke å være regningsvarende å bore mange lete- og avgrensingsbrønner før PUD på små funn. Beslutningsgrunnlaget kan da bli relativt sett mer usikkert sammenlignet med større funn. Det er derfor viktig at rettighetshaverne som planlegger å bygge ut små funn maksimerer datainnsamlingen fra utvinningsbrønnene og andre datakilder for å bedre forstå og redusere usikkerheten. Et mulig tiltak kan være å redusere antall forborede utvinningsbrønner for heller å bore noen av brønnene etter produksjonsstart.



## 5 Prosjekterfaringer

OD har siden 2014 hatt en rekke møter med operatører for utbyggingsprosjekter. I møtene gis det en status på framdrift og kostnadsutvikling samt utfordringer, og hvordan disse imøtegis. Lærdom og erfaringer i prosjektene oppsummeres og benyttes i ODs oppfølging av prosjektene i tidligfase for å bidra til at rettighetshaverne tar hensyn til forhold som er viktig for å oppnå god prosjektgjennomføring.

Et annet viktig formål er å dele disse prosjekterfaringene med næringen. Dette kapitlet omhandler derfor viktige erfaringer og læring fra utbyggingsprosjektene. De er hovedsakelig basert på møter OD har hatt i perioden 2014 til 2019, men det er også sett til andre studier som omhandler temaet.

Kapitlet blir delt inn i ulike tema hvor en drøfter og gir eksempler på erfaringer og læring som OD vurderer som viktige for å lykkes med prosjektgjennomføringen. De konkrete prosjekteksempelene i kapitlet gir imidlertid ikke en fullstendig forklaring på årsakene til at et prosjekt har lyktes eller ei. Ptil publiserte i 2019 en detaljert gjennomgang av tre av utbyggingsprosjektene som er fra perioden denne rapporten omhandler /5/.

### 5.1 Grundig planleggingsarbeid før PUD

Planleggingsfasen er fasen før investeringsbeslutning og innsendelse av PUD til myndighetene, se figur 1. I rapporten OD skrev i 2013 ble det konkludert med at det for flere av prosjektene som ble gjennomgått var store mangler i denne fasen. Flere av prosjektene var helt fra oppstart kjennetegnet av en altfor ambisiøs gjennomføringsplan. Av den grunn var det også satt av liten tid til tidligfasearbeidet. Prosjekter med mangelfullt tidligfasearbeid har erfaringsmessig opplevd et stort behov for endringer underveis i byggefasen og at arbeid må gjøres om igjen. Dette resulterer da ofte i overskridelser og forsinkelser.

I fasen fram mot BOV utvikles ulike utbyggingskonseptet før rettighetshaverne velger et av dem og beslutter å videreføre prosjektet. Dersom det gjennomføres helhetlige og grundige vurderinger og tas riktige valg i fasen fram til konseptvalget, reduseres

risikoen for endringer etter BOV. Dette forutsetter at beslutningsunderlaget er tilstrekkelig modent, og at det er en god tverrfaglig interaksjon i prosjektet, slik at man unngår sene konseptendringer. Konseptet bør gi mulighet for å implementere tiltak dersom undergrunnen er forskjellig fra hva en tidligere har forutsatt, som f.eks. å kunne endre brønnplassering. Dersom det er mange uavklarte problemstillinger ved BOV, kan det være svært ressurskrevende å følge planen, og det kan få konsekvenser for prosjektgjennomføringen. Rettighetshaverne bør vurdere om det er mer hensiktsmessig å utsette BOV inntil grunnleggende usikkerheter er avklart.

I fasen etter BOV modnes det valgte konseptet fram til investeringsbeslutning og PUD. Det bør settes av tilstrekkelig tid til studiearbeid slik at dokumentasjonen som skal brukes videre i gjennomføringsfasen har god kvalitet. Det er en god regel i størst mulig grad å unngå å introdusere vesentlige endringer i konseptet etter BOV. Dersom det må gjøres endringer, må det settes av nok tid til å modne disse til rett nivå før prosjektet besluttes. Goliat er et eksempel hvor prosjektet ikke tok seg god nok tid og beslutningsunderlaget ikke var tilstrekkelig modent hverken ved BOV eller PUD /5/. Erfaringer fra Martin Linge viser noe av det samme.

OD erfarer at mange prosjekter som har blitt bygd ut de siste årene, eller fortsatt er under utbygging, trekker fram god planlegging som årsak til at prosjektgjennomføringen går bra. Operatørene gir tilbakemelding om at de håndterer overraskelser i gjennomføringen godt, og forklarer dette med forberedelsene gjort i en tidlig fase.

Som beskrevet i kapittel 3.2 er det økt fokus på å velge konsept tidlig. Dersom dette bidrar til at operatørene setter av mer tid til å modne det valgte konseptet, vil det kunne øke kvaliteten i beslutningsunderlaget. Det er imidlertid en balanse mellom å ta tidlige valg, versus det å modne alternativene tilstrekkelig til å sikre gode valg.

I tillegg til at prosjektene synes å ha tatt læring av en periode med flere tilfeller av kostnadsoverskridelser, har også markedsendringer påvirket selskapenes prosjektplanlegging. I årene før 2014 var aktivitets-

og prisnivået høyt. Oljeprisnedgangen førte til at rettighetshaverne fikk økt fokus på kostnader og kostnadseffektivitet; prosjektene måtte også være lønnsomme ved lav oljepris. Enkelte rettighetshavergrupper besluttet i denne perioden å bruke lengre tid på planleggingen for å sikre lønnsomheten under de nye forutsetningene. Denne tiden ble benyttet til å modne prosjektet ytterligere samt gjøre forbedringer før gjennomføringsfasen. Prosjektene som er blitt besluttet etter at oljeprisen falt har ofte hatt for-

del av mer tilgjengelig kapasitet hos leverandører og prioritet på byggeplasser. Men dersom nedgangstidene fører til nedbemanning hos leverandørene, kan det ha negative konsekvenser for kapasiteten samt HMS og kvalitet. I noen tilfeller har det også vært fare for at leverandørene skulle gå konkurs.

Dvalin og Oda er to havbunnsutbygginger hvor operatørene har vektlagt god planlegging som årsak til at prosjektgjennomføringen går bra.

*Basert på innspill fra Equinor og Total:*

### **Martin Linge**

Utbyggingsløsningen for Martin Linge er en bunnfast innretning med prosessanlegg og overføring av olje til et flytende lagerskip (FSO). Gassen eksporteres til St. Fergus gassterminal. Brønnene bores ved hjelp av egen oppjekkbar rigg. Innretningen bygges ut med kraftforsyning fra land.

### **Status på prosjektet:**

Total var operatør under planlegging og utbygging av prosjektet fram til Equinor overtok Totals eierandeler og ble operatør i 2018. Equinor eier nå 70% og Petoro 30%.

I Prop 1 S (2019-2020) rapporterte Equinor om at kostnadsanslaget er økt til 56 mrd kroner, en økning på nesten 26 mrd siden PUD. Dette tilsvarer en kostnadsøkning på ca. 85 %. Forventet oppstart er nå tredje kvartal 2020. I PUD ble oppstart estimert til desember 2016.

### **Prosjekterfaringer:**

Oktober 2011 ble myndighetene informert om at rettighetshaverne passerte milepælen BOV. I januar 2012 ble PUD levert.

FEED-arbeidet var ved PUD ikke ferdigstilt. Konseptet med kraft fra land ble introdusert i 2011 og var identifisert som en gjennomføringsrisiko ved PUD fordi endringen i design kom sent og løsningen ikke var studert i detalj. En annen risiko var vekten av prosessmodulen i forhold til kapasiteten til datidens eksisterende tungløftfartøy.

Kontrakter for understellet ble satt rett etter PUD. Kontrakter for lagerskip, plattformdekket og undervannsutstyr/rørledninger ble inngått i begynnelsen av 2013. I statsbudsjettet 2014 (rapportert til OED august 2013) hadde investeringsanslaget økt med 3,4 milliarder kroner. Økningen skyldtes høyere kostnader knyttet til stramt marked, undervannsanlegget, mer omfattende prosjektering, en større prosjektorganisasjon enn opprinnelig planlagt og kraft fra land.

Plattformdekket var ved PUD planlagt å bli installert som tre moduler: Boligkvarter og hjelpesystemer, brønn- og prosessmodul samt fakkelløst. Boligkvarteret og hjelpesystemmodulen ble bygget hver for seg og planen var å sette disse sammen og teste systemene før installasjon i ett løft offshore. Anslagene for maksimal tillatt løftekapasitet ble etter PUD redusert. Dette, sammen med vektøkning, bidro til at det ble besluttet at boligkvarteret og hjelpesystemene måtte installeres hver for seg. I 2012 fant en ut at prosessmodulen var tyngre enn løftekapasiteten og derfor måtte deles opp i ytterligere en modul som ble koblet til fakkelløst. I tillegg ble det behov for å ta ut dekkstrukturer før løfting av modulene. Alle disse forholdene bidro til at integrasjonsarbeid som skulle vært utført på verftet må utføres offshore. Vektutfordringene er derfor en viktig forklaring på hvorfor oppkoblings- og ferdigstillelsesarbeidet offshore tar vesentlig mer tid sammenlignet med andre utbyggingsprosjekter.

Technip og Samsung Heavy Industries (SHI) ble tildelt en totalkontrakt for plattformdekket inkludert trans-

port til Norge og oppkobling og ferdigstilling offshore. I tillegg erfarte også Total, som mange andre operatører, at behovet for prosjekteringstimer ble vesentlig høyere enn estimert. Bygging av plattformdekket i Korea ble utfordrende både på grunn av forsinkelser i prosjekteringen og mange konkurrerende prosjekter ved verftet som gjorde ressursituasjonen utfordrende.

Rettighetshaverne valgte å utsette utseiling offshore av modulene til plattformdekket som var planlagt til sommeren 2016 først ett år til sommeren 2017.

I mars 2017 gjennomførte Ptil tilsyn mot Martin Linge ved SHI knyttet til teknisk sikkerhet, elektriske anlegg og styring av vedlikehold. Det ble identifisert flere brudd på regelverket for modulene.

I tillegg til utfordringer grunnet stort arbeidsomfang og kvalitetsavvik, ble det midlertidig stans i byggearbeidet som følge av ulykken på verftet 1. mai der seks arbeidere som jobbet på Martin Linge-prosjektet omkom. Utseilingen fra SHI ble utsatt til slutten av 2017.

Prosess- og hjelpemodulene lå ved Rosenberg fra mars 2018 for gjennomgang og verifikasjoner før utseiling offshore juli 2018.

Boligkvarteret ble tildelt Apply Leirvik som en underleveranse til SHI. Pga. manglende kapasitet ble prosjektering og fabrikkasjon flyttet fra Stord til Apply Emtunga i Gøteborg. Boligkvarteret ble transportert til Norge i 2018.

I PUD var løsning for lagerskipet ikke bestemt. Rederiet Knutsen ble tildelt arbeidet med å bygge om tankskipet Hanne Knutsen til lagerskip. Ombyggingen i Polen var utfordrende og ble sterkt forsinket.

Forsinkelsene forbundet med lagerskipet og boligkvarteret ble aldri kritisk for Martin Linge.

Oppkoblings- og ferdigstilleesarbeidet offshore som i PUD var anslått en varighet på 7-8 måneder, kan etter dagens planer ta ca. to år. Økt arbeidsomfang gir en stor økning i timetallet for oppkobling og ferdigstilling. Økningen skyldes blant annet utestående arbeid da modulene forlot verftet i Asia og at det siden er identifisert merarbeid under systematiske gjennomgang av systemene. Utformingen av plattformdekket i kombinasjon med vektutfordringer har også bidratt til flere timer offshore da det har begrenset muligheten for testing og oppkoblinger på land. Effektiviteten offshore har også vært lavere enn antatt.



Foto: Equinor/Arne Wold/Bo B. Randulff

### *Basert på innspill fra Spirit Energy:*

#### **Oda**

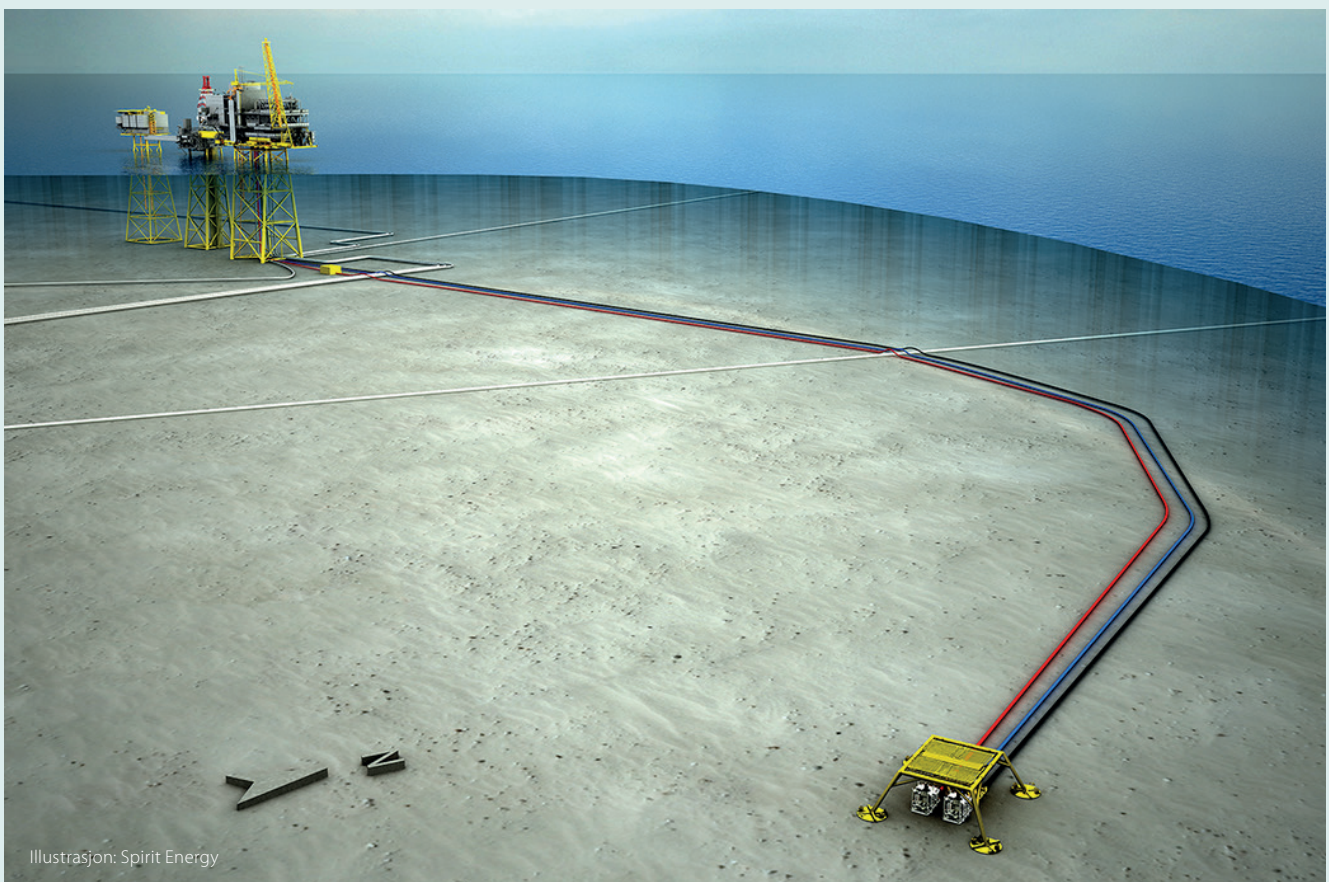
Oda er en havbunnsutbygging i Nordsjøen som består av en havbunnsramme med to produksjonsbrønner knyttet til Ula og en injeksjonsbrønn for trykkstøtte. Utbyggingsoperatør er Spirit Energy (tidligere Centrica). Prosjektet fikk godkjent PUD i 2017.

Oda er operatørens første utbyggingsprosjekt på norsk sokkel. Innhenting av erfaringer samt modning gjennom FEED har vært en viktig del av forberedelsene. Operatøren hadde møter med andre operatører og industrier med formål om å etablere en beste praksis for prosjektplanlegging og gjennomføring. I 2015 ble det inngått allianser med noen få utvalgte kontraktører. Bakgrunnen for dette valget var blant annet å kunne engasjere leverandørene tidlig i planleggingen, få et større eierskap og engasjement hos leverandører samt at en også ønsket å ha kontinuitet hos leverandører fra FEED til detaljprosjektering og konstruksjonsaktiviteter. Et annet moment var at det ifølge operatøren

ville bidra til at størrelsen på egen organisasjon enklere kan tilpasses og skaleres til aktivitetsnivået.

Lav oljepris i 2016 medførte at Oda-prosjektet trengte om lag et halvt år ekstra før det ble godkjent internt og i utvinningstillatelsen. Det var økte krav til kontroll og modenhet på prosjekteringen samt at alle kommersielle avtaler, som for eks. tilkobling til vertsplattformen Ula, skulle være på plass før sanksjonering. Høy modenhet på FEED-studiene samt at en benyttet samme kontraktører fra FEED til detaljprosjektering resulterte i at det var ingen endringer etter PUD.

Feltet startet produksjon i mars 2019, fem måneder før planen og 500 millioner under kostnadsestimatet i PUD. Resultatene fra produksjonsboringen har vist at reservoaret er mer komplekst og har mindre utstrekning enn forventet. Dette var en sensitivitet i PUD volumene. Reservene er nedskrevet med 30 prosent. Oda feltet har imidlertid en ledig brønnsliste, og det er identifisert mulighet for å øke og / eller akselerere reserver.



Illustrasjon: Spirit Energy

## 5.2 Prosjektorganisasjon med tilstrekkelig kompetanse, erfaring og kapasitet

Equinor er den største utbyggingsoperatøren på norsk sokkel og har bygget ut prosjekter i mange år. Selskapet har både store og små prosjekter pågående til enhver tid. Equinor arbeider aktivt med læring fra prosjektene og videreutvikler arbeidsmetodikk og styrende dokumentasjon. Tilsvarende gjelder ConocoPhillips som over flere år har hatt en portefølje av prosjekter i Ekofiskområdet.

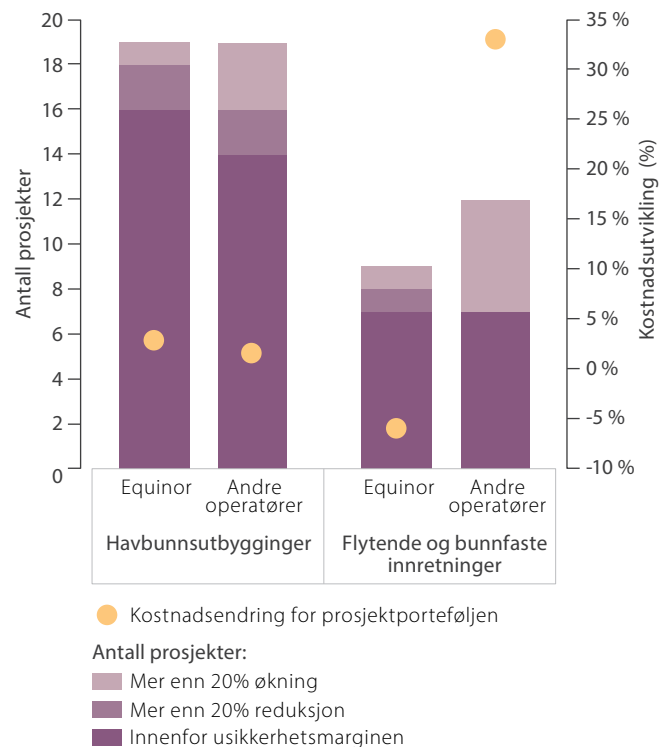
Andre operatører har hatt få utbyggingsprosjekter på sokkelen. Selskap som gjør et funn på norsk sokkel kan med andre ord ha svært forskjellig utgangspunkt når prosjektet skal planlegges og bygges ut.

Figur 15 viser at Equinor har hatt få prosjekter med kostnadsoverskridelser både når det gjelder felt bygget ut som havbunnsutbygginger og bunnfaste/flytende innretninger. De resterende operatørene har som Equinor lyktes med prosjekter bygget ut som havbunnsutbygginger. Ved bygging av felt med bunnfaste/flytende innretninger har fem av tolv prosjekter endt opp med overskridelser. Disse er Skarv, Goliat, Valhall Videreutvikling, Martin Linge og Yme. Prosjektene Ekofisk sør, Eldfisk II, Edvard Grieg og Ivar Aasen er eksempler på prosjekter uten overskridelser.

Selskap med få eller ingen tidligere utbyggingsprosjekter må bygge opp en prosjektorganisasjon, eventuelt også styrende dokumentasjon, samtidig med planlegging av prosjektet. Flere av prosjektene OD har hatt møter med vektlegger at det er viktig for uerfarne utbyggingsoperatører å bygge opp en prosjektorganisasjon med erfarne prosjektmedarbeidere. Det gjelder spesielt dersom det er et utbyggingsprosjekt med selvstendig feltsenter fordi slike prosjekter krever en større prosjektorganisasjon med flere fagdisipliner, det er flere grensesnitt som krever stor grad av involvering og styring fra operatøren både i planleggings- og gjennomføringsfasen.

I undervannsutbygginger hvor det er samme operatør som vertsinretningen organiseres modifi-

kasjonsprosjektet som en integrert del av utbyggingsprosjektet. Der hvor det ikke er felles operatør etableres det to prosjektorganisasjoner hvor operatør for vertsinretningen er ansvarlig for det som skjer av modifikasjonsaktiviteter. Samarbeid mellom to operatører er forskjellig fra samarbeid mellom oljeselskap og leverandør. Operatøren som skal bygge ut feltet har begrenset mulighet til å styre den delen av prosjektet som er på vertsinretningen. I planleggingen av et prosjekt er det derfor viktig at aktørene etablerer gode rutiner for samhandling og informasjonsutveksling slik at det sikres gode forutsetninger for planlegging, utbygging og operasjon. Det er ODs vurdering at denne type samarbeid i all hovedsak fungerer godt på norsk sokkel.



**Figur 15** Antall prosjekter og prosjektsresultat fordelt på operatør (equinor og «andre») og utbyggingskonsept.

Flere operatører har i møte med OD understreket viktigheten av å ha et godt samarbeid i planleggingsfasen uavhengig av eventuelle parallelle kommersielle diskusjoner. Enkelte operatører har erfaring med at samarbeidet gjerne har vært mer krevende før kommersiell avtale er på plass enn i gjennomføringsfasen.

### *Basert på innspill fra Wintershall Dea:*

#### **Dvalin**

Dvalin er en havbunnsutbygging i Norskehavet som består av en havbunnsramme med fire gassprodusenter knyttet opp til Heidrun-plattformen. Gassen eksporteres i et nytt rør til Polarled. Utbyggingsoperatør ved PUD var DEA Norge. I desember 2019 ble DEA slått sammen med Wintershall Norge til Wintershall Dea Norge.

Dvalin var DEAs første utbyggingsprosjekt. Det var viktig for operatøren å forberede seg godt til gjennomføringsfasen. For DEA innbar dette å etablere prosedyrer og systemer som er nødvendig for å styre et prosjekt. Erfaringsoverføring med andre operatører var en viktig del av forberedelsene.

Aker Solutions og IKM utførte hver sine FEED-studier knyttet til undervannsutbyggingen. I 2014 ble PUD på Dvalin utsatt da prosjektet ikke ble vurdert som tilstrekkelig lønnsomt. Det tok dessuten tid for rettighetshaverne å få på plass en tilknytningsavtale mot vertsinretningen. PUD ble levert i 2016 og godkjent i 2017.

Operatøren benyttet disse to årene til å modne prosjektet ytterligere samt forberede seg på gjennomføringsfasen. For å skape best mulige forhold for anbudsprosessen og det videre løpet etter kontraktstildeling

ga operatøren leverandørene som ikke hadde utført FEED anledning til å sette seg inn i prosjektet.

Reservoaret på Dvalin har høyt trykk og høy temperatur. Det var kun Aker Solutions som opprinnelig var kvalifisert til å levere undervannsutstyr til den høye temperaturen. Operatøren benyttet derfor de to årene med utsettelse til å gi FMC og OneSubsea mulighet til å kvalifisere de nødvendige komponentene. Anbudsevaluering var ferdigstilt og kontraktunderlaget var klar for signering ved PUD. Dette bidro til å redusere usikkerheten i kostnadsestimatet i PUD.

DEA vektlegger at et tett samarbeid med operatør på vertsinretningen er viktig for å lykkes. Equinor som er operatør på Heidrun bidro i planleggingsfasen med å kvalitetssikre og gi innspill på deler av DEAs arbeid. I forkant av investeringsbeslutning etablerte partene en samarbeidsprosedyre som definerer arenaer for samhandling og informasjonsflyt mellom prosjektene. Videre har DEA vært utstasjonert i modifikasjonsprosjektet som Equinor er ansvarlig for. Dette bidrar til at DEA har god kjennskap til status på den delen av arbeidet som operatøren for vertsinretningen står ansvarlig for.

Prosjektet er fortsatt under utbygging og i rute til å nå planlagt oppstart i 2020.



### 5.3 Erfaringer fra prosjektgjennomføring og drift inkludert i planleggingsarbeidet

Det er viktig at prosjektorganisasjonen forstår og tar lærdom av hva som har gått bra og mindre bra i andre prosjekter. Dette kan eksempelvis være knyttet til leverandører, prosjektoppfølgning, kontraktstrategier og kjennskap til norske forhold og hvordan dette bør hensyntas ved etablering av gjennomføringsstrategi og tidsplaner, ved opplæring av personell, ved prekvalifisering og tilbudsevaluering av kontraktører.

Mange operatører har i møter med OD vektlagt betydningen av erfaringsoverføring fra tidligere og pågående prosjekter som en viktig del av prosjektplanleggingen. Dette gjelder både operatører med lite og mye utbyggingserfaring. Det synes for OD som om det blant rettighetshaverne i Norge er stor vilje til å dele erfaringer med hverandre. Dette er en verdi i den norske petroleumsnæringen som det er viktig å opprettholde.

Det er viktig at en i tidligfase har fokus på å minimere tiden til oppkobling og testing offshore. En bør velge løsninger og legge planer for at mest mulig av testing og ferdigstilling kan gjøres på land. Offshore er det større begrensninger på antall personer (sengeplasser) og tilkomst er vanskeligere.

Økt arbeidsomfang offshore som følge av feil og mangler som ikke har blitt utbedret før utseiling vil i tillegg kunne medføre store ekstrakostnader og forsinkelser. Det samme gjelder dersom en ikke har tatt tilstrekkelig høyde for at vektene kan øke underveis i gjennomføringen og hvor en blir nødt til å dele opp moduler som opprinnelig var tenkt å bli installert i ett løft.

Driftserfaring bør inkluderes i alle faser av et prosjekt. I en tidlig fase vil driftserfaring være viktig for å få gode løsninger for drift og vedlikehold. Det er viktig å etablere planer for hvordan en skal overlevere anlegget til drift på en hensiktsmessig måte. Driftspersonell må også være med i prosjektet under ferdigstilling og overlevering. Dette er viktig for å få til en effektiv overlevering og for å bli kjent med anlegget og forberede seg på driftsfasen.

På modifikasjonsprosjekter er det viktig med innspill fra drift vedrørende utstyrserfaringer og tilstand på innretningen slik at behov for oppgraderinger blir tilstrekkelig vurdert og hensyntatt i design. Inspeksjoner for å verifisere tilstand bør gjøres der tilstand er usikker eller ukjent og for å verifisere at tegningsgrunnlaget er oppdatert. På en del modifikasjonsprosjekter har arbeidsomfanget økt som følge av at det er behov for mer utskiftning og oppgradering av utstyr enn tatt høyde for i estimatene.

### 5.4 Kontraktstrategi tilpasset operatørens og leverandørens kompetanse og kapasitet

En av anbefalingene i ODs prosjektrapport fra 2013 var at det var viktig at prosjektene har en klar kontraktstrategi som bidrar til å sikre kvalitet og framdrift og at operatørens oppfølging og prekvalifisering av leverandører må tydelig inngå som en del av denne. En grundig prekvalifisering av leverandørene med hensyn på tidligere erfaringer vil kunne redusere risikoen for problemer underveis og dermed behovet for oppfølging. Gjennomgangen viste at operatøren i flere tilfeller i altfor stor grad stolte på at kontraktøren kunne levere til kravspesifikasjonene.

I møter som OD har hatt med operatører for utbyggingsprosjekter trekker flere fram betydningen av å ha kontinuitet av hovedleverandør(er) fra forprosjekteringen før PUD til detaljprosjekteringen etter PUD. Dette bidrar til at leverandøren(e) er godt kjent med prosjektet når detaljprosjektering starter og at de har eierskap til løsningene som er valgt. Dersom en bytter leverandør, må prosjektplanen gi tid til at ny leverandør kan bli kjent med prosjektet og få anledning til å ta eierskap til tidligere arbeid. Endringer vil oftere oppstå ved bytte av kontraktør og det må settes av tid i planen til å håndtere disse.

For å sikre kontinuitet av leverandører og konkurranse har operatører ofte valgt parallelle FEED-studier. Et eksempel er Fenja-prosjektet, en havbunnsutbygging som skal knyttes opp til Njord-innretningene. Rettighetshaverne valgte parallelle FEED-studier både av undervannsanlegget og av rørledningene. Utbyggingsløsningen på Fenjaprojektet innebærer

bygging og installasjon av en ny type oppvarmet rørledning. De to leverandørene kunne tilby hver sine varianter av dette rørledningskonseptet og begge løsningene krevde teknologikvalifisering. For å øke sannsynligheten for å lykkes med kvalifiseringen og samtidig sikre konkurrerende tilbud, valgte rettighetshaverne å gjennomføre parallelle FEED-studier. For undervannsanlegget ble parallelle FEED valgt for å gi hver av leverandørene god innsikt i prosjektet samt best mulig forutsetning for å gi et realistisk tilbud.

Mange parallelle studier innen hver fagdisiplin vil koste mer, være mer krevende å følge opp og stille større krav til kompetanse og kapasitet i prosjektorganisasjonen. Å sette av tid i etterkant av studiene for å sikre at tilstrekkelig kvalitet er oppnådd og at helheten er ivaretatt kan være hensiktsmessig, særlig for større utbyggingsprosjekter.

I alliansene som enkelte operatører har etablert de siste årene, involveres leverandøren tidlig i planleggingen. Kontraktsformen gir kontinuitet i fra planleggingen til og med gjennomføringen. Operatørene oppgir at de sparer tid på anbudskonkurranser i tillegg til at de fjerner risikoen forbundet med å bytte leverandør underveis. Tanken er også at samhandling mellom alliansepartnerne over tid vil kunne bidra til bedre planlegging og gjennomføring av prosjekter.

Siden 2007 har det blitt bygget ut mange store utbyggingsprosjekter på norsk sokkel. Mange av disse har blitt tildelt som totalkontrakter til verft i Sør-Korea og Singapore. Kontraktene er gjerne tildelt et konsortium bestående av en europeisk prosjekteringskontraktør og et verft. Verftene har historisk hatt mest erfaring med skipsbygging som er mindre komplekst enn offshore prosessplattformer. Oppgavene ble ekstra krevende da leveransene fra prosjekteringskontraktøren har vært forsinket. Operatørene har ofte heller ikke hatt tilstrekkelig forståelse for de kulturelle og organisatoriske forskjellene ved et verft i denne delen av verden sammenlignet med kjente samarbeidspartnere i Norge. Disse forholdene har blitt undervurdert når rettighetshaverne har tildelt kontrakter til verftene i Asia.

Ved å sette inn ekstra ressurser til oppfølging sikret Equinor og Det norske at plattformdekkene til Gina Krog og Ivar Aasen ble ferdige til planlagt tid.

Ved valg av byggested for Edvard Grieg la Lundin vekt på at leverandørene hadde riktig forståelse av hva som kreves. Lundin utarbeidet egne estimater over hvor mange timer som de anså som aktuelt for bygging av plattformdekket. Leverandøren som hadde et estimat som var i samme størrelsesorden som Lundins ble valgt, og ikke konkurrentene som hadde tilbud med lavere kostnader men med timeestimer som Lundin mente var urealistisk lave. Behovet for oppfølging var ifølge operatøren lavere enn det ville vært ved tildeling til et asiatiske verft. Edvard Grieg ble besluttet før flere andre store prosjekter i en periode preget av høy aktivitet. Lundin hadde dermed større valgfrihet til å velge verft enn en del andre operatører.

Totalkontrakter har vært den mest benyttede kontraktsformen ved bygging av plattformer på norsk sokkel blant prosjektene omtalt i denne rapporten. Equinor er operatøren som har hatt flest prosjekter med bygging i Asia. De fleste av disse har vært EPC-kontrakter. De senere årene har kontrakter tildelt norske leverandører vært EPC mens kontrakter tildelt asiatiske verft har vært FC-kontrakter med EPma av en norsk leverandør (se tabell 1 og beskrivelse av Johan Sverdrup-prosjektet).

En oppdeling i flere kontrakter vil stille større krav til operatørens erfaring og ressurser. Dette kan være krevende for en uerfaren prosjektorganisasjon. Samtidig viser erfaringene at også ved bruk av totalkontrakter er det avgjørende å få til god samhandling og styring av leverandørene. En må ha tett oppfølging av framdrift og kvalitet, ha tilstedeværelse hos leverandører og være forberedt på å ta styring dersom det er behov for kursendring. Da er det viktig at det i kontrakten etableres tilfredsstillende mekanismer for samhandling og styring og ikke tar det for gitt at kontraktøren leverer i tråd med spesifikasjoner og planer. For operatører med liten utbyggingserfaring som ønsker å benytte seg av totalkontrakter vil det være viktig at en velger leverandører med god gjennomføringsevne på denne type kontrakter.



Ved bygging av Gjøa ble rettighetshaverne enige om at Statoil skulle bygge ut funnet og Gaz de France Norge (GDF) overta i driftsfasen. Tilsvarende har rettighetshaverne på funnet 7324/8-1 Wisting i utvinningstillatelse 537 hvor OMV er operatør nylig blitt enige om at Equinor skal lede utbyggingen. Som for Gjøa overtar OMV operatørskapet når feltet settes i drift. Dette er en modell som ble benyttet på sokkelen på 80-tallet før Statoil fikk tilstrekkelig utbyggingskompetanse, og kan også være en modell framover ved krevende utbygginger.

For undervannsutbygginger er det stor variasjon i bruk av ulike kontraktformat – fra stor grad av opp-

deling til totalkontrakter. Operatører med mindre utbyggingserfaring benytter totalkontrakter (EPC eller EPCI) med eventuelt alliansepartnere i tillegg. Equinor tilpasser strategien til de enkelte prosjektene og har både valgt å tildele totalkontrakter og benyttet seg av stor grad av oppdeling.

Utbygging av undervannsfelt går i all hovedsak iht. vedtatte planer og det kan synes som utbyggingsprosjektene har valgt hensiktsmessige kontraktstrategier basert på leverandørenes og operatørenes kompetanse.

### Norske prosjekter med kontrakter i Sør-Korea

En master-student ved universitet i Stavanger skrev i 2015 oppgave om norske prosjekt med kontrakter i Sør-Korea: *Managing the Efficiency of Foreign Engineering Contracts: a study of a Norwegian and South Korean Project interface /9/*.

I studien konkluderes det med at det er fire hovedfaktorer som bidrar til utfordringer med Norske EPC-prosjekter i Sør-Korea; kulturelle forskjeller, industripraksis hos verftet (skipsbygging), prosjektering og kvalitetsstyring og EPC-kontraktformen.

Det er viktig å forstå kulturen i landet da den på flere områder skiller seg vesentlig fra vår (vestlige) kultur. Konfusianismen, en kinesisk filosofisk tradisjon, står sterkt i landet. Det påvirker forståelsen av kontrakter, organiseringen av verftene, sosiale relasjoner og kommunikasjon innad i organisasjonen, mot oppdragsgiver og leverandører.

Studien viser til at verft i Sør-Korea har tradisjonelt fokusert på skipsbygging. De har også hatt mange offshoreprosjekter, men for det meste bygging av strukturer som stålunderstell til bunnfaste innretninger og skrog. Da finanskrisen i 2008 rammet skipsverftene resulterte det i at særlig de store verftene ønsket å ta større ansvar for store offshore prosjekter. Lean-prinsippet som har bidratt til at verftene har høy produktivitet når det gjelder skipsbygging, er ikke like enkel å overføre til offshore produksjonsanlegg som er mer komplekse og i stor grad

spesialdesignet. Den høye produktiviteten på verftet går på bekostning av fleksibilitet. Endringer er utfordrende å håndtere. Stor bruk av innleid personell er også en utfordring. Selv om det bidrar til at verftet kan være konkurransedyktig, gir det verftet mindre kontroll over ressurser og kvalitet.

Tverrfaglig ingeniørkompetanse er viktig for å prosjektere og bygge konstruksjoner med stor kompleksitet. Verftene mangler i stor grad tverrfaglig kompetanse. I tillegg viser studien til at NORSOK-standarden og det funksjonsbaserte regelverket er vanskelig å forstå, noe som stiller krav til at brukerne har erfaring og kunnskap for å dra nytte av dets fordeler.

Forholdene over bidrar til å gjøre det vanskelig for verftet å utøve totalansvaret i en EPC-kontrakt. Masteroppgaven viser også til at i skipsbygging får verftet vanligvis kontrakter med en reder over flere år. Dette hjelper med å bygge langsiktige relasjoner til reder. Tilsvarende bygges relasjoner med verftets underleverandører. Innen skipsbygging er om lag 85 prosent av utstyr og materiell levert fra lokale leverandører. Leverandør og verft har felles kultur og forståelse av hva som skal leveres og hvordan. For offshoreprosjekter er operatøren og prosjekteringsleverandøren i mange tilfeller ny for verftet. I tillegg vil en stor del av utstyr og materiell bli levert av andre leverandører enn verftet er vant til å samarbeide med. Utformingen av de norske totalkontraktene skiller seg også fra skipsbyggingskontrakter og trekkes fram som en utfordring.

**Basert på innspill fra Equinor:**

**Johan Sverdrup**

Byggetrinn 1 består av fire bunnfaste plattformer; stigerørsplattform (RP), boreplattform (DP), prosessplattform (P1) og plattform for hjelpeanlegg- og boligmodul (LQ). Disse er prosjektert og bygget med hjelp fra leverandører i hele verden. Equinor er operatør, og Lundin, Aker BP, Total og Petoro er partnere.

Ved BOV var offshore installasjon basert på de tradisjonelle tungløftefartøyene, som har en løftekapasitet rundt 10000 tonn. Alle plattformene var opprinnelig planlagt bygget som flere moduler og installert med tungløftefartøy offshore. Et nytt fartøy, Pioneering Spirit med løftekapasitet opp mot 48000 tonn, var under bygging, og dette gjorde det mulig å se på installasjon av plattformene som ett løft. Parallelle FEED studier med både installasjon som moduler og ett-løfts installasjon offshore ble gjennomført. Midtveis i FEED, før innsendelse av PUD, besluttet prosjektet å endre til ett-løfts strategi for dekkene til DP (22000 tonn), P1 (26000 tonn) og LQ (18000 tonn). Dette medførte betydelige besparelser i både arbeidsomfang og tid for offshore oppkobling og testing.

Equinor etablerte tidlig i planleggingsfasen en strategi for vektkontroll på plattformdekkene, for å sikre at modulene ble løftbare. Strategien inkluderte etablering av vektmarginer med hensyn til både operasjonsvekter og løftekapasitet, og disse ble fulgt opp i FEED, i detaljprosjekteringsfasen og i byggekontrakter. Utstyrslister ble fulgt opp i detalj og kvalitetssikret gjennom benchmarking og erfaringsinnhenting fra andre prosjekter. I tillegg ble stålunderstell prosjektert med robuste vektmarginer, og det var streng endringskontroll fra konseptvalg / BOV.

Med bakgrunn i størrelse og marked valgte Equinor på Johans Sverdrup å tilpasse kontraktene til markedet, og introduserte en større grad av oppdeling av kontraktene sammenlignet med tidligere. For to plattformer fikk prosjekteringsleverandøren ansvar for prosjektering og innkjøp mens bygging ble tildelt asiatiske verft for å bruke deres ledige kapasitet og erfaringen fra tidligere prosjekter. I en slik modell tar Equinor ansvaret for å håndtere grensenettet mellom både prosjektering og leveranse av utstyr og fabrikasjon, og kan påvirke gjennomføringen på en styrt måte.



Aker Solutions utførte konsept- og FEED-studier før de ble tildelt en såkalt EPMA-kontrakt som innebar detaljprosjektering og innkjøp til plattformdekkene for P1 og RP, og et helhetlig ansvar for prosjektering og grensesnitthåndtering for totalutbyggingen. Bygging av plattformdekkene til P1 og RP ble tildelt Samsung Heavy Industries i Sør-Korea (FC-kontrakt, dvs. fabrikkasjon og konstruksjon).

Aibel ble tildelt en EPC-kontrakt for plattformdekket til DP. Prosjektering ble utført av Aibel. Plattformdekket består av tre moduler. En modul ble bygget ved Aibels verft i Thailand, en modul i Haugesund og en modul ble levert av Nymo i Grimstad. Modulene ble løftet på plass på leker av tungløftefartøyet Thialf i fjorden utenfor Stord, og sammenkoblingen av de tre modulene ble utført ved Aibels verft i Haugesund.

Plattformdekket til LQ ble tildelt som en EPC-kontrakt til en joint venture bestående av Kværner og KBR. Prosjektering og innkjøp ble utført ved KBRs kontorer i London. Dekket ble bygget med fabrikkasjon i Polen og Stord. Boligmodulen ble bygget i aluminium og var en underleveranse fra Leirvik AS på fastpris. Plattformdekket ble bygget ferdig og testet på Stord før installasjon offshore.

Oppkoblingsarbeider for plattformer og broer offshore ble tildelt som to kontrakter til Aibel og Aker. To parallelle kontrakter ble valgt for å ha tilstrekkelig kapasitet og fleksibilitet i gjennomføring av det komplekse arbeidet med å ferdigstille hele

feltsenteret. Uttesting både på land og offshore ble planlagt og gjennomført under Equinor's ledelse.

Tre av stålunderstellene til plattformdekkene ble levert av Kværner og bygget i Verdalen, mens ett ble levert av Dragados i Spania. Alle ble tildelt som EPC-kontrakter med fastpris.

Fase 2 av Johan Sverdrup utbyggingen består av en ny prosessplattform (P2), utstyrsmodule som skal plasseres på RP og integrasjonsarbeid på feltsenteret. Prosjektet har tildelt følgende hovedkontrakter:

- Stålunderstell til P2: EPC-kontrakt til Kværner Verdalen
- Plattformdekk til P2: EPC-kontrakt til Aibel med ansvar for prosjektering, innkjøp og bygging, samt et helhetlig ansvar for prosjektering og grensesnitthåndtering for fase 2 inn mot feltsenteret. Hovedrammen (main support frame) vil bygges ved Aibels verft i Thailand, øvre prosessmodul i Haugesund og HVDC modulen bygges av underleverandør Navantia i Spania. Modulene vil, som i fase 1, løftes sammen av tungløftefartøy utenfor Haugesund. Sammenstilling og testing vil gjøres på leker ved kai i Haugesund før installasjon som ett-løft offshore.
- Utstyrsmodule til RP og integreringsarbeid på feltet: Joint Venture mellom Aker Solutions og Kværner med ansvar for ingeniørarbeid, innkjøp, bygging og integreringsarbeid. En modul på 5000t vil bygges på Stord og installeres offshore med tungløft-fartøy.

### 5.5 Gode rutiner for kvalitetssikring

Kvalitetssikring er en viktig del av tidligfasearbeidet. Underveis i planleggingen og særlig ved prosjektets beslutningsmilepæler er det vanlig å gjennomføre kvalitetssikring i ulike former. Det er viktig at denne kvalitetssikringen er tilstrekkelig god til at den fanger opp eventuelle mangler i underlaget, og at en følger opp at disse utbedres og eventuelt revurderer planene for å sette av nok tid til utbedring.

Det er operatøren som utfører den daglige planleggingen og gjennomføringen av prosjekter. Samtidig følger det av påseplikten at øvrige rettighetshavere skal bidra til å sikre god kvalitet i beslutningsunderlaget gjennom sin deltagelse i styringskomitemøter, deling av erfaringer, prosjektverifikasjoner og gjennom egne og eksterne studier. Se kapittel 3.4.

En grunnleggende forutsetning for å få rett modning av prosjektet er at rettighetshaverne har et

godt internt beslutningssystem som stiller krav til nivået på prosjektering og kostnadsestimering ved de forskjellige prosjektmilepælene. I ODs gjennomgang av Yme-prosjektet i 2013 var en av observasjonene at operatøren ikke hadde implementert et slikt system. Det er også sentralt at selskapene etterlever styrende dokumentasjon og ikke beslutter prosjekter som er for umodne. I Aconas rapport /5/ konkluderer Acona at Goliat-prosjektet ikke tilfredstilte hverken Enis eller Equinors krav til prosjektmodning hverken ved BOV eller BOG.

Estimering av vektorer og arbeidstimer er viktig for store nybyggsprosjekter, og sentralt for god kostnadsestimering. Kvaliteten på estimatene vil generelt øke etter hvert som det utføres stadig mer detaljerte studier fram mot PUD. Ved å sammenligne prosjektets estimater med erfaringstall fra andre prosjekter (benchmark), kan en få økt sikkerhet for kvaliteten av estimatene.

Equinor har en stor prosjektportefølje som kan brukes som sammenligningsgrunnlag. I tillegg benytter selskapet seg av eksterne leverandører som har spesialisert seg på å sammenligne prosjekter.

De fleste utbyggingsoperatører på norsk sokkel har en forholdsvis liten prosjektportefølje. Disse operatørene vil da ha få norske prosjekter å sammenligne med. Det er derfor særlig viktig at disse operatørene innhenter erfaringsdata.

Mange utbyggingsoperatører på norsk sokkel er med i Performance Forum, et Joint Industry Project (JIP) hvor operatørene legger inn data fra prosjektene og hvor en kan sammenligne egne prosjekter opp mot andres. FERM – Forum for Exchange of Experience and Results from Modification projects – er et tilsvarende forum for modifikasjonsprosjekter hvor Equinor, ConocoPhillips, Aker BP og Shell er med.

I perioder med store endringer i oljeprisen risikerer en at erfaringsdataene som brukes til kostnads- og planestimering ikke reflekterer markedsendringer og forbedringsinitiativ (for eksempel boreeffektivitet). Å få inn tilbud på viktige deler av utbyggingsprosjektet

før PUD kan bidra til at en kan oppnå større trygghet for kvaliteten av estimatene. Enkelte selskap har etter det OD kjenner til krav i sin styrende dokumentasjon om at en ved investeringsbeslutning skal ha innhentet tilbud for en større del av kontraktene

Kvaliteten i kostnads- og planestimatene kan økes ytterligere dersom det i tillegg til å innhente tilbud også inngås kontrakter. Kontraktsmessige forpliktelser kan ikke inngås før PUD er godkjent, med mindre OED samtykker til dette. For å oppnå samtykke til inngåelse av vesentlige kontraktsmessige forpliktelser eller påbegynnelse av byggearbeid må det godtgjøres at ulempene ved utsettelse av disse er betydelige. Et samtykke fra myndighetene innebærer ingen forhåndsgodkjenning av utbyggingsplanen og rettighetshaverne gjør dette på egen risiko. Det henvises for øvrig til PUD/PAD-veileder for mer informasjon.

### **5.6 Kontinuerlig risikovurdering, oppfølging og iverksetting av tiltak i gjennomføringsfasen**

Prosjektoppfølgning innebærer å ivareta HMS, følge opp kontraktsmessige forhold, sikre god kostnadskontroll og fremdrift, styre og følge opp prosjektering- og byggearbeid samt foreta innkjøp og kvalitetssikring. Fordeling av oppgaver mellom operatør og leverandør kan variere og reguleres gjennom kontrakten. Det er operatøren som uansett har det overordnede ansvaret på vegne av rettighetshaverne og som må se til at prosjektet bygges ut i samsvar med regelverk og vedtatte planer.

Medvirkende faktor for om operatøren lykkes med gjennomføring av prosjektet er at operatøren har tett oppfølging fra start av, identifiserer risikoer og tilpasser oppfølgingen samt iverksetter tiltak dersom en identifiserer problemområder.

Detaljprosjekteringen er den første fasen av gjennomføringen. Her utarbeides det endelige tegningsgrunnlaget for byggingen. Det er viktig at detaljprosjekteringen er ferdig før en starter bygging. Dersom byggingen starter for tidlig øker risikoen for feil og arbeid må gjøres om igjen.

Mange store utbyggingsprosjekter har underestimert antall ingeniørtimer og erfart en betydelig økning underveis i detaljprosjekteringen. Det har medført utfordringer knyttet til framdrift og kvalitet på prosjektering og utstyrspakker. Dette vil være krevende i ethvert prosjekt. Operatører har i møte med OD uttalt at verft i Asia er effektive til å bygge når tegningsunderlaget og utstyr/materiell er på plass.

Høy aktivitet på verft med mange samtidige prosjekter har bidratt til ytterligere utfordringer. Knapphet på ressurser sammen med forsinkelser av utstyr/tegninger gjorde det vanskelig å holde tidsplanen. Det ble en kamp om å få prioritet for sitt prosjekt, noe som ikke var gunstig for hverken kostnadsutvikling eller gjennomføringstid. Incentivordninger som belønner leverandøren for framdrift har for mange prosjekt vært forsøkt for å sikre ressurser til sitt prosjekt.

For å unngå forsinkelser har mange operatører hatt mer personell hos prosjekteringselskapene enn planlagt samt hatt en tettere oppfølging av utstyrspakker med tilstedeværelse hos leverandører av de mest kritiske leveransene. Flere av prosjektene har valgt å etablere faglige team med erfaring fra liknende prosjekter og NORSOK-kompetanse for å hjelpe verftet med å planlegge arbeidet som skal utføres. Det var krevende for verftene å ta beslutninger grunnet utfordringene med framdrift og kvalitet på prosjekteringen og det har derfor vært viktig for operatøren å bidra inn i eller styre dette grensesnittet.

Operatørene har i møter med OD også vektlagt at relasjonsbygging på toppledelsesnivå er viktig for å få nødvendig prioritet av og kommunikasjon med verftet. Det er ODs forståelse at det har vært mindre krevende å bygge ved verft hvor operatøren er eneste kunde på verftet.

For noen prosjekter kan det også være behov for å justere planer. Det kan for eksempel være aktuelt å utsette tidspunktet for når innretningen skal forlate verftet. Da produksjonsinnretningene på norsk sokkel må installeres i sommerhalvåret pga. værforholdene, kan noen få uker ekstra lenger opphold på verftet ha som konsekvens at produksjonsstart blir utsatt til neste sesong, tilnærmet ett år senere. I tillegg innebærer utsettelse økte kostnader knyttet til å endre inngåtte avtaler (løftefartøy, flotell, borerigg, transport).

Samtidig er effektiviteten offshore vesentlig lavere enn på land. En bør derfor minimalisere arbeid offshore for å ferdigstille produksjonsinnretningen. Mye arbeid offshore innebærer økte kostnader til ferdiggjøring, forsinkelser og økt risiko for HMS-hendelser. Når en skal avveie hvorvidt planene skal endres eller ei er det derfor svært viktig å ha et realistisk bilde av utestående arbeid. Acona skriver at Goliat opprinnelig hadde lagt opp til et opphold ved et verft på norskekysten for endelig klargjøring før installasjon på feltet, men valgte å gå direkte til feltet. Videre skriver de at om prosjektet hadde hatt en bedre oversikt over gjenstående arbeid ville beslutningen med stor sannsynlighet blitt annerledes.

Å ha en tett oppfølging, fortløpende iverksette tiltak, vurdere effekten og justere disse underveis er viktig for ethvert prosjekt. Omfanget av oppfølging må naturligvis tilpasses det aktuelle prosjektet. Eksempelvis har operatører som bygger ut ved asiatiske verft hatt fra i overkant av hundre til over tre hundre egenansatte og innleide som følger opp arbeidet ved det aktuelle verftet. Ved utbygging av større prosjekter i Norge viser erfaring fra noen prosjekter at det ikke har vært behov for like mange som følger opp.

## 6 Prosjektgjennomføring internasjonalt

Rådgivingselskapet EY ga i 2014 ut rapporten Spotlight on oil and gas megaprojects /11/. Her ble 365 prosjekter innen oppstrøms olje og gass, LNG, rørledninger og raffinerier med investeringer større en 1 milliard USD studert med hensyn på kostnader og tidsplan. Studiet viste at 64 prosent av prosjektene erfarte kostnadsoverskridelser, mens 73 prosent av prosjektene erfarte forsinkelser. Gjennomsnittlig kostnadsøkning for prosjektene var 59 prosent.

Oil and Gas Authority (OGA) i Storbritania har gjort en analyse av 58 prosjekter gjennomført i perioden 2011-2016. Resultatet finnes i rapporten Lessons Learned from UKCS Oil and Gas Projects 2011-2016 /2/ som ble publisert i 2017.

Av de 58 prosjektene som ble analysert var 38 ferdigstilt mens 20 var pågående. For de 38 prosjektene som var ferdigstilt var gjennomsnittlig kostnadsvekst 35 prosent og gjennomsnittlig forsinkelse ti måneder. For de 20 prosjektene som fortsatt var under utbygging var kostnadsøkningen og forsinkelsen i gjennomsnitt henholdsvis 20 prosent og 13 måneder. Det er minst gjennomsnittlig forsinkelser og overskridelser på undervannsutbygginger.

Av de 58 prosjektene ble 11 av prosjektene gjennomgått i mer detalj med hensikt å innhente og dele relevant erfaring med andre prosjekter. På disse prosjektene var det store variasjoner hvor noen gikk over og noen under kostnadsestimatet. Tre prosjekter skilte seg særlig ut med kostnadsoverskridelser på mer enn 140 prosent.

I 2019 publiserte OGA rapporten 2018 UKCS Projects Insights Report /3/ som konkluderer med at prosjektgjennomføringen går bedre i 2018. 60 prosent av prosjektene leveres på tid sammenlignet med 25 prosent i perioden 2011-2016. Prosjektene ferdigstilt i 2018 har i langt større grad truffet med kostnadsestimatene. OGA mener at industrien har adressert mange av problemstillingene som ble omtalt i rapporten fra 2017. Noen av årsakene til at det går bedre er at operatørene involverer leverandørene tidligere og at de nå har en bedre dialog og sam-

handling med leverandørene om utfordringer og løsninger. Prosjektene er bedre definert mot slutten av FEED og risikoregistrene adresserer usikkerheter som må håndteres i detaljprosjekteringen. Det er videre fremhevet at operatørene i større grad enn før har fokus på kontinuitet av prosjektpersonell i fra FEED til detaljprosjektering noe som sikrer eierskap og forståelse for arbeidsomfanget.

### **Sammenligning av forhold på norsk og britisk sokkel**

Sammenligning av ODs funn med forhold beskrevet av OGA i rapporten fra 2017 viser at de 58 prosjektene fra 2011-2016 i snitt har hatt en høyere kostnadsvekst og forsinkelse enn prosjektene på norsk sokkel. Omtrent halvparten av prosjektene ble ifølge denne rapporten gjennomført i samsvar med utbyggingsplanene. På norsk sokkel er resultatene fra de 66 prosjektene at over 80 prosent av prosjektene ferdigstilles iht. usikkerhetsspennet i PUD-estimatet eller lavere (OGA definerer ikke kriteriene som må oppfylles for å være i samsvar med utbyggingsplanene, så tallene er ikke nødvendigvis helt sammenlignbare).

Som på norsk sokkel synes undervannsutbygger på britisk sokkel å være den type utbygginger som oftest gjennomføres som planlagt, men gjennomsnittlig forsinkelse og kostnadsøkning er høyere på britisk sokkel. Som på norsk sokkel er utfordringene større ved selvstendige feltutbygginger. Både på norsk og britisk sokkel er det en bedring i prosjektgjennomføring de senere årene.

ODs oppsummering av prosjekterfaringer viser sammenfall med forhold påpekt av OGA. For å lykkes er det viktig at prosjektene må være tilstrekkelig godt modnet med en god kvalitet før de sanksjoneres, FEED må være ferdig før detaljprosjektering og detaljprosjektering før bygging starter.

OGA trekker fram betydningen av å bygge en kompetent prosjektorganisasjon med kontinuitet av personell gjennom prosjektet. Leverandører bør involveres tidlig og en bør utvikle et godt samarbeid med disse.

## 7 Utbyggingsprosjekter på norsk sokkel framover

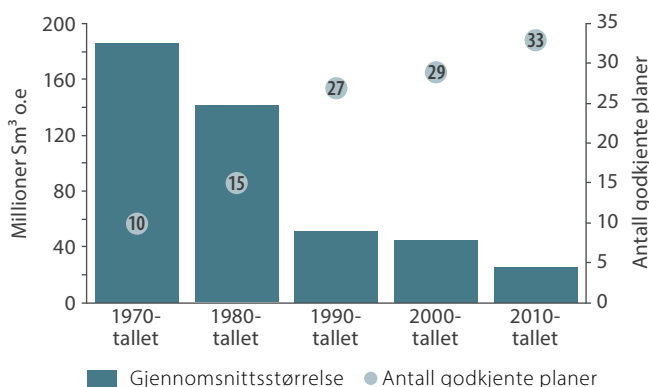
Med utgangspunkt i funnporteføljen og prosjekter under planlegging på felt i drift er det i dette kapitlet sett på hva slags type prosjekter som kan komme i årene framover. Dette vil endres i takt med pågående prosjektmodning, leteaktivitet, oljeprisutvikling og teknologiutvikling, men gir likevel et bilde av hvilke typer prosjekter og tilhørende utfordringer og muligheter en står ovenfor på norsk sokkel.

Erfaringene beskrevet i denne rapporten og ODS rapport fra 2013 vil også være relevante for kommende prosjekter. Det er viktig at rettighetshaverne aktivt benytter seg av disse og andre erfaringer i arbeidet med å utvikle prosjekter på sokkelen.

### 7.1 Funn

Ved årsskiftet 2018/2019 var det 85 funn der rettighetshaverne ennå ikke har levert en plan for utbygging og drift til myndighetene /4/. Ressursene i funnporteføljen fordeler seg på 360 millioner Sm<sup>3</sup> væske (olje, NGL og kondensat) og 300 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Totale investeringer ved utbygging av alle funnene er anslått til å være i størrelsesorden 400 milliarder 2018-kroner.

Det var om lag like mange funn i porteføljen ved utgangen av 2018 som i 1999. Gjennomsnittsstørrelsen på funnene er imidlertid redusert fra 20,8 til 7,8 millioner Sm<sup>3</sup> utvinnbare o.e. i samme periode. De største funnene er bygd ut samtidig som at nye funn stort sett er mindre enn tidligere.



**Figur 16** Gjennomsnittsstørrelse ved første PUD og antall godkjente utbyggingsplaner /4/

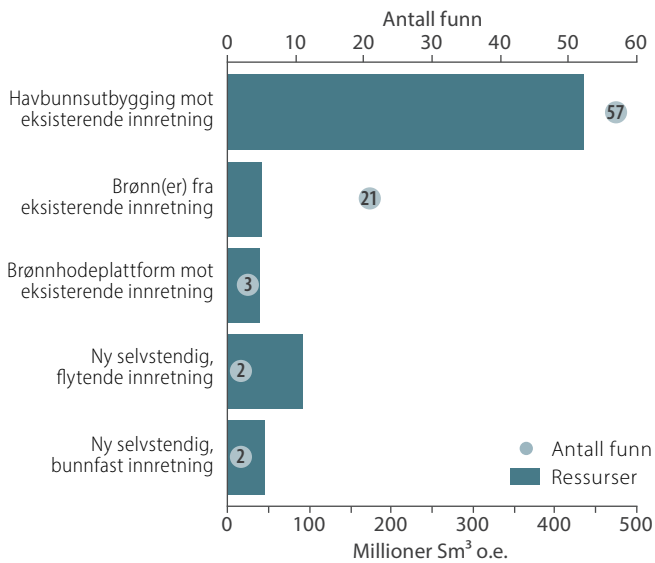
Innfasing til eksisterende eller framtidig infrastruktur gjør det mulig å bygge ut funn som er for små til å bli lønnsomme som selvstendige utbygginger. I henhold til dagens planer kan rundt 80 funn med til sammen om lag 500 millioner Sm<sup>3</sup> utvinnbare o.e. bli bygd ut på denne måten, se figur 17 som viser funnene og ressursene i porteføljen fordelt på mest sannsynlig utbyggingsløsning.

Havbunnsutbygging er aktuelt for et stort flertall av funnene, etterfulgt av brønner som bores fra eksisterende innretninger og brønnhodeplattformer. I Nordsjøen vurderes bunnfaste innretninger i området mellom Alvheim og Oseberg, og i Barentshavet vurderes flytende innretning på Wisting.

Erfaringen fra norsk sokkel i perioden 2007-2018 er at havbunnsutbygginger i all hovedsak er blitt bygd ut iht. vedtatte planer, uavhengig av operatørens utbyggingserfaring.

Om lag 75 prosent av funnene som vurderes tilknyttet en vertsinnetning har samme operatør for vertsinnetningen som prosjektet. Med felles operatør vil det være bedre forutsetninger for å forstå arbeidsomfanget knyttet til modifikasjonsarbeid på innretningen og større incentiver til at rettighetshavergruppene kommer fram til gode løsninger. Det vil også være positivt mht å koordinere utbyggingsprosjektet med øvrige aktiviteter på innretningen. Det er viktig at aktørene samarbeider om å finne gode løsninger også der hvor det ikke er samme operatør. I slike situasjoner må det være god dialog og informasjonsflyt mellom de to operatørene. Tekniske vurderinger som er grunnlag for gjennomføringsfasen bør ikke bli negativt påvirket av uavklarte kommersielle forhold.

Gjennomgangen av reserveutvikling på feltene viser at de små feltene i mange tilfeller har blitt mindre enn forutsatt i PUD. Det er derfor viktig at rettighetshaverne har god forståelse av ressursgrunnlaget for å redusere usikkerheten. Fleksibilitet i utbyggingsløsningen til å håndtere usikkerhetene kan ha en stor verdi dersom nedsiden på ressursiden slår til. Eksempelvis vil en ledig brønnsliste på en undervannsramme kunne gi fleksibilitet til en forholdsvis lav ekstrakostnad. Utforsking og innsamling av data ifm. boring av produksjonsbrønner, f.eks pilotbrønner, vil også være viktig.



**Figur 17** Antall funn og ressurser i funnporteføljen fordelt på mest sannsynlige utbyggingsløsning

## 7.2 Felt

For å opprettholde verdiskapingen på felt i drift er det viktig at rettighetshaverne vurderer tiltak for å øke utvinningen av samfunnsøkonomiske lønnsomme ressurser. Av de gjenværende oppdagede petroleumssressursene er 85 prosent i felt.

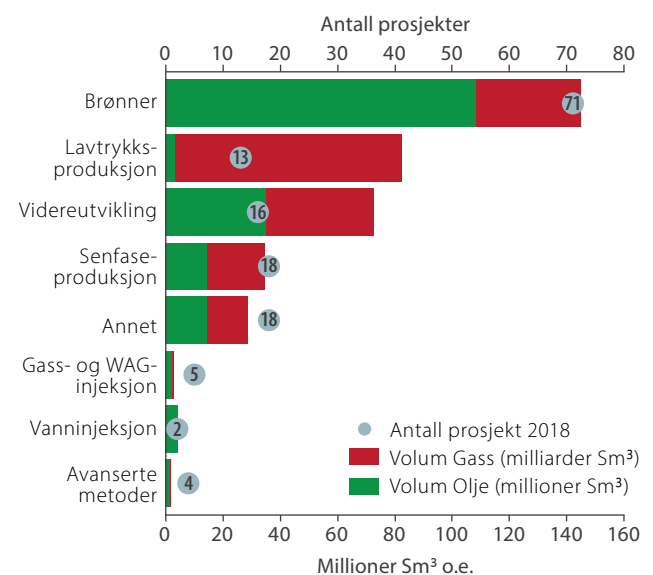
I 2018 meldte selskapene inn om lag 150 konkretiserte prosjekter for økt olje- og gassproduksjon (RK 4 og RK 5). I tillegg til disse, rapporteres også mulige, men ikke konkretiserte tiltak for økt utvinning (RK7). Flere av prosjektene på felt i drift vil kunne innebære behov for å levere PUD til myndighetene, tilsvarende som for mange av prosjektene som har vært omtalt tidligere i rapporten. I tillegg vil det være mange prosjekter på felt i drift som ikke krever PUD.

En oversikt over ulike typer konkretiserte ikke-besluttede prosjekt er vist i figur 18. Innmeldte prosjekt domineres av nye brønner. Øvrige prosjekt som bidrar mye er videreutviklingsprosjekt, særlig undervannsutbygginger, samt økt utvinning gjennom lavtrykksproduksjon.

Siden 2013 er det godkjent PUD for gjenåpning av to felt, Yme og Tor II (2019). Pr. i dag er det rapportert inn ti prosjekt til OD med mål om å hente ut mer av ressursene i seks nedstengte felt.

De aller fleste felt på norsk sokkel produserer betydelig lengre enn forventet i PUD. Lavere driftskostnader, tiltak for økt utvinning og større ressursgrunnlag enn antatt fører til at den økonomiske levetiden forlenges. Innfasing av nye funn til eksisterende infrastruktur er ikke bare en forutsetning for å kunne bygge ut dagens funnportefølje men også et viktig bidrag til forlenget levetid på eksisterende felt. Å opprettholde god kontroll på tilstanden til innretningen og gjøre nødvendig vedlikehold og oppgraderinger er viktig for å sikre egen produksjon og regularitet. Dette er også viktig ved planlegging av tilknytningsprosjekter med tilhørende modifikasjoner på innretningen. Ofte er det mange parallelle aktiviteter på feltet og det er begrensninger på antall tilgjengelige sengeplasser. Rettighetshaverne vil ha som mål å legge arbeid som forutsetter stans i produksjonen til tidspunkt for planlagte revisjonsstanser. God kjennskap til tilstanden, et oppdatert tegningsunderlag og god planlegging av vedlikeholdet er derfor viktige bidrag for å få et forventningsrett beslutningsunderlag for modifikasjonsprosjekter.

De senere årene har det vært flere prosjekter som har vurdert gjenbruk istedenfor å bygge nytt. Njord Future innebærer oppgradering og modifikasjoner av både produksjonsinnretningen Njord A og lagerskipet Njord B. Gina Krog og Martin Linge valgte begge ombygging av tankskip til lagerskip framfor å bygge nytt. Erfaringer fra disse prosjektene er at modifikasjonsprosjekter er krevende og at en risikerer å få overraskelser underveis.



**Figur 18** Prosjekt på felt i drift og estimerte utvinnbare volumer for olje og gass fordelt på prosjektkategori.



## 8 Referanser

- 1) Vurdering av gjennomførte prosjekter på norsk sokkel, Oljedirektoratet, 2013
- 2) Lessons learned from UKCS oil and gas projects 2011-2016, Oil and Gas Authority, 2017
- 3) 2018 UKCS Project Insights report, Oil and Gas Authority, 2018
- 4) Ressursrapport funn og felt, Oljedirektoratet, 2019
- 5) Utredning av feltutbyggingsprosjekter på norsk sokkel, Petroleumstilsynet (utført av Acona), 2019
- 6) Prop. 1 S (fra statsbudsjettet 2008 til 2020)
- 7) Møter med utbyggingsprosjekter 2014 – 2019
- 8) Over Budget, Over Time, and Reduced Revenue, Over and Over Again – An Analysis of the Norwegian Petroleum Industry's Inability to Forecast Production, Masteroppgave av Erlend Mohus, Universitetet i Stavanger, 2018
- 9) Managing the Efficiency of Foreign Engineering Contracts: a Study of a Norwegian and South Korean Project Interface, masteroppgave av Byungmu Ahn, Universitetet i Stavanger, 2015
- 10) Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsforkomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD)
- 11) Spotlight on oil and gas megaprojects, EY, 2014

## Oversikt over prosjekter

|                                |  |
|--------------------------------|--|
| Store norske selskap (Equinor) | Alve, Gjøa, Vega og Vega Sør, Rutil i Rimfaksdalen, Morvin, Troll B Gassinjeksjon, Troll P-12, Yttergryta, Åsgard Undervannskompresjon, Visund Sør, Oseberg Delta 2, Valemon, Gudrun, Svalin, Aasta Hansteen, Gina Krog, Stjerne, Skuld, Vigdis Nordøst, Hyme, Sverdrup Byggetrinn 1, Oseberg Vestflanken 2, Bauge, Byrding, Njord Future, Trestakk, Utgard, Johan Castberg, Snorre Expansion Project (SEP), Troll Fase 3  |
| Små selskap                    |  |
| Mellomstore selskap            | Lundin (Brynhild, Edvard Grieg), Marathon (Bøyla, Volund), DEA (Dvalin), Maersk (Flyndre), Wintershall (Maria, Nova), Talisman (Rev, Varg gasseksport, Yme), Repsol (Yme new development), Aker BP (Ærfugl, Skogul, Valhall Flanke Vest), Det Norske (Ivar Aasen, Jette), BG (Gaupe, Knarr)  |
| Store internasjonale selskap   | BP (Skarv, Valhall Videreutvikling), ENI (Goliat, Marulk), Total (Atla, Martin Linge), ConocoPhillips (Ekofisk 2/4 VC, Ekofisk Sør, Eldfisk II)  |
| Europeiske gass/kraftselskap   | VNG (Fenja), Centrica (Oda), Dong (Oselvar, Trym)  |
| Annet                          | <p>Edvard Grieg Oljerør: I konseptfasen gjennomførte Lundin som operatør for Edvard Grieg konseptstudier og evaluering for transport av olje. Statoil overtok operatørskapet ved etablering av EGOP (Edvard Grieg Oil Pipeline)-interessentskapet i 2012 og videreførte det valgte konseptet fram mot PAD. Statoil var ansvarlig for utbyggingen.</p> <p>Utsirahøgda Gasseksportør: Som for EG oljerør var Lundin ansvarlig for konseptfasen, deretter ble Statoil operatør for videre planlegging og utbygging på vegne av rettighetshaverne i UHGP (Utsirhøgda Gas pipeline).</p> <p>Polarled: Equinor ansvarlig for rørledning, Shell for oppgraderinger på Nyhamna</p> <p>KEP2010: Kårstø ekspansjonsprosjekt. Gassco operatør for Kårstø-anleggene på vegne av interessentskapet Gassled. Equinor ansvarlig for teknisk drift av anlegget og dermed planlegging og gjennomføring av prosjektet.</p> |

**Tabell 2** Operatører\* og utbyggingsprosjekter

\*) I de tilfeller hvor det har vært endring i operatørskap/selskapstype underveis i gjennomføringsfasen er det i tabellen oppgitt hvilken operatør som har levert PUD. Eksempel: Martin Linge/Total selv om Equinor overtok Totals eierandeler og operatørskap et stykke ut i gjennomføringsfasen



Ansvarlig utgiver: Oljedirektoratet  
Professor Olav Hanssens vei 10  
Postboks 600, 4003 Stavanger  
Telefon 51 87 60 00  
E-post: [postboks@npd.no](mailto:postboks@npd.no)  
Internett: [www.npd.no](http://www.npd.no)

