NOU Norges offentlige utredninger **1999: 11**

Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen

Utredning fra Investeringsutvalget oppnevnt av Olje- og energidepartementet 28.

Statens forvaltningstjeneste
Statens trykning

Oslo 1999

august 1998.
Avgitt 3. februar 1999

Statens forvaltningstjeneste, Statens trykning

Til Olje- og energidepartementet

Utvalget som har analysert investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen, legger med dette frem sin rapport. Utvalget ble oppnevnt av Olje- og energidepartementet 28. august 1998.
Rapporten er enstemmig.

Oslo, 3. februar 1999

Knut Kaasen Leder
Iulie Aslaksen
Stig Bergseth
Erik Grønner
Arild Hervik
Bjarne Moe
Atle Tranøy

Kapittel 1

Sammendrag

1.1 Bakgrunn

Investeringsutvalget ble oppnevnt av Olje- og energidepartementet 29. august 1998 for å analysere investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen.

1.2 Problemstillling

Hovedspørsmålet er å finne årsakene til at investeringene har økt i forhold til de opprinnelige planene. Konklusjonene her vil også utgjøre store deler av grunnlaget for å behandle mandatets del 2 og 3.

Når investeringene i et utbyggingsprosjekt er blitt høyere enn opprinnelig budsjettert, kan dette skyldes to forhold (eller en kombinasjon av de to):

- Investeringsøkningen skyldes besluttede tilleggsinvesteringer som øker forventet inntekt.
- Investeringsøkningene skyldes kostnadsoverskridelser, det vil si at kostnadene blir høyere enn opprinnelig antatt uten at forventet inntekt øker.

1.3 Informasjonsgrunnlag

Det *tallmaterialet* utvalget har hatt til disposisjon er omfattende. Utvalget har lagt betydelig arbeid i å sikre at materialet er representativt. Videre har utvalget utført omfattende beregninger og sammenstillinger for å etablere en forståelse av utviklingen i kostnadene på de forskjellige områder. Samlet gir dette nødvendige og viktige bidrag til forståelsen av kostnadsutviklingen, men tallene kan ikke i seg selv forklare kostnadsøkningen. De må sammenholdes med kvalitative betraktninger.

De *kvalitative* informasjonene og synspunktene er fremlagt for utvalget gjennom presentasjonsmøter i oktober-desember 1998. Utvalget har hatt møter med elleve oljeselskaper, fire industriselskaper, ett rederi, Oljedirektoratet, LO og tre næringsorganisasjoner. Dessuten har denne kontakten blitt fulgt opp med møter og annen kommunikasjon med utvalgets sekretariat. Enkeltpersoner har også henvendt seg til utvalgets medlemmer og sekretariatet. Utvalget har gjennom denne prosessen mottatt omfattende materiale og synspunkter vedrørende såvel individuelle prosjekter som mer generelle trekk i næringen i den aktuelle periode. En del av den mottatte informasjon er forutsatt å være konfidensiell, men utvalget har ikke funnet at dette har vanskeliggjort den bruk utvalget har ønsket å gjøre av materialet.

1.4 Årsaker: Sammenfattende vurderinger

For alle prosjektene på kontinentalsokkelen med PUD-godkjennelse i perioden 1994-98 utgjør kostnadsoverskridelsene totalt om lag 26 mrd kroner, noe som tilsvarer en gjennomsnittlig investeringsoverskridelse på 13 pst. For de 13 prosjektene som utvalget har sett nærmere på, er kostnadsøkningen om lag

30 mrd kroner og utgjør således en kostnadsøkning på om lag 27 pst. for disse prosjektene. Av denne samlede overskridelsen utgjør kostnadsposten boring og komplettering 10 mrd kroner, altså 1/3 av overskridelsene. Flertallet av prosjektene i perioden er ennå ikke fullført . Det knytter seg derfor usikkerhet til de endelige kostnadene.

Det vil alltid være en risiko for overskridelser på et olje- og gassprosjekt på tidspunktet for godkjenning av PUD. I perioden 1994-98 er likevel de gjennomsnittlige overskridelsene større enn i tidligere perioder, og det er overskridelser på svært mange prosjekter. Dette lar seg ikke forklare av en enkelt faktor. En rekke forhold har spilt sammen og skapt en spesiell situasjon.

Overskridelsene måles i forhold til PUD-estimatet. Det er ikke et entydig suksesskriterium i et prosjekt at dette budsjettet holdes. PUD-estimatet skal derfor ikke oppfattes som en hindring for fleksibilitet i prosjektene, f.eks. for å utnytte nye forretningsmuligheter eller ny teknologi.

Når det gjelder helse, miljø og sikkerhet (HMS) har utvalget kunnet påvise at forhold som angår helse-, miljø- og sikkerhetsfaktorer har blitt tillagt minst samme vekt i prosjektene som tidligere. Det er imidlertid påvist til dels betydelige økte belastninger som følge av aktivitetsnivået for aktivitetene prosjektering, bygging og ferdigstillelse.

Selv om utvalget, i tråd med mandatet, konsentrerer seg om å belyse og vurdere kostnadsoverskridelser i prosjektene vedtatt i 1994-98, er det innledningsvis grunn til å minne om at tallmaterialet tyder på at også de 13 prosjektene utvalget har sett nærmere på gjennomgående har hatt en betydelig kostnadsreduksjon og raskere gjennomføring sammenliknet med prosjekter som ble vedtatt utbygget før 1994. Videre er det indikasjoner på at en på norsk kontinentalsokkel har resultater på linje med britisk kontinentalsokkel i perioden.

De ambisiøse målene for kostnadsreduksjon ga det insitament til fornyelse som var nødvendig for å oppnå vesentlige forbedringer. Men det må samtidig fastslås at i de høye ambisjonene ligger det en gjennomgående forutsetning for de svakheter som førte til kostnadsoverskridelsene. Den dugnadsånd som var norsoks forutsetning og langt på vei styrke, har således også tilrettelagt for det som senere materialiserte seg i betydelige overskridelser av PUD-estimatene, nemlig den spinklere risikoprising. Ikke bare ble budsjettene av denne grunn urealistiske med den naturlige konsekvens at de ble overskredet. Det spinkle startgrunnlag fikk også selvstendige virkninger i gjennomføringsfasen.

Beslutningsgrunnlag, budsjett, forståelse av risiko

Utvalget mener at flertallet av PUD-estimatene i perioden har vært urealistiske av grunner som kan tilbakeføres til underliggende forhold som særpreget perioden. Tilrettelegging av beslutningsgrunnlaget og beslutningsprosessen var ofte preget av overdreven optimisme på grunnlag av positive trender, samstemte urealistiske ambisjoner om vesentlige ytterligere forbedringer og lav forståelse av den usikkerhet som fulgte av spinkel prosjektmodning og introduksjon av nye elementer. En vesentlig del av kostnadsoverskridelsene må tilskrives disse gjennomgående og oftest samvirkende grunnene til urealistisk budsjettering.

Kontraktsforholdene mellom operatør og forskjellige grupper leverandører er sentrale for utbyggingskostnadene. Utvalget mener at forhold som har sammenheng med håndteringen av risiko knyttet til partenes kon-

traktsrelasjoner har hatt en ikke ubetydelig innvirkning på kostnadsoverskridelsene.

Et viktig moment er overgangen fra en tradisjonell sekvensiell prosjektgjennomføring til ny gjennomføringsmodell med valg av leverandør før PUD. Dette har medført en stor endring i budsjettprosessen ved at kostnadsestimatene i stor grad er blitt basert på anbud fra totalleverandørene med svært små usikkerhetspåslag. I tillegg til at selve budsjettprosessen er blitt mindre konservativ som en følge av ny gjennomføringsmodell, er det også økt usikkerhet i estimatene, både hos operatøren og leverandøren.

De nye elementene som ble brakt inn i prosjektene for å redusere kostnadene, førte samtidig til økt usikkerhet. Dette gjelder de nye tekniske løsningene, bl.a. flytende produksjonsinstallasjoner, der en ikke hadde gode erfaringstall på arbeidsomfang. Det gjelder også nye samarbeids- og kontraktsformer som ble anvendt for totalleveransene og som en ikke hadde erfaring med. Samtidig tok en i bruk nye standarder, norsok-standarder, før operatør og leverandør hadde etablert noen praksis for hvordan en skulle tolke dem.

Utvalget vil også påpeke den optimismen som rådet i bransjen i starten av norsok-prosessen. Den tradisjonelle prosjektgjennomføringen i olje- og gassindustrien hadde rom for store forbedringer med sin byråkratiske organisering og en rigid oppfølging og mange ikke-verdiskapende aktiviteter. Forut for og i parallell med norsok ble det løst opp i denne prosjektgjennomføringen, ved at partene i et prosjekt ble ført sammen og verdiskapning og effektivisering ble fokusert. Dette medvirket til radikale forbedringer. Det var derfor en bransje preget av stor optimisme som satte seg svært høye mål både når det gjaldt utbyggingskostnad og gjennomføringstid. Hvis en skal rette noen kritikk mot det klima som ble skapt gjennom norsok, må det være at denne optimisme tok overhånd og at det var svært vanskelig å mane til forsiktighet.

Når det gjelder myndighetens rammebetingelser, er det utvalgets inntrykk at prosessen med gassallokering (jf avsnitt 7.2) har hatt betydning for kostnadsutviklingen. Dette illustreres ved beslutningsgrunnlaget for Åsgard.

Boring og komplettering

Boring og komplettering av produksjons- og injeksjonsbrønner står for 1/3 av den samlede kostnadsøkning. Dette iøyenfallende forholdet har etter utvalgets oppfatning i første rekke sammenheng med at operatørene ikke i tilstrekkelig grad har detaljplanlagt bore- og kompletteringsoperasjonene ved utarbeidelse av PUD. Alle operatørene har påpekt reservoarmessig kompleksitet og teknologisk avanserte brønner som viktige karakteristika ved boreoperasjonene.

De aller fleste brønnene som inngår i de utvalgte prosjektene har blitt boret fra halvt nedsenkbare borerigger designet for og med erfaring hovedsakelig fra leteboring. Det er sider ved de resultatene som er oppnådd som tyder på at slike rigger ikke er optimale ut fra de krav som operasjonene stiller. Dette synes mest framtredende for kompletteringsoperasjonene hvor en finner en forholdsvis større del av avvikene fra planlagte kostnader. Også utbygginger med eget boreanlegg har møtt problemer knyttet til bygging, ferdigstilling og idriftsetting av anleggene.

Det store antall undervannsbrønner som har inngått i prosjektene i perioden har medført stor etterspørsel etter mobile borerigger. Tilnærmet all riggkapasitet som møter kvalitetskravene for norsk kontinentalsokkel har blitt

utnyttet. Bransjen har i denne situasjonen slitt med å holde kompetansenivået på et jevnt og høyt nok nivå.

Den sterke etterspørselsveksten har medført uvanlig høye rater, også for rigger som etter hvert må betraktes som eldre (mer enn 15 års aktiv operasjon), noe som også har bidratt til kostnadsøkningen. Boreentreprenøren har i noen grad gått igang med ombyggings- eller nybyggingsprosjekter for å oppgradere flåten. Dessverre har også disse byggeprosjektene blitt rammet av kostnadsøkninger og forsinkelser. Forsinkelsene har vært betydelige, og ingen av feltubyggingene som utvalget har sett på har ennå fått nyte godt av moderne og mer velegnede borerigger. Dette har også bidratt til kostnadsøkning og senere ferdigstilling av brønnene for produksjon.

Bore- og brønnoperasjoner er sikkerhetsmessige krevende, og det er stort potensiale for uhell eller tilløp til uhell. Utvalget har ikke fått opplyst fra operatørene at HMS-krav har blitt satt til side eller sett bort fra i operasjonene, men det krever hele tiden stor oppmerksomhet og at operasjoner og tempo tilpasses det utstyret som benyttes.

Teknologi

Det er gjennom prosjektene i perioden gjennomført et teknologiskift, særlig mht. produksjonsboring og brønnkomplettering og flytende produksjonsanlegg med havbunnsbrønner. Implementeringen av ny teknologi har introdusert betydelige usikkerhetsfaktorer som ikke har vært tilstrekkelig påaktet i budsjettering og gjennomføring av prosjektene. Dette gjelder særlig innenfor områdene boring og flytere.

De betydelige overskridelsene som kan henføres til introduksjon av flytere gjelder ikke uforutsette problemer med disse løsningenes funksjonalitet. Det dreier seg i første rekke om at en på flere prosjekter møtte utfordringer med leveranser fra nye leverandører til offshoreindustrien, skipsverftene. Flere skrog ble levert til sammenstillingsverksted i Norge med et stort omfang av utestående arbeid. Dette skyldes manglende kvalifisering av disse leverandørene, undervurdering av oppfølgingsbehov, problemer med å anvende offshoreindustriens endringsmekanismer i en annen industri og svikt i verftenes forståelse av kompleksitet, kvalitetskrav og gjeldende regelverk og i deres leveringsevne. Aktørene undervurderte således problemene ved å utnytte de fordelene bruken av skipsverftene ble antatt å innebære.

Prosjektgjennomføring

Prosjektgjennomføringen i de aktuelle prosjektene kjennetegnes av kort prosjektgjennomføringstid der en har kortet ned på tiden både i fasen forut for igangsettelse av prosjektet og i selve prosjektet. En rekke av de elementene som har bidratt til forbedringene har imidlertid samtidig også bidratt til overskridelsene.

Kostnadsoverskridelsene kan bl.a relateres til de nye samarbeidsformene mellom operatør og leverandør. Dette gjelder først og fremst de kontraktuelle forhold, der en har gått fra et sett med standardkontrakter for prosjekteringskontrakter og fabrikasjonskontrakter til mer individuelt utformede totalkontrakter.

Disse kontraktene har medført økt risiko for leverandøren, men også en betydelig kontraktuell eksponering for operatøren. I tillegg til ordinære

endringer er det andre forhold som har bidratt til at det har oppstått kontraktuell uenighet mellom operatør og leverandør.

Den korte gjennomføringstiden har medført en stor overlapp mellom de ulike fasene i prosjektet; prosjektering, bygging og uttesting. Dette har ført til en økende risiko for at en feil/endring i den ene fasen medfører forsinkelser og økte kostnader i den neste fasen. Det har også ført til at en har begrenset mulighet til å løse uforutsette problemer i en fase uten at dette har fått konsekvenser for neste fase. Endringer av prosjektforutsetningene har derfor fått store konsekvenser for gjennomføringen.

En har i denne perioden hatt en markant overgang fra en gjennomføringsmodell med mange enkeltkontrakter til totalleveransene. Leverandørene har hatt erfaring med enkeltelementene i disse kontraktene, men ikke med den totale prosjektstyringen som tidligere var operatørens ansvar. Det har ikke foregått noen særskilt erfaringsoverføring fra operatør til leverandør på dette området, og det er ikke tvil om at leverandørene har hatt problemer med å gjennomføre totalleveransene så effektivt som forutsatt.

Når det gjelder aktivitetsnivå, er indikasjonene at aktivitetsnivået har hatt betydning for kostnadsøkningen. Det er sannsynlig at grunnlaget for kostnadsøkningen ble lagt tidlig i prosjektet, og dette ble forsterket av at kompetanse- og ressursknapphet har gjort det vanskelig for operatørene og leverandørene å gjennomføre prosjektene så effektivt som mulig. Økt pris på innsatsfaktorer som ingeniørtimer, verkstedtjenester, materialkjøp, fartøyrater og dagrater for boring har også hatt en innflytelse på kostnadsanslag i prosjektene. Dessuten har flere miljøer fått ugunstige arbeidsbelastninger, særlig innen prosjektering og på de byggesteder som har hatt stor vekst i arbeidet. I disse miljøene er det også en bekymring for at belastningene ikke er begrenset til en spesiell fase eller spesielle årsaker, men er mer varig.

Foruten en prisøkning på innkjøpselementer/kontrakter som ikke var bundet opp på PUD-tidspunkt, har det høye aktivitetsnivået hatt en innvirkning på gjennomføringen av prosjektene. Dette skyldes ikke minst at arbeidsomfanget har vært undervurdert slik at ressursbehovet har vært mye større enn forutsatt. Det skyldes også uforutsette forhold som overført arbeid og endrede prosjektforutsetninger.

1.5 Tiltak: Sammenfattende vurderinger

Det er av avgjørende betydning for norsk olje- og gassvirksomhet at man fortsetter å redusere kostnadene ved utbyggingsprosjekter. Utvalget har konstatert at målene om lavere kostnadsnivå og redusert gjennomføringstid har gitt klare resultater i norsok-perioden. Men beslutningsgrunnlagene har i urovekkende grad vist seg å være urealistiske, noe som har gitt seg utslag i betydelige kostnadsoverskridelser.

Erfaringene fra utbyggingsprosjektene i de siste år har allerede gitt næringen grunnlag for en del tiltak for å oppnå sikrere beslutningsgrunnlag og samtidig mest mulig optimale utbygginger. Næringen har også etablert et bedre erfaringsgrunnlag å bygge videre på. Ambisjonene må altså videreføres, men arbeidsmetodene må undergis korrigeringer. Stikkordet er djerv realisme. Utvalgets forslag til tiltak er ment å støtte og supplere denne prosessen.

På grunnlag av de årsaker utvalget mener er avgjørende for kostnadsoverskridelsene i perioden 1994-98, foreslår utvalget i det følgende tiltak på fem

ulike områder, samt at arbeidet med forbedringer knytte til helse, miljø og sikkerhet må fortsette. Tiltakene er rettet mot oljenæringen som helhet.

Holdninger og samarbeid

Holdninger og samarbeid var sentrale elementer i norsok-prosessen. Den grunnleggende norsok-filosofi om samspill mellom aktørene må fortsatt gjelde i den videre prosessen. Tiltak knyttet til holdninger og samarbeid retter seg mot en grunnleggende holdningsendring med større åpenhet og mindre posisjonering. Det er behov for større vilje til i fellesskap å kartlegge virkningene av de radikale endringer bransjen har gjennomgått i de senere år. Likeledes er det behov for større åpenhet om reelle resultater og utfordringer i prosjektutviklingsfasen, både hos leverandører og operatører. norsok-prosessen nødvendiggjorde nok bruk av inspirerende og holdningsskapende retorikk. Men bransjen er nå inne i en fase preget av færre radikalt nye elementer og mer konsolidering. Dette bør føre til mer realistiske holdninger ved tilrettelegging av grunnleggende forutsetninger for utbygginger. Det er behov for større åpenhet mellom aktørene for at en skal kunne utnytte de samlede erfaringer.

Utvalget mener at det er nødvendig å identifisere og håndtere risiko knyttet til kontraktsrelasjonene på en mer effektiv og rasjonell måte enn man hittil har maktet. Partene må samarbeide om håndteringen av risiko i kontraktsforholdene. Det er derfor en sentral oppgave å etablere en felles forståelse for at det her må settes inn krefter. Utvalget anbefaler at partene i fellesskap analyserer prosjektrisikoen ved den enkelte kontrahering og at de videreføre arbeidet med å utvikle standardiserte kontraktsvilkår, løsrevet fra de individuelle kontraktsinngåelsene. De grunnleggende regler om riskofordeling er for viktige og til dels teknisk kompliserte til at de bør overlates til ad hoc tautrekking ved den enkelte kontrahering. Kontraktene må utformes i skjæringspunktet mellom to grunnleggende hensyn: behovet for å etablere effektive samarbeidsrelasjoner, og behovet for klare kjøreregler som styringsredskap i prosjektet.

Mer kvalitet tidlig

Et gjennomgående trekk i de prosjekter utvalget har sett nærmere på, er at beslutningsunderlaget var svakt da utbyggingen ble igangsatt og PUD ble godkjent. Utvalget mener det her er potensiale for betydelige forbedringer, og anbefaler tiltak på følgende områder for å bedre beslutningsunderlaget i fremtidige prosjekter:

Prosjektene bør utvikles så langt at utbyggingselementer kan estimeres med rimelig sikkerhet før PUD godkjennes. Viktige elementer i dette er: Beslutningsgrunnlagets forskjellige grunnforutsetninger må søkes brakt frem til samme nivå.

Grunnforutsetningene må fastlegges på et riktig tidspunkt, slik at prosjektet ikke må trekke med seg store usikkerheter og mange alternativer når anbudsperioden starter og prosjektet tar fart. Kostnadsreduksjoner må baseres på beslutninger som innebærer reelle forenklinger, og ikke på urealistiske ambisjoner. Det må utføres en tilstrekkelig utvikling og prosjektering av valgte utbyggingsløsninger for å kunne utarbeide rimelig sikre estimater. Selv om risikoen for overskridelser kan reduseres gjennom å investere mer i tidlig fase, vil det fortsatt være usikkerhet i estimatene som inngår i budsjettet.

Kostnadsestimatene må baseres på en grundigere vurdering av gjenværende risikoelementer.

Kostnadsestimater for boring og komplettering må gis et sikrere grunnlag. Det må også her bli en bedre forståelse av gjenværende usikkerhet og risiko. På den annen side understreker utvalget at fremtidige utbygginger i stor grad vil være avhengige av en videreføring av de teknologiskiftene man har sett i de senere år. Tiltak i denne sammenheng omfatter følgende: Fagmiljøer med innsikt i boring, komplettering og reservoar må bringes tettere sammen ved utarbeidelsen av estimeringsgrunnlaget. De mest velegnede seismiske metoder må brukes dersom det skal kunne forsvares å ta den risiko som ligger i å redusere antall avgrensningsboringer før utbyggingsbeslutning. Risikoen ved en slik prioritering må forøvrig vurderes nøye og eventuelt prissettes.

Ved bruk av mobile borerigger må det stilles kvalitetskrav som reflekterer forskjellen mellom tradisjonell leteboring og kompleks produksjonsboring og brønnkomplettering. Den etablerte arbeidsdeling og samhandlingsmodell mellom operatør og entreprenør/serviceselskap må videreføres og forbedres. Det bør treffes tiltak for å synliggjøre og håndtere helse-, miljø- og sikkerhetsbelastninger. Man bør gjennom arbeidsmiljøundersøkelser søke å utarbeide indikatorer som kan synliggjøre de hittil ofte skjulte helsebelastningene, slik at denne kostnaden blir en reell del av beslutningsgrunnlag og prosjektstyring. Det bør treffes tiltak som direkte eller indirekte er egnet til å hindre at helsebelastningen øker i situasjoner som de vi har sett de siste årene.

Beslutningsprosessene ved utbyggingsprosjekter

Utvalget mener det er grunn til å vurdere samspillet mellom PUD og rettighetshavernes interne beslutningssystemer i forbindelse med utbygging. Det bør avklares hvilken formell og reell funksjon PUD skal ha i beslutningsprosessen. Det er behov for større beslutningsdisiplin i rettighetshavergruppene. Det bør ikke være akseptabelt å sende inn en PUD for myndighetsbehandling når vesentlige punkter i sentrale nøkkelparametre står uavklart.

Det reiser seg her spørsmål om hvilken styringsfunksjon PUD skal ha dersom vesentlige parametre i utbyggingen endrer seg etter at planen er godkjent. Utvalget har inntrykk av at det ikke er noen klar holdning, hverken blant operatørene eller hos myndighetene, til når PUD formelt bør revideres i slike situasjoner. Dette er utilfredsstillende dersom PUD skal være et koordinerende ledd i utbyggingsgrunnlaget.

Anspore til videre forbedring

Det er nødvendig at aktørene i industrien fortsetter den prosessen de har startet for å redusere utbyggingskostnader. En må bygge videre på de forbedringer som er oppnådd og ikke la pendelen svinge tilbake mot mer konservative og ineffektive gjennomføringsmodeller som en følge av de tilbakeslagene en har erfart. Det er behov for at norsok-prossessen fortsetter med uforminsket styrke, men at det samtidig tas lærdom av de feilene som har ført til kraftige tilbakeslag i den perioden industrien har vært gjennom.

Utvalget foreslår noen tiltak for å sikre at forbedringsprosessen fortsetter. Disse tiltakene vil henge nært sammen med de tiltakene som er anbefalt for å oppnå sikrere estimater: Mer kvalitet tidlig. Det er vesentlig å etablere et sikkert fundament for kontinuerlig forbedring. Operatørene og leverandørene

bør utarbeide et pålitelig erfaringsgrunnlag basert på gjennomførte prosjekter, slik at den videre utviklingen tar utgangspunkt i virkelig oppnådde resultater. Stikkordsmessig sammenfattes dette i momentene utfordre etablert praksis, investere i utvikling av konkurransedyktige løsninger, og utvikle dagens utbyggingsløsninger videre for å redusere kostnadsnivået. Det er dessuten viktig at leverandørene beholder den produktkompetansen de har bygget opp, og dette kan de gis anledning til gjennom utviklingsoppdrag.

Aktivitetsnivået

Det er sterke indikasjoner på at aktivitetsnivået har hatt betydning for deler av kostnadsøkningen. Dette gjelder særlig innen boring, men også innen prosjektering og bygging som en indirekte følge av at ikke planlagte aktiviteter har kommet i tillegg hos aktører hvor kapasitetsutnyttelsen allerede har vært tilnærmet fullt utnyttet. Forutsetningen for å kunne redusere uheldige sider av for store svingninger i aktivitetsnivået er at aktørene har innsikt i både det sannsynlige nivå og virkningene av det både for kostnadsutvikling og helsebelastning. Utvalget anbefaler at aktørene i virksomheten vier større oppmerksomhet til hvilke konsekvenser beslutninger om igangsetting av nye utbyggingsprosjekter vil ha for aktivitetsnivået i det berørte prosjekt såvel som for allerede igangsatte prosjekter.

Kapittel 2

Innledning

2.1 Bakgrunn for utvalgets oppnevning

Investeringsutvalget ble oppnevnt av Olje- og energidepartementet 29. august 1998 for å analysere investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen. Bakgrunnen for at Olje- og energidepartementet oppnevnte utvalget var blant annet:

I de senere årene har investeringene på norsk kontinentalsokkel økt kraftig og er i dag på et historisk høyt nivå. Investeringene viser en betydelig økning i forhold til tidligere anslag. En viktig årsak til dette er at investeringene i flere av de seneste utbyggingsprosjektene har vist seg å være langt høyere enn det som ble lagt til grunn i plan for utbygging og drift (PUD). Bakgrunnen for dette synes å være både at prosjektenes omfang er blitt større enn opprinnelig antatt p.g.a *tilleggsinvesteringer* og at flere prosjekter har opplevd *kostnadsoverskridelser*.

Etter over 25 år med oljeproduksjon utgjør petroleumssektoren en stor andel av norsk økonomi. Med oppbyggingen av et betydelig petroleumsfond, er de indirekte virkningene på norsk økonomi av svingende petroleumsinntekter redusert. De direkte etterspørselsimpulsene mot fastlandsøkonomien er likevel fortsatt betydelige.

De samlede investeringene på kontinentalsokkelen har økt kraftig de seneste årene og er nå på et historisk høyt nivå. Investeringene viser samtidig en betydelig økning i forhold til tidligere anslag. En viktig årsak til dette er at investeringene i flere av de seneste utbyggingsprosjektene viser seg å bli langt høyere enn det som ble lagt til grunn i plan for utbygging og drift (PUD). De økte investeringene i de enkelte prosjektene synes i hovedsak å skyldes at:

Prosjektenes omfang har blitt større enn opprinnelig antatt med *tilleggsinvesteringer* som genererer økte inntekter.

Flere prosjekter klarer ikke de budsjetter som er satt, noe som fører til *kostnadsoverskridelser*. Det vil være mange årsaker til at et prosjekt får kostnadsoverskridelser. Noen eksempler på dette vil være:

- Økte priser på innsatsfaktorene som følge av press i leverandørmarkedene
- Utilstrekkelig underlagsmateriell på grunn av kort gjennomføringstid
- Nye og uprøvde konseptløsninger/-teknologi
- Bruk av nye leverandører
- Optimistisk budsjettering
- Organisering av prosjektgjennomgangen

Flere forhold tilsier at det er behov for en nærmere analyse av hvorfor investeringene i flere av de senere års utbyggingsprosjekter er blitt langt høyere enn det som ble lagt til grunn i PUD:

Ved utformingen av den økonomiske politikken har regjeringen behov for best mulige investeringsanslag. Utbyggingsprosjektenes størrelse gjør at store differanser mellom budsjetterte og realiserte investeringer vil gi feil dimensjonering av regjeringens tiltak.

- Staten dekker gjennom SDØE og petroleumsskattesystemet direkte og

indirekte store deler av investeringene på kontinentalsokkelen og vil dermed måtte dekke store deler av kostnadsoverskridelser i utbyggingsprosjektene.

- Myndighetene initierte i sin tid norsok-samarbeidet med sikte på å gjøre kontinentalsokkelen mer konkurransedyktig. Flere av de senere prosjektene har likevel fått økte kostnader sett i forhold til sine opprinnelige planer. Som initiativtaker er det naturlig at myndighetene nå bidrar til å evaluere både de økonomiske resultatene av norsok-samarbeidet og eventuelle konsekvenser for helse, miljø og sikkerhet.

Gjennom behandling av PUD er det ønskelig at Stortinget og regjeringen som myndighetsorgan gis et mest mulig presist og best mulig beslutningsgrunnlag.

De store økningene i investeringene sammenlignet med anslaget som er lagt til grunn i PUD, nødvendiggjør en vurdering av hensiktsmessige tiltak som kan bidra til å øke forutsigbarheten mht. de økonomiske rammebetingelsene for gjennomføringen av utbyggingsprosjektene uten at dette går på bekostning av lønnsomheten, helse, miljø og sikkerhet i prosjektene.

2.2 Investeringsutvalgets mandat

Departementet fastsatte følgende mandat:

I lys av den senere tids utvikling i investeringene i utbyggingsprosjekter på kontinentalsokkelen skal utvalget se på utviklingen i utbyggingsprosjekter som er godkjent siden 1994 og finne hovedårsaker til endringer i investeringene sammenlignet med de anslag som ble lagt til grunn i plan for utbygging og drift (PUD).

Utvalget skal også vurdere hensiktsmessige tiltak som kan bidra til å øke forutsigbarheten mht. de økonomiske rammene for gjennomføring av utbyggingsprosjektene, herunder tiltak som kan sikre et best mulig beslutningsgrunnlag for myndighetene.

Utvalget skal videre vurdere intensjoner og foreløpige resultater av norsok-samarbeidet og vurdere tiltak innenfor dette samarbeidet som kan sikre at hensynet til kostnadseffektive utbygginger på kontinentalsokkelen kombineres med hensynet til helse, miljø og sikkerhet.

Utvalget skal fremme en rapport til Olje- og energidepartementet innen 30. januar 1999.

2.3 Investeringsutvalgets sammensetning og arbeid

Utvalget fikk følgende sammensetning:

1. Professor Knut Kaasen, Universitetet i Oslo, leder.
2. Forsker Iulie Aslaksen, Statistisk sentralbyrå.
3. Konserndirektør Stig Bergseth, Statoil.
4. Direktør Erik Grønner, Kværner Oil & Gas AS.
5. Professor Arild Hervik, Høgskolen i Molde.
6. Ekspedisjonssjef Bjarne Moe, Olje- og energidepartementet.
7. Fellestillitsvalgt Atle Tranøy, Aker Maritime ASA

Til å bistå utvalget i sitt arbeid ble det oppnevnt et sekretariat bestående av avdelingsdirektør Tormod Slåtsveen fra Oljedirektoratet, og førstekonsulent

Are Østmo og førstekonsulent Johan Nitter-Hauge fra Olje- og energidepartementet. Sekretariatet ble ledet av ekspedisjonssjef Bjarne Moe.

Utvalget har hatt 19 møtedager. Utvalget har hatt møter med elleve oljeselskaper, fire industriselskaper, ett rederi, Oljedirektoratet, LO og tre næringsorganisasjoner. Dessuten har utvalget vært på to befaringer til henholdsvis Stord og Stavanger og har hatt møter med britiske oljeselskaper i London.

Kapittel 3

Utvalgets arbeidsopplegg

3.1 Problemstilling

Hovedspørsmålet er å finne årsakene til at investeringene har økt i forhold til de opprinnelige planene. Konklusjonene her vil også utgjøre store deler av grunnlaget for å behandle mandatets del 2 og 3.

Når investeringene i et utbyggingsprosjekt er blitt høyere enn opprinnelig budsjettert, kan dette skyldes to forhold (eller en kombinasjon av de to)

- Investeringsøkningen skyldes besluttede tilleggsinvesteringer som øker forventet inntekt.
- Investeringsøkningene skyldes kostnadsoverskridelser, det vil si at kostnadene blir høyere enn opprinnelig antatt uten at forventet inntekt øker.

Utvalget har ikke drøftet nærmere de prosjektene hvor det ikke har vært kostnadsøkninger. Det er særlig de store rørledningsprosjektene som faller i denne kategorien, men også noen feltutbygginger.

Utvalget har ikke tatt opp skattesystemets virkninger på investeringene. Utvalget har derfor ikke vurdert om eller i hvilken grad avskrivningsreglenes risikostruktur bidrar til det sykliske preget i investeringsbeslutningene.

Utvalget mener at det er mulig at fordelingen av rettighetshavernes interesser i forskjellige utvinningstillatelser kan ha betydning for aktivitetsnivået, men på hvilken måte rettighetshavernes behov for kritisk masse kan ha innflytelse på aktivitetsnivået, er ikke drøftet.

3.2 Utvalgets informasjonsgrunnlag

Det *tallmaterialet* utvalget har hatt til disposisjon er omfattende. Utvalget har lagt betydelig arbeid i å sikre at materialet er representativt. Videre har utvalget utført omfattende beregninger og sammenstillinger for å etablere en forståelse av utviklingen i kostnadene på de forskjellige områder. Samlet gir dette nødvendige og viktige bidrag til forståelsen av kostnadsutviklingen, men tallene kan ikke i seg selv forklare kostnadsøkningen. De må sammenholdes med kvalitative betraktninger.

De *kvalitative* informasjonene og synspunktene er fremlagt for utvalget gjennom presentasjonsmøter i oktober-desember 1998. Utvalget har hatt møter med elleve oljeselskaper, fire industriselskaper, ett rederi, Oljedirektoratet, LO og tre næringsorganisasjoner. Dessuten har denne kontakten blitt fulgt opp med møter og annen kommunikasjon med utvalgets sekretariat. Enkeltpersoner har også henvendt seg til utvalgets medlemmer og sekretariatet. Utvalget har gjennom denne prosessen mottatt omfattende materiale og synspunkter vedrørende såvel individuelle prosjekter som mer generelle trekk i næringen i den aktuelle periode. En del av den mottatte informasjon er forutsatt å være konfidensiell, men utvalget har ikke funnet at dette har vanskeliggjort den bruk utvalget har ønsket å gjøre av materialet.

Både overfor utvalget direkte og i andre sammenhenger har enkeltpersoner og representanter for aktører i virksomheten påpekt andre mulige

årsaker til kostnadsutviklingen enn de utvalget særlig har festet seg ved. Eksempelvis har forhold ved leverandørenes og operatørenes kompetanse vært trukket inn, i tillegg til mer generelle trekk ved myndighetenes styring av virksomheten. Utvalget har ikke avvist slike momenter, men har funnet det vanskelig å kommentere noen av dem nærmere fordi de etter sin karakter er vanskelige å substansiere. Men slike innspill inngår i det samlede grunnlag utvalget bygger sine vurderinger på.

Utvalget har ikke benyttet eksterne konsulenter til å utrede særskilte forhold, men har innhentet en utredning fra professorstipendiat Petter Osmundsen om kostnadsoverskridelser sett i forhold til økonomisk kontrakts- og insentivteori, og en utredning fra professorene Kåre Petter Hagen og Arild Hervik om bedriftsøkonomiske kostnadsoverskridelser og samfunnsøkonomiske kostnader. Disse utredningene er gjengitt i hhv. vedlegg 4 og 5.

3.3 Rapportens struktur

Utvalgets analyse av årsakene til kostnadsutviklingen i den aktuelle periode utgjør kjernen i rapporten, siden den også gir grunnlag for forslag om tiltak. Analysen er gjennomført i to trinn: Først redegjøres det for hvilke faktorer som må antas å ha bidratt, og dernest trekkes generelle linjer på dette grunnlag.

De bidragende faktorer er delt i to hovedgrupper: De mer gjennomgående trekk, og de som spesifikt knytter seg til de aktuelle prosjekter. Det er selvsagt ikke klare grenser mellom disse kategoriene.

Til de gjennomgående trekk hører slike forhold som norsok-prosessen, typer feltutbygging, overgangen til totalleveranser, teknologiutvikling, PUD- og gassallokerings-prosedyre og generelt aktivitetsnivå. Disse behandles i kapittel 5-7, og danner en generell bakgrunn for behandlingen av de prosjektspesifikke forhold i kapittel 8-9.

Prosjektene fremstilles først enkeltvis (kapittel 8). Her redegjøres det for hovedtrekk av utbyggingen og kostnadsutviklingen for hvert av de prosjektene utvalget har sett nærmere på. Videre påpekes de forhold som må antas å ha gitt størst bidrag til kostnadsutviklingen i hvert prosjekt.

Denne prosjektvise fremstilling gir ikke et helhetlig bilde av situasjonen. Utvalget foretar derfor i kapittel 9 en sammenstillende vurdering av utviklingen i de aktuelle prosjektene. Først sammenfattes kostnadsutviklingen på de enkelte kostnadsstedene i alle prosjektene. Dette gir et inntrykk av hvilket element i prosjektene som typisk har medført overskridelser, og kan for så vidt også gi en antydning om årsakene. Dernest analyserer utvalget hvilke forhold som må antas å ha medført denne konstaterte utviklingen på kostnadsstedene.

Denne prosjektbaserte analysen kan ikke alene danne grunnlag for utvalgets konklusjoner og anbefalinger. Den må sammenholdes med de trekk som gjennomgående har preget olje- og gassektoren i den aktuelle periode, og som utvalget påpeker i kapittel 5-7. Dette gjøres i kapittel 13, som sammenfatter utvalgets vurderinger av årsaker. Kapittel 14 inneholder de sammenfattende vurderinger av tiltak.

Kapittel 4

Kostnadsutviklingen

Det er ikke åpenbart hva slags tall man skal legge til grunn for å beregne kostnadsøkningen. I utgangspunktet er det enkelt: Man skal sammenligne kostnadene i faste priser. Alle operatørene har lagt faste priser på angjeldende tidspunkt til grunn i sine kostnadsanslag i plan for utbygging og drift. Men de har ikke lagt de samme forutsetninger til grunn for prisøkningen. I perioden 1994-1998 har valg av prisindeks stor betydning (se nærmere punkt 7.3.2). Hvis vi legger til grunn konsumprisindeksen, vil kostnadsøkningen for de 13 prosjektene utvalget har sett nærmere på, være om lag 29,9 mrd kroner og utgjøre en kostnadsøkning på om lag 27 pst. for disse feltene. Prisindeksen for investeringer i oljevirksomheten er relevant for å måle omfanget/volumet av investeringene i sektoren. Men i en vurdering av kostnadsoverskridelser er det relevant å sammenligne kostnadsutviklingen med anvendelse av tilsvarende beløp til andre formål. Til en slik sammenligning er det hensiktsmessig å bruke en prisindeks for innenlandsk anvendelse, og av praktiske grunner har utvalget brukt komsumprisindeksen. Dette er også i godt samsvar med selskapenes utarbeidelse av investeringsanslag.

I perioden 1994-1998 er det fremlagt 35 utbyggingsprosjekter for godkjennelse av myndighetene, se tabell 4.1. Utvalget har valgt å se nærmere på 13 av disse. Prosjektene er valgt ut fra en kombinasjon av opprinnelig investeringsomfang og prosentvis kostnadsøkning, og de representerer om lag 65 pst. av de samlede investeringer i de 35 prosjektene.

Antall utbyggingsprosjekter varierer avhengig av bl.a. gruppering/oppdeling av delprosjekter. For eksempel består Gullfaks satelitter fase 1 av tre PUD'er (Rimfaks, Gullfaks sør og Gullveig). Dessuten er det levert endret/oppdatert PUD på enkelte felt. For eksempel består Troll vest gassprovins av 3 PUDer. For Kårstø er det derimot bare en PAD på tross av at prosjektet er betydelig utvidet.

De færreste av prosjektene utvalget har sett på er avsluttet per 30. januar 1999. Det vil si at det kan komme nye endringer i forhold til de tallene utvalget har forholdt seg til i siste kontrollestimat (CCEX).

Tabell 4.1: Kostnadsutviklingen for feltene besluttet utbygd i perioden 1994-98

	PUD/PAD	CCEX	Endring	Endring
	mrd kr	mrd kr	mrd kr	
	(1998)	(1998)	(1998)	
Utvalgte prosjekter				
Balder	5,00	8,08	3,08	62 pst.
Gullfaks satelitter fase 1	6,86	9,00	2,14	31 pst.
Jotun	6,20	7,20	1,00	16 pst.
Njord	6,31	7,76	1,45	23 pst.
Norne	8,62	9,27	0,65	8 pst.
Oseberg sør	8,05	8,75	0,70	9 pst.
Oseberg øst	3,49	4,30	0,81	23 pst.

Tabell 4.1: Kostnadsutviklingen for feltene besluttet utbygd i perioden 1994-98

	PUD/PAD	CCEX	Endring	Endring
	mrd kr	mrd kr	mrd kr	
	(1998)	(1998)	(1998)	
Troll gassprovins inkl I	18,25	20,77	2,52	14 pst.
Varg	2,94	3,64	0,70	24 pst.
Visund	7,85	11,40	3,52	45 pst.
Åsgard	28,52	37,00	8,44	30 pst.
Kårstø gassbehandlingsanlegg*	2,94	7,08	4,14	141 pst.
Åsgard transport	7,36	7,96	0,60	8 pst.
Totalt for utvalgte prosjekter	*112*	*142*	*29,9*	*27 pst.*
Andre prosjekter				
Ekofisk II	21,1	18,3	-2,8	-13 pst.
Ekofisk omløp	0,430	0,510	0,08	19 pst.
Eldfisk vanninjeksjon	3,81	5,26	1,45	38 pst.
Europipe II	7,18	7,15	-0,03	0 pst.
Gullfaks lunde	0,234	0,042	-0,192	-82 pst.
Gullfaks satelitter fase 2	5,70	6,13	0,43	8 pst.
Gungne	0,107	0,23	0,123	115 pst.
Loke Trias	0,257	0,311	0,054	21 pst.
Norfra	9,66	7,20	-2,46	-25 pst.
Oseberg gasstransport (OGT)	1,17	1,37	0,2	17 pst.
Oseberg revidert gassfase	3,34	3,45	0,11	3 pst.
Snorre 2	11,6	12,0	0,4	3 pst.
Snorre oppdatert	1,03	0,891	-0,139	-13 pst.
Stureterminalen(SCUP)	1,44	1,51	0,07	5 pst.
Tordis øst	0,545	0,482	-0,063	-12 pst.
Troll oljerør	0,646	0,686	0,04	6 pst.
Valhall brønnhodeinnretning	0,681	0,499	-0,182	-27 pst.
Valhall gasseksport	0,843	0,783	-0,06	-7 pst.
Veslefrikk Stf fm, øvre Brent og I	0,428	0,395	-0,033	-8 pst.
Vigdis	5,35	4,49	-0,86	-16 pst.
Yme ink Gamma sørøst og Beta øst	1,96	2,19	0,23	12 pst.
Zeepipe IIB	3,57	3,24	-0,33	-9 pst.
Totalt for andre prosjekter	*81,1*	*77,1*	*-3,962*	*-5 pst.*
Totalt for alle prosjekter	*193*	*219*	*26,0*	*13 pst.*

Alle kostnader er omregnet til faste kroner (1998) ved bruk av konsumprisindeksen utarbeidet av Statistisk sentralbyrå, samt anslag for forventet prisvekst.
* Tallene gjelder grunnlaget i PAD og endringer og oppgraderinger i forhold til den. Etananlegget, integreringen av Naturkrafts anlegg og de deler av Europipe II og Åsgard transport

som ligger innenfor gjerdet på Kårstø, er ikke tatt med. Disse prosjektene utgjør om lag 2 mrd kr.

Kilde: Operatørene og Oljedirektoratet

Kapittel 5

Endringer i norsk olje- og gassindustri

Dette kapittelet inneholder en gjennomgang av utviklingstrekk og utfordringer for utbyggingsprosjektene i perioden fra 1994 til 1998, samt en sammenligning med perioden forut for dette.

5.1 Norsok-prosessen

Tidlig i 1990-årene ble det tydelig at det kostnadsnivået som var etablert i olje- og gassvirksomheten, var for høyt til å sikre at feltene på norsk kontinentalsokkel ville bli bygget ut i konkurranse med investeringer i olje- og gassvirksomhet andre steder. Kostnadene ved nye utbygginger var for høye til å få et tilstrekkelig antall nye felt fram til beslutning om utbygging.

Det ble satt i gang tiltak internt i flere oljeselskap for å bringe ned kostnader og gjennomføringstider for prosjektene. Målet var å finne arbeidsformer og gjennomføringsmodeller som skulle føre til billigere og raskere utbyggingsprosjekter.

For å samordne og forsterke disse aktivitetene, tok departementet initiativet til en forbedringsprosess der alle aktørene, dvs. myndigheter, oljeselskap og leverandører deltok. Dette arbeidet ble organisert i norsok-prosessen (Norsk kontinentalsokkels konkurranseposisjon).

Sentralt i Norsok arbeidet var erkjennelsen av at tradisjonelle forbedringstiltak ikke var tilstrekkelig til å gjenopprette konkurranseposisjonen til norsk kontinentalsokkel. Tradisjonelle forbedringstiltak ville virke for langsomt og i stor grad bli knyttet opp mot forbedringer innenfor eksisterende arbeidsmønstre og roller. En ønsket å få til et brudd med en kostnadsdrivende praksis og vanetenkning. Dette bruddet skulle en oppnå ved å sette seg så ambisiøse mål at den eneste måten en kunne lykkes i å nå målene, var å foreta fundamentale endringer i arbeidsformer og rolledelinger i industrien.

Hovedmålet for norsok var å oppnå forbedringer i arbeidsprosesser og rammevilkår som ville gjøre norsk kontinentalsokkel konkurransedyktig sammenlignet med andre petroleumsproduserende land. To viktige delmål ble spesielt fremhevet:

- En reduksjon i tids- og kostnadsforbruk på 40-50 pst. innen utgangen av 1998 sammenlignet med beste praksis i 1993.
- Opprettholde den ledende posisjonen innen helse,- miljø- og sikkerhetsarbeid.

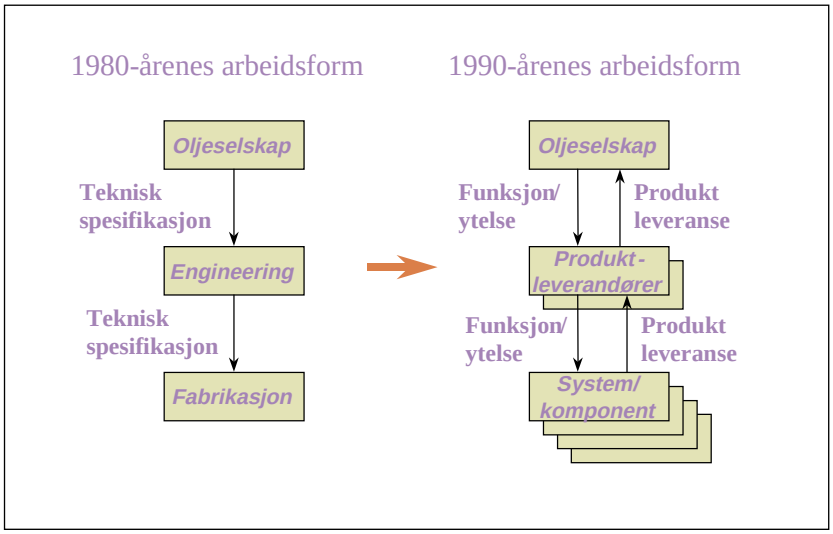
For å bidra til og angi tiltak for å oppnå målene ble det satt ned sju arbeidsgrupper med deltagelse fra oljeselskaper, leverandører og myndighetene. Tema for disse var kostnadsanalyse og måltall, standardisering, forholdet mellom operatør og leverandør, dokumentasjon og informasjonsteknologi, base- og transportvirksomhet, helse, miljø og sikkerhet samt rammebetingelser. Arbeidsgruppene overleverte olje- og energiministeren resultatene og anbefalingene i form av en hovedrapport og sju delrapporter 1. februar 1995. De endringene som har hatt størst konsekvenser for gjennomføring av prosjekter, kan oppsummeres i punktene strukturelle endringer, standarder og myndighetenes rolle. Rapportenes anbefalinger viste til en rekke tiltak som ville

være nødvendige for å realisere målsetningene om redusert tids- og kostnadsbruk.

5.1.1 Strukturelle endringer i virksomheten på norsk kontinentalsokkel

(a) Struktur og roller

I perioden fra 1995 og fram til 1998 har det vært en omfattende endring i roller og struktur i bransjen. Leverandørene påtar seg nå et større og mer komplett ansvar for gjennomføring av prosjektene. Dette er illustrert i figur 5.1.



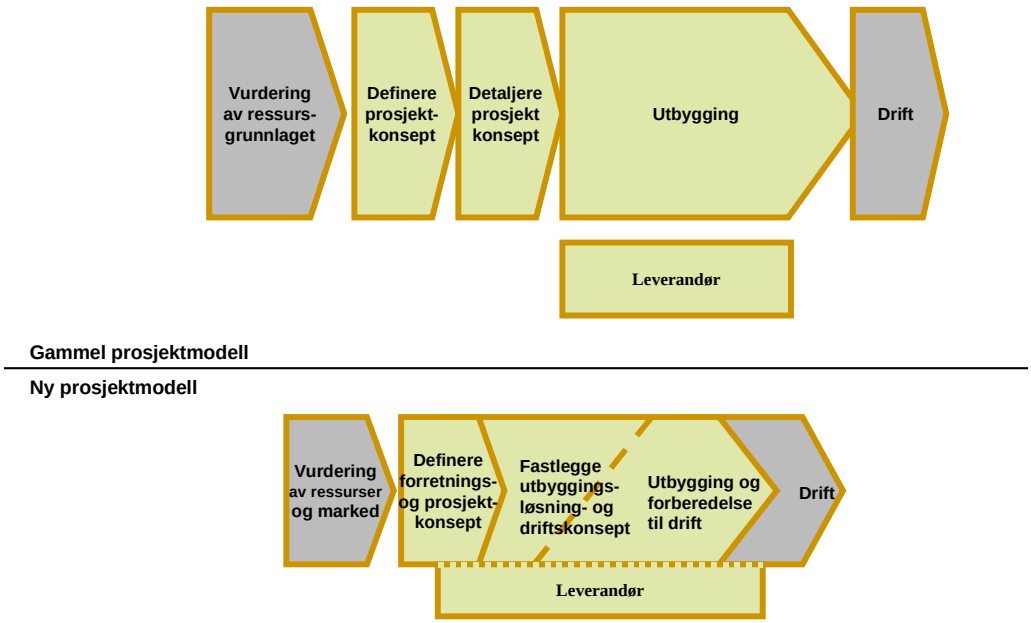
Figur 5.1 1980 årenes arbeidsform sammenlignet med 1990 årenes
Kilde: norsok

I 1980-årene var arbeidsdelingen grovt sett slik at oljeselskapene utarbeidet de grunnleggende tekniske beskrivelsene av anleggene. På oppdrag fra oljeselskapene utarbeidet deretter ingeniørselskapene detaljerte beskrivelser for bygging av anleggene. Disse beskrivelsene var grunnlaget for oljeselskapenes anbudsforespørsel og derpå følgende bygging. Selve prosjektgjennomføringen ble gjort under en detaljert styring og oppfølging fra oljeselskapene. 1980 årenes arbeidsform er forsøkt vist i venstre del av figur 5.1.

Den nye modellen som ble lansert (vist som 1990 årenes arbeidsform i figur 5.1), innebar at oljeselskapene i større grad anskaffer komplette produkter og at disse produktene i økende grad beskrives ut fra krav til funksjon og ytelse. Det betyr at leverandørene i større grad må ta det samlede ansvaret for prosjektering og gjennomføring av større deler av en utbygging. Dette har ført til en kraftig omstilling og behov for læring i hele kunde-leverandørkjeden ved at leverandøren i de nye utbyggingsprosjektene til havs gjør oppgaver som tidligere ble utført av oljeselskapene (prosjektstyring, detaljert design og grensesnittkontroll i gjennomføringen).

(b) Ny prosjektmodell/kortere gjennomføringstid

En annen viktig endring de siste årene er at den såkalte sekvensielle prosjektmodellen er erstattet av en modell der en i mye større grad har parallelle aktiviteter. Dette gjelder både for utbyggingens hovedaktiviteter, reservoarplanlegging, design og bygging av produksjonsanlegg, boring og overordnet beslutningsprosess, så vel som innen hvert enkelt av hovedelementene. I denne modellen involveres også leverandørene på et tidligere tidspunkt i prosessen. Den nye prosjektmodellen kan brukes uavhengig av endringer i struktur og roller, men i praksis har disse endringene inntruffet samtidig og er illustrert i figurene 5.2 og 5.3.



Figur 5.2 Reduksjon av samlet tid og større grad av parallellitet i alle prosjektets faser.
Kilde: norsok sekretariatet

Hensikten med å trekke leverandørene tidligere inn, var at man trodde det ville bidra til en rask og effektiv prosjektgjennomføring. Men dette har også en annen side: Ofte involveres leverandørene tungt på et tidspunkt der prosjektets rammer fremdeles er under avklaring, og det har ført til nye utfordringer i forhold til kontraktene.

En annen konsekvens av at gjennomføringstiden er forkortet er at boring og komplettering av produksjonsbrønner i dagens prosjekter i mye sterkere grad enn tidligere foregår før produksjonsstart og parallelt med at produksjonsinnretningene bygges og ferdigstilles ved byggeverkstedene.

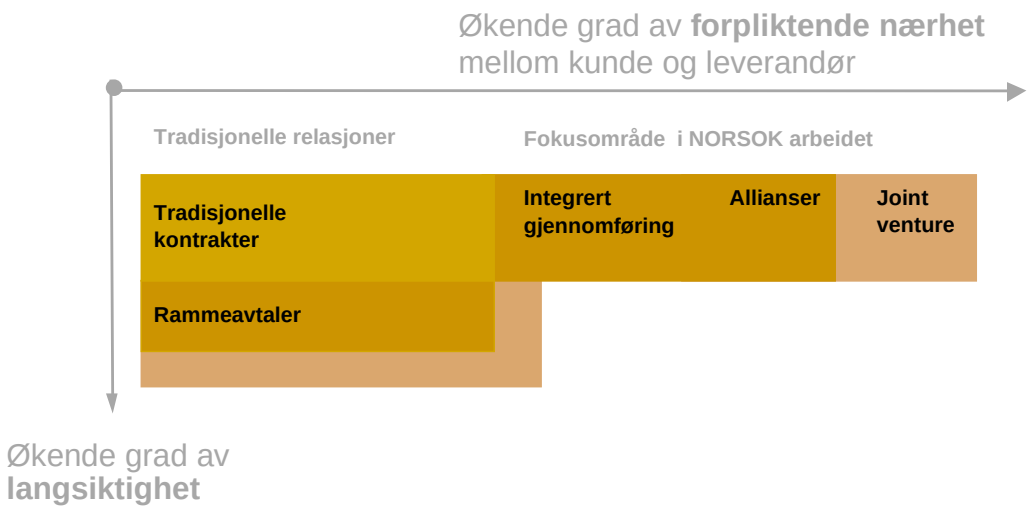
Denne nye gjennomføringsmodellen har utløst behov for endringer i rammeverket i form av den nye petroleumsloven som kom i 1997 og den tilhørende revisjon av forskriftene som Oljedirektoratet gjennomfører. En av endringene er at operatørene kan søke Olje- og energidepartementet om å legge til rette for å inngå store kontrakter før PUD godkjennes. Forutsetningen for at en slik fremgangsmåte godkjennes av departementet er at det tas

forbehold i kontraktene om kansellering. Det innebærer at leverandørvalget er gjort og hovedprinsipper/betingelsene for kontraktene fastsettes på et spinkelt grunnlag.

(c) Mangfold i samarbeidsrelasjoner

Kravet om kortere gjennomføringstider og tettere samarbeidsformer har ført til en utvikling i kontraktsmodeller langs to hovedakser. Den ene aksen er økt langsiktighet i relasjonene, noe som viser seg ved at de oljeselskapene som har mange utbyggings- og driftsoppgaver, har etablert rammeavtaler for en del viktige systemer og komponenter.

Den andre aksen er økende grad av forpliktende nærhet mellom kunde og leverandør. Dette har først og fremst vist seg i forbindelse med gjennomføring av komplekse oppgaver i integrerte lag. Der har det vært behov for utvikling av kontraktsformer som gir felles drivkrefter for gjennomføring av prosjekter. I den aktuelle perioden har det vært benyttet svært ulike former for samarbeidsrelasjoner fra tradisjonelle kontrakter til arbeid i integrerte lag.



Figur 5.3 Utvikling av kontrakter langs to akser.
Kilde: Statoil

Erfaringen hittil er blandete og viser i hvert fall at utvikling i retning av forpliktende nærhet stiller store krav til erfaringstilbakeføring og videre utvikling av kontraktsmodellene.

Et særtrekk ved prosjektene i denne perioden er operatørens bruk av rammeavtaler. Flere operatører har inngått langsiktige rammeavtaler på utstyr, komponenter og styringssystem. Formålet med slike rammeavtaler er dels å oppnå økt standardisering og lavere kostnader i driftsfasen. Et annet formål er å kunne legge forholdene til rette for leverandørene ved at det skal leveres et større antall enheter til kjente spesifikasjoner og til fastsatte priser. Disse rammeavtalene er til dels blitt tiltransportert hovedleverandør ved kontraktsinngåelse.

(d) Nytt risikobilde for leverandør

De vesentlige forandringene i prosjektgjennomføringen som ble iverksatt samtidig med overgangen til totalleveranser, medførte en samlet endring i risikobildet for hovedleverandørene. i norsok-rapporten fra 1995 adresserer flere av anbefalingene hvordan en bør håndtere denne problemstillingen. Rapporten anbefaler at leverandør og kunde i fellesskap foretar en nøye analyse og vurdering av ulike risiki forut for kontraktsinngåelse. norsok-rapporten Samspillsnormer (juni 1998) viser at det ennå er mye gjenstående på dette punktet, men begge parter har forpliktet seg til å videreføre arbeidet.

5.1.2 norsok standarder

Et sett felles industristandarder er utviklet og tatt i bruk. I disse norsok-standardene går en i stor grad bort fra de detaljerte spesifikasjonene som hvert av oljeselskapene hadde, til ett felles sett med spesifikasjoner. norsok spesifikasjonene er for noen områder funksjonelle, mens de for andre områder er detaljerte.

Overgangen til bruk av norsok standarder har ikke blitt gjennomført helt etter hensikten:

- Flere operatører legger fortsatt ved egne tilleggsspesifikasjoner.
- De funksjonelle kravene gir rom for tolkning (hvilket er noe av hensikten, men som også har ført til uklarhet).
- Det er uklarheter i gråsonen mellom klassekrav for skrogdelen av flytende produksjonsinnretninger og Oljedirektoratets regler.

I tillegg har svært få leverandører på den tiden som har vært til disposisjon vært i stand til å beskrive sine egne leveranser i form av egne detaljerte beskrivelser bygget på norsok standardene.

5.1.3 Myndighetenes rolle i norsok prosessen

I tillegg til at myndighetene var initiativtaker og aktiv i Norsok-arbeidet, var noen av anbefalingene fra norsok arbeidsgrupper rettet mot myndigheter og lovverk.

Når det gjelder petroleumslovgivningen knytter anbefalingene i norsok-rapporten seg til tre hovedtema. Disse var arealforvaltning, plan for utbygging og drift (PUD) eller plan- for anlegg og drift (PAD) og arealavgift. Anbefalingene skulle gi større fleksibilitet i forhold til arealforvaltningen – for eksempel lengden på den initielle periode utvinningstillatelsen gjaldt for, tilbakelevering av områder og lengden på utvinningstillatelsen etter utløpet av den initielle periode. Når det gjelder PUD og PAD, ble det gitt anbefalinger vedrørende omfanget av PUD og PAD, og for tidspunktet når utredninger skal kunne kreves.

Av de anbefalingene som knyttet seg til lovgivningen, har endringer i behandling av og krav til PUD/PAD hatt betydning for prosjektenes fremdrift og muliggjort raskere utbygginger. Spesielt gjelder det petroleumsloven § 4-2 femte ledd som åpner for at rettighetshaver kan inngå vesentlige kontraktsmessig forpliktelser eller påbegynne byggearbeider før PUD er godkjent. Vilkåret er at departementet på forhånd har samtykket i dette. Kontraktene inngås på rettighetshavers egen risiko. Denne adgangen benyttes i praksis i stort omfang.

5.2 Feltutbyggingstyper

Ved valg av utbyggingsløsning er feltets størrelse og vanndyp viktige faktorer.

Det er stor spredning i feltstørrelse for utbygginger i perioden etter norsok. Feltstørrelse varierer fra om lag 10 til 340 mill Sm^3 oe. I perioden 1990-1993 var det enda større spredning i ressursstørrelse, fra ca 1 til 584 mill Sm^3 oe.

Gjennomsnittlig reservoarstørrelse er mindre for utbyggingene i norsok perioden enn for perioden 1990-1993. Dersom en sammenligner de fire største utbyggingene i hver periode (og ser bort fra Åsgard og Troll), så er gjennomsnittet om lag fire ganger så stort i perioden 1990-1993 (ca 193/48 Sm^3 oe).

Havdypet varierer fra 84 til 335 meter for prosjekter i perioden etter 1994 og fra 70 til 350 meter for prosjekter i perioden 1990-1993. Heller ikke gjennomsnittsdybden for prosjekter i de to periodene er forskjellig (henholdsvis 191 og 193 meter).

Funn som ligger i større avstand enn 25 km fra egnet infrastruktur, med ressurser i størrelsesorden noen få titalls millioner Sm^3 oe og havdyp vesentlig over 100 meter, vil som oftest være ulønnsomme dersom en velger bunnfaste innretninger. I de prosjektene rapporten har konsentrert seg om, er det kun Oseberg sør og Oseberg øst som har bunnfaste løsninger, i tillegg til de to brønnhodeplattformene på Varg og Jotun.

For Gullfaks satellitter ble det tidlig i prosjektet vurdert utbygging med bunnfaste innretninger, men dette ga ikke tilfredsstillende lønnsomhet. En utbygging ble først muliggjort av undervannsutbygging knyttet opp mot Gullfaks. Den teknologiske utvikling som førte til billigere undervannsutbygginger, var et resultat av langsiktig og systematisk forskning, teknologiutvikling og anvendelse av prototype undervannsløsninger som tillegg til hovedutbyggingene. En viktig del av denne utviklingen var standardisering av innretningene og utstyr, samt gjenbruk av design og ingeniørunderlag. Dette var viktige erfaringer som ledet opp til norsok-tankegangen.

Balder, Jotun, Njord, Norne, Troll C, Varg, Visund og Åsgard er basert på flytende produksjonsinnretninger. Med unntak av Åsgard er disse feltene mindre enn tidligere utbygde store felt slik som Statfjord, Gullfaks, Snorre, Heidrun, Draugen etc. Men i internasjonal sammenheng er det bare Varg som kan betegnes som et mindre/middels stort felt.

Åsgard er en stor feltutbygging bestående av tre ulike forekomster der det også ble valgt flytende produksjonsinnretninger for feltsenteret. En bunnfast innretning hadde muliggjort direkte adkomst til en del av produksjonsbrønnene fra plattformdekket, men hoveddelen av produksjonsbrønnene ville likevel ha vært undervannsbrønner. Den store utstrekningen av hovedfeltet, den geografiske spredning på de to andre feltene, stort havdyp, samt muligheten for tidligere start av oljeproduksjonen begrunnet valg av flytende produksjonsinnretninger med havbunnskompletterte brønner.

Balder, Jotun og Varg er lokalisert på moderate vanndyp og kunne således ha vært egnet for bunnfaste innretninger.

Mangel på nærhet til eksisterende infrastruktur samt store forskjeller i oljekvalitet i forhold til nærliggende felt, førte til valg av en selvstendig utbyggingsløsning for Balder. Et utbyggingssamarbeid med Jotun ble vurdert, men ulikheter i oljekvalitet og ulik grad av modenhet gjorde at dette ikke ble valgt. En bunnfast innretning ble vurdert, men basert på økonomiske kriterier ble det valgt en flytende innretning med skipsskrog. Balder hadde ventet svært

lenge på en beslutning om utbygging, og kjøp av et produksjonsskip som var under bygging i Singapore, fremsto som et attraktivt alternativ.

Ved beslutning om utbygging av Jotun var det ikke ønskelig å blande oljen med Balder, da denne hadde en annen kvalitet. Et alternativ til en selvstendig utbygging var å knytte seg opp til Heimdal og bygge et oljebehandlingsanlegg der, men dette ble vurdert som mindre lønnsomt enn en flytende innretning.

Varg ble ikke vurdert å ha noe reelt alternativt konsept som kunne gi en lønnsom utbygging. En flytende innretning med mulighet for gjenbruk etter en begrenset produksjonsperiode, reduserte risikoen i prosjektet.

Valg av konsept på Njord og Norne var særlig begrenset ut fra en isolert beliggenhet i forhold til tilgjengelig infrastruktur og et stort vanndyp.

For Visund ble det alternativt vurdert å bygge ut feltet ved undervannsinnretninger med flerfasetransport til Gullfaks C. En halvt nedsenkbar innretning ble valgt blant annet ut fra ønske om permanent boremulighet på feltet, enklere adgang til brønnintervensjon og for å løse utfordringer knyttet til flerfasetransport.

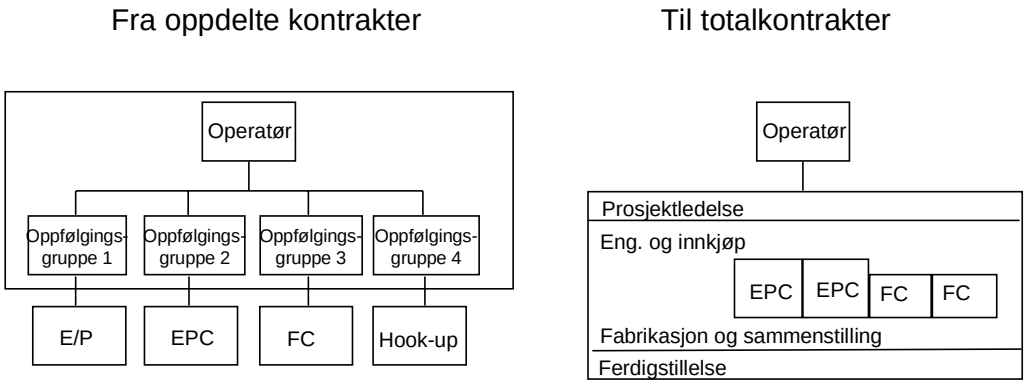
5.3 Overgangen til totalleveranser

Feltutbyggingene på kontinentalsokkelen består av flere elementer som undervannsanlegg, rørledninger, marine operasjoner, plattform og boring. Tradisjonelt var det operatørene som organiserte og styrte prosjektene, og det var mange uavhengige kontrakter med de forskjellige leverandørene.

Tradisjonelt har plattformdelen av utbyggingsprosjektene blitt organisert og styrt av operatørene. Arbeidsdelingen var grovt sett slik at oljeselskapene utarbeidet de tekniske beskrivelsene av anleggene. På oppdrag fra oljeselskapene utarbeidet deretter et ingeniørselskap detaljerte beskrivelser for bygging av anleggene. Disse beskrivelsene var grunnlaget for oljeselskapenes anbudsforespørsel og påfølgende kontrakter for bygging.

Selve prosjektgjennomføringen ble gjort under en detaljert styring og oppfølging av operatøren. Kontraktene i prosjektene besto som regel av en rekke byggekontrakter. EPC kontrakt (kontrakt for prosjektering, innkjøp og bygging) på plattformunderstellet i betong (alternativt en prosjekteringskontrakt og en byggekontrakt for stålunderstell), en byggekontrakt på dekkskonstruksjonen, byggekontrakter på dekksmodulene, en byggekontrakt på sammenstilling av dekk og på oppkobling av dekk og understell, samt en lang rekke kontrakter for materialer og utstyr.

For realisering av norsok-målsettingen var det etter alles vurdering behov for videreutvikling av kontraksformene med overgang til totalleveranser av hele plattformer der en hovedleverandør er ansvarlig for å levere plattformen klar for installasjon eller ferdig installert på feltet. Hovedleverandøren tar det samlede ansvar for å tilby et totalprodukt og prosjektere og bygge dette. Unntaket fra denne arbeidsformen har vært utbyggingen av Norne og Ekofisk.



Figur 5.4 Fra oppdelte kontrakter til totalkontrakter.
Kilde: Kværner

Venstre del av figur 5.4 viser hvordan operatør tidligere tildelte kontrakter på et produksjonsanlegg, med blant annet egne kontrakter på prosjektering/innkjøp (E/P) og fabrikasjon/sammenstilling (FC). I den nye modellen tildeler operatør en totalkontrakt til en hovedleverandør, som har ansvaret for anleggets totalitet.

Overgangen til totalleveranser har ført til en kraftig omstilling og omfordeling av oppgaver i kunde-leverandørkjeden ved at leverandøren i de nye utbyggingsprosjektene gjør oppgaver som tidligere ble utført av operatørene, først og fremst innen prosjektstyring, store anskaffelser og grensesnittkontroll. Flere ulike former for integrasjon av operatørens personell i leverandørens organisasjon er benyttet for å sikre kompetanseoverføring.

5.4 Teknologiutvikling

Som vist i det følgende, har teknologiutviklingen i perioden vært stor, og det har vært et høyt tempo fra utvikling av prototyper til implementering. Med den begrensede prosjekteringen forut for inngåelse av kontrakter og rask gjennomføring har dette vært en krevende prosess.

(a) Flytende produksjon

I perioden 1994-98 har en sett en sterk økning i bruk av flytende produksjonsinnretninger. Riktignok ble det også bygd ut store flytende produksjonsinnretninger før denne perioden (Snorre, Troll B og Heidrun), men disse hadde karakter av «flytende gravitasjonsstrukturer», der understell og dekkskonstruksjon var uavhengige konstruksjonselementer.

De nye flytende produksjonsinnretningene er totalprodukter der bærestruktur og dekk utgjør en integrert konstruksjon. Av prosjektene som ble iverksatt i perioden 1994-98, har Balder, Jotun, Norne, Varg og Åsgard A skrogform som på skip, mens produksjonsinnretningene på Njord, Troll C, Visund og Åsgard B er halvt nedsenkbare innretninger med bærestruktur som mer tradisjonelle borerigger.

Med produksjonsinnretningene med skrogform kombineres skipsfartsteknologi og skrogbygging på skipsverft med offshoreteknologi og bygging og installasjon av prosessanlegg.

De halvt nedsenkbare produksjonsinstallasjonene er en videreutvikling av halvt nedsenkbare boreinstallasjoner som består av et stålunderstell med pongtonger og søyler og et stort dekk.

En forutsetning for gjennombruddet for flytende produksjon har vært at tilhørende teknologi har blitt videreutviklet og strukket innen flere områder;

- dynamiske stigerør
- størrelse og trykk-klasse på swivel
- transport av brønnstrøm over lange avstander
- komplekse undervannssystemer

(b) Ett-løfts faste plattformer

Av de 11 feltutbyggingsprosjektene i denne perioden som utvalget har sett på, er flere ett-løfts bunnfaste plattformer. Disse er store produksjonsinstallasjoner med en svært kompakt design som har gjort det mulig å redusere oppkobling til havs vesentlig ved at de kan løftes opp på bærestrukturen i ett kranløft.

(c) Bore- og brønnteknologi

I løpet av de siste ti-årene har det skjedd en betydelig utvikling innen bore- og brønnteknologi. Stadig nye rekorder mht borerekkevidde og brønndesign har blitt satt, samtidig som treffsikkerheten i reservoaret er bedret. Bruk av kveilerør og brønntraktorteknologi utvikles stadig videre for bedre å kunne styre brønnen til de ønskede punkter eller områder av reservoaret. I perioden 1994-98 har kompleksitet i brønnene, både ved lengden og måten en kan styre produksjonen på, brønnantall og avstand mellom brønnene blitt tilpasset resultatene fra den nye teknologien. Boring og komplettering av disse komplekse produksjonsbrønner har i hovedsak blitt gjort av halvt nedsenkbare borerigger som er designet og bygget kun for leteboring. Alderen på disse innretningene er i tillegg høy.

(d) Prosessanlegg

I prosessanlegget på plattformdekket har utstyrskomponentene stort sett vært de samme som for tidligere prosjekter, men noe ny teknologi er tatt i bruk, spesielt innen gassprossessering: Tettere pakking av utstyrskomponentene, kompakte varmevekslere og separasjonsenheter, H_2S fjerning og deponering, MEG regenerering og rensing og sikrere og mer avanserte styrings- og kontrollsystemer.

Videre er det installert miljøvennlige anlegg for fakkelgjenvinning, lav-NO_x-turbiner, m.m. Det er dessuten foretatt enkelte beslutninger om å installere undervanns-prosessanlegg.

Kapittel 6

Investeringsanslag

6.1 Myndighetenes innhenting av økonomiske anslag

I 1998 utgjorde olje- og gassektorens andel av bruttonasjonalproduktet omlag 12 pst., mens petroleumssektorens andel av de samlede investeringer var om lag [1]_4. En økning av investeringene med 10 mrd kr i olje- og gassektoren er anslått til å øke bruttonasjonalproduktet med 0,5 – 0,8 pst. Myndigheter og selskaper nedlegger et betydelig arbeid for å utarbeide gode investeringsprognoser.

Hensikten med myndighetenes innhenting av anslag for økonomiske variable i olje- og gassektoren, er å skaffe best mulig grunnlag for samfunnsøkonomiske beregninger knyttet til nasjonalbudsjettet, og skatteberegninger knyttet til statsbudsjettet. Materialet brukes til å gi et best mulig beslutningsgrunnlag for storting, regjering og departement i investeringssaker og i forvaltningssaker. Det er derfor viktig for staten å ha gode anslag for prisene og for produksjonen, investeringene og driftskostnadene for de enkelte felt.

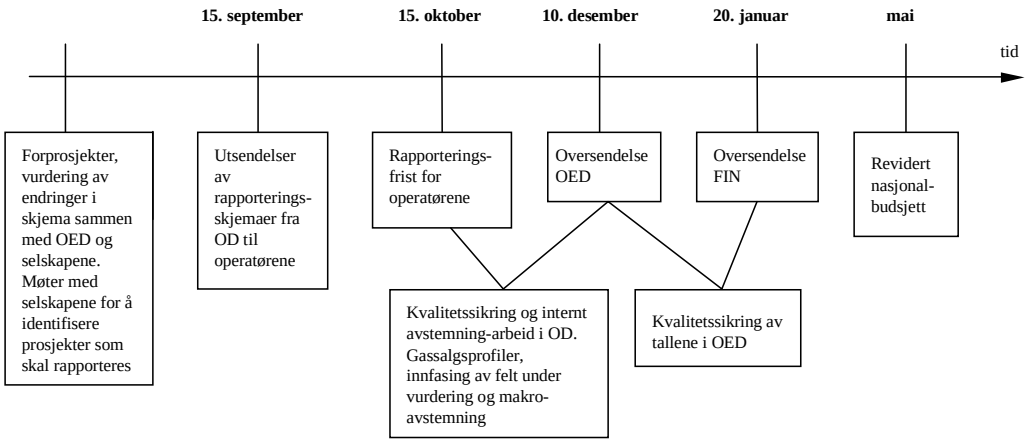
I rettighetshavernes planer for utbygging og drift er det angitt investeringsanslag og andre økonomiske forutsetninger for de enkelte feltene. Disse anslagene skal være konsistente med det materiale som innleveres til nasjonalbudsjettarbeidet. Materialet i PUD gir grunnlag for storting, regjering og departement å fatte sine vedtak.

Investeringsanslaget i PUD skal være grunnlaget for beslutningen om å bygge ut. Senere anslag er primært av styringsmessig art for rettighetshaverne og til orientering for myndighetene. Investeringsanslagene i PUD er også styrende for myndighetenes beslutning om å delta som investor i utbyggingen. For myndighetene er anslagene til PUD også grunnlaget for vurderingen av omfanget av investeringene i sektoren. Investeringen i olje- og gassektoren er så store at de har samfunnsøkonomisk betydning for finanspolitikk og konjunkturregulering.

Generell oversikt

Rapportering, kontroll og bearbeiding av dataene skjer hvert år i perioden oktober-januar i Oljedirektoratet og departementet.

Forut for rapporteringen fra selskapene er det høringer og møter med industrien. Prosessen ender opp i flere basisprodukter fra Oljedirektoratet til Olje- og energidepartementet: Basisforutsetninger for alle prosjekter, høye og lave anslag for salg av olje, miljøprognoser og diverse avviksforklaringer. Dette materialet danner grunnlaget for Olje- og energidepartementets innspill til Finansdepartementets utarbeidelse av nasjonalbudsjett og revidert nasjonalbudsjett.



Figur 6.1 Skjematisk tidsforløp i nasjonalbudsjettprosessen.
Kilde: Olje- og energidepartementet.

6.2 Plan for utbygging og drift

Hvis en rettighetshaver beslutter å bygge ut en petroleumsforekomst, skal det forelegges for Olje- og energidepartementet for godkjennelse en plan for utbygging og drift av petroleumsforekomsten. Det er denne planen som kalles PUD.

Planen skal bl.a. inneholde en beskrivelse av økonomiske, ressursmessige, tekniske, sikkerhetsmessige og nærings- og miljømessige forhold. Planlegges utbygging i to eller flere trinn, skal planen så vidt mulig omfatte den samlede utbygging.

Etter petroleumsloven skal vesentlige kontraktsmessige forpliktelser ikke inngås eller byggearbeider påbegynnes før planen er godkjent med mindre departementet samtykker i dette. Praksis har vært at departementet har vært liberal mht. å akseptere at rettighetshaverne inngår vesentlige kontraktsmessige forpliktelser. Det er nå vanlig at betydelige kontrakter blir inngått før PUD er utarbeidet. Forutsetningen er at slike kontrakter inngås med forbehold av myndighetsgodkjennelse av PUD.

For et utbyggingsprosjekt er investeringsanslaget i plan for utbygging og drift et sentralt grunnlag for beslutningen om det skal investeres i prosjektet eller ikke. Men det er også andre forhold som er avgjørende for om et prosjekt er lønnsomt eller ikke. Dette er parametre som produksjonsvolumet, prisforventning på olje og gass og drifts- og 3. partskostnader.

For flere felt har det vært mulig å påvirke produksjonsvolumet, og valget av type installasjon har hatt betydning for hvilke muligheter man har hatt for å øke produksjonen. Fysisk sett er reservoaret gitt, men kunnskapene om det er alltid ufullstendige. Driftskostnadene har man vanligvis god oversikt over når feltet bygges ut, men prisen på olje og gass er gitt av markedet og er en betydelig kilde til usikkerhet om lønnsomheten. Derfor blir investeringsanslaget en viktig del av beslutningsgrunnlaget. Det primære ansvar for utarbeidelsene av anslaget ligger hos rettighetshaverne.

I forbindelse med et investeringsanslag vil rettighetshaverne som oftest vurdere hvordan økonomien i feltet vil påvirkes av et høyere anslag. Resultatet av en slik vurdering vil være med i grunnlaget for beslutningen om utbygging.

For å få størst mulig produksjon over feltets levetid, er det viktig hvordan den installasjonen som er valgt er tilpasset feltet, og hvor driftseffektiv installasjonen er. Selv om operatøren legger stor vekt på å få god innsikt i reservoaret tidlig i prosjektet, vil han ikke vite hvordan feltet vil produsere før produksjonen er kommet i gang. Det vil heller ikke være avklart hvor stort reservoaret er eller hvor godt man kan produsere det før det er produsert en tid.

Selv om det er gunstig at investeringsanslagene i PUD samsvarer med det endelige resultat, er ikke dette avgjørende for om prosjektgjennomføringen kan anses vellykket. For det første kan det tenkes at man under gjennomføringen kommer til at det bør foretas tilpasninger i form av tilleggsinvesteringer for å oppnå høyere avkastning enn opprinnelig planlagt. For det annet kan optimal gjennomføring også tilsi at man bør gå under PUD-anslaget.

6.3 Myndighetsbehandling av nye prosjekter til havs

Nye prosjekter på kontinentalsokkelen fremlegges for Stortinget ut fra to hensyn:

- Den bevilgningsmessige siden gjennom statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) i prosjektene.
- Det eksisterer prinsipielle eller samfunnsøkonomiske viktige sider ved prosjektene.

Det årlige budsjett for statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) omfatter bare prosjekter som allerede er vedtatt. I løpet av året forelegges Stortinget dessuten egne proposisjoner om nye prosjekter. Dette kan gjelde plan for utbygging og drift av petroleumsfelt, drivverdighetserklæring for petroleumsfelt og bygging av rørledningsanlegg. I de aller fleste tilfeller vil de forslag som fremmes i disse proposisjonene ha budsjettmessige konsekvenser for SDØE.

I Innst. S. nr. 104 (1991-92) uttalte Stortingets energi- og industrikomite at det økende antall små prosjekter gjorde det naturlig å se nærmere på myndighetsbehandlingen og prosedyrene omkring slike utbyggingssaker. Komiteen ba derfor departementet komme tilbake til Stortinget med eventuelle forenklingsforslag. Stortinget ga også uttrykk for behovet for forenklet saksbehandling for små og kurante utbyggingssaker på kontinentalsokkelen, særlig når sakene var knyttet opp til utnyttelse av eksisterende infrastruktur.

En forenklet myndighetsbehandling skjer gjennom en fullmaktsordning fra Stortinget til regjeringen. Regjeringen ber Stortinget om en fullmakt som innenfor bestemte begrensninger overlater til Kongen å fatte beslutning om nye prosjekter. Prosjekter som faller utenfor fullmakten, vil på vanlig måte bli oversendt Stortinget for behandling.

I forbindelse med nysalderingen hvert år blir det gitt en samlet orientering om prosjektene regjeringen har vurdert, med blant annet angivelse av totale investeringer, belastning av årets bevilgning m.v.

Forutsetningene for at et prosjekt kan gis forenklet behandling er:

1. Prosjektet må ikke ha prinsipielle eller samfunnsmessige sider av betydning.
2. Det settes en øvre grense for de samlede investeringer pr. prosjekt, for

tiden 5 milliarder kroner.
3. Det forutsettes at staten utøver full glideskala i henhold til hva som er nedfelt i den enkelte utvinningstillatelse.
4. Hvert enkelt prosjekt må vise akseptabel samfunnsøkonomisk lønnsomhet og være rimelig robust mot endringer i prisutviklingen for olje og naturgass.
5. Det må være budsjettmessig dekning for bevilgningen under kap. 2440 Statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten.

6.4 Myndighetenes PUD-veileder

For å sikre at nødvendig grunnlag for beslutning om feltutbygging blir tilrettelagt, og for å sikre enhetlig behandling av plan for utbygging og drift (PUD) hos myndighetene, utarbeidet Oljedirektoratet i 1990 en veileder til PUD-utforming. I denne er det vist hvordan bestemmelsene i petroleumslovgivningen om innhold i en PUD kan oppfylles.

I veilederen bes rettighetshaverne vise hvordan kostnadsanslaget er oppbygd med spesifisering av kostnadsanslag for de ulike elementene. Det legges vekt på å få fram en realistisk beskrivelse av usikkerhetsspennet i prosjektet med angivelse av kostnadsestimatets beregnede oppside og nedside. I veiledningen står det derfor følgende:

> «Det bør gå klart fram hvordan rettighetshaver behandler usikkerhet i kostnadsestimater. Kostnadsestimater bør gis som 50/50 –estimater med spesifisering av størrelse på uforutsette kostnader. Videre bør det presenteres estimater med et 10/90 og et 90/10- konfidensnivå. I de tilfeller der kostnadsestimater helt eller delvis er basert på fremmed valuta, bør benyttede valuta konverteringer til norske kroner og prosentvis andel spesifiseres. Alle tallstørrelser bør gis i fast kroneverdi.»

Det varierer hvordan og i hvor stor grad operatørene i den aktuelle perioden har fulgt veiledningen. Både nedbryting av anslaget og ivaretakelse av usikkerhet varierer.

6.5 Utarbeidelse av investeringsanslag

6.5.1 Hovedtrekk

Operatørselskapene har litt forskjellige metoder for utarbeidelse av investeringsanslag. En metode som gjengis nedenfor brukes bl.a. ofte for produksjonsanlegg bygget ut på norsk kontinentalsokkel.

Anslag for utbyggingskostnader baseres på beskrivelse av de anleggene som skal bygges. Nøyaktigheten i anslagene er avhengig av hvor detaljert de tekniske løsningene er beskrevet. I de tidlige fasene arbeides det med få detaljer og mange antagelser, dvs lavt detaljeringsnivå og presisjonsnivå. I senere faser arbeides det med mange detaljer og besluttede løsninger, dvs høyt detaljeringsnivå og presisjonsnivå.

Detaljeringsnivået vil normalt øke proporsjonalt med innsatsen i tekniske studier. Markerte endringer i presisjonsnivået vil som regel ikke finne sted før i fasen etter PUD når prosjekteringen er kommet godt i gang.

For en produksjonsplattform er estimering av kostnader for et bestemt konsept basert på tre hovedfaktorer:

- Utstyrslister
- Vekter
- Enhetskostnader

Usikkerhet i estimatene for hver av disse faktorene forplanter seg videre til usikkerhet i det samlede estimatet.

Utstyrslister

Ved innsendelse av PUD er utbyggingskonseptet i hovedtrekk fastlagt, mens det vanligvis bare er de viktigste/største utstyrsenhetene som er identifisert og estimert. I de senere fasene av prosjektet blir flere detaljer klarlagt og mer eksakte og detaljerte utstyrslister lages. At utstyrslistene i tidlige faser ikke er komplette eller er lite detaljert, kompenseres ved at det legges til erfaringsmessige tillegg.

Vektestimat

For hver utstyrskomponent angis hoveddimensjoner og vekt. I de tidlige fasene gjøres antagelse om vekt ut fra tidligere erfaringer. Forskjellige leverandører kan tilby likeverdig utstyr med forskjellig vekt. Det betyr at først når leverandørene er valgt, kan presisjonsnivået på vektinformasjonen bedres.

Utstyrslister er basis for videre estimering av forskjellige komponenter og materialer som brukes til sammenkopling av utstyrsenhetene (bulk). Ofte brukes erfaringstall fra lignende anlegg for å beregne disse vektene. Dette vanskeliggjøres ved bruk av nye utbyggingskonsepter.

Et tredje hovedelement i vektestimatene er mengden av konstruksjonsstål som går med til å bygge de forskjellige delene av plattformen. Stålvekten er svært avhengig av hvilket konsept som velges, og usikkerheten er særlig stor i forbindelse med nye konsepter der erfaringen mangler. Usikkerheten i stålvekt reduseres først når vekten er verifisert gjennom styrkeberegninger og det foreligger detaljerte oversikter over forskjellige typer konstruksjonselementer som inngår i anlegget.

Kostnadsestimat.

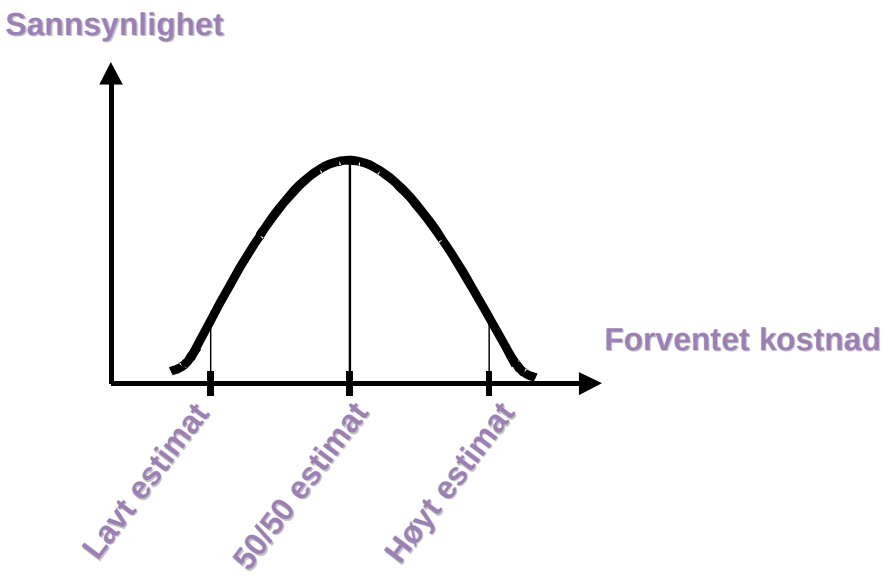
Utgangspunktet for estimering av kostnader er vektestimatene. De viktigste elementene i estimatene er materiale og fabrikasjonskostnader. Begge deler regnes å være direkte proporsjonale med vekten. Andre kostnadselementer beregnes også med basis i vektestimatene.

Kostnadsestimatene angis normalt i konstante priser som reflekterer markedspriser på referansetidspunktet. Prisutviklingen i de forskjellige markedssegmentene er et usikkerhetselement som er av betydning ved prosjekter som har en varighet på flere år. Kostnadsestimatene påvirkes også sterkt av usikkerhet i vekstestimatene.

6.5.2 Usikkerhet i estimatene.

I alle faser av prosjektet vil det være usikkerhet forbundet med de faktorene som inngår i kostnadsestimatene. For å beskrive denne usikkerheten tar en utgangspunkt i det som er usikkerhetsspennet i de enkelte faktorene og ved

statistiske metoder beregnes et kostnadsestimat og den tilhørende usikkerheten for totalprosjektet. Det vanlige er å angi kostnadsestimatet som et såkalt 50/50 estimat. Det betyr at det er like stor sannsynlighet for at de endelige utbyggingskostnadene blir høyere enn det angitte kostnadsestimatet, som at de endelige kostnadene blir lavere enn estimatet. For å angi usikkerhetsspennet i estimatet, angis et høyt og lavt estimat i tillegg til selve kostnadsestimatet. Dette er illustrert i figur 6.2.



Figur 6.2 Prinsipiell fordeling av usikkerhet knyttet til forventet kostnad

Figur 6.2 viser usikkerheten i et kostnadsestimat. Kostnaden blir høyere jo lenger en kommer ut på x-aksen. Sannsynligheten for et utfall er økende langs y-aksen. Kurven viser operatørs sannsynlighetsvurdering av de ulike utfallene. 50/50 estimatet er det punkt i kurven hvor det er like sannsynlig at kostnaden på prosjektet blir høyere som at den blir lavere.

Usikkerhetsspennet vil snevres inn etter hvert som flere detaljer blir fastlagt i den videre planleggingen og gjennomføringen av prosjektet. Ved innsendelse av PUD er det totale usikkerhetsspennet av størrelsesorden +/- 20. For enkelte komponenter med lav definisjonsgrad kan usikkerhetsspennet være helt oppe i +/- 40 pst.

I oljeselskapene har en krav til detaljering på estimatene avhengig av prosjektfasen. Etter hvert som prosjektene modner kan man utarbeide mer detaljerte estimater med høyere konfidensnivå.

Disse kravene er beskrevet i klassifikasjonssystemer som er etablert for enklere å kunne kommunisere hvilken grunnlagsinformasjon, estimeringsmetode og usikkerhetsvurdering som kostnadsestimatene er basert på.

I estimeringssystemet inngår også en database med grunnlagsdata, så som:

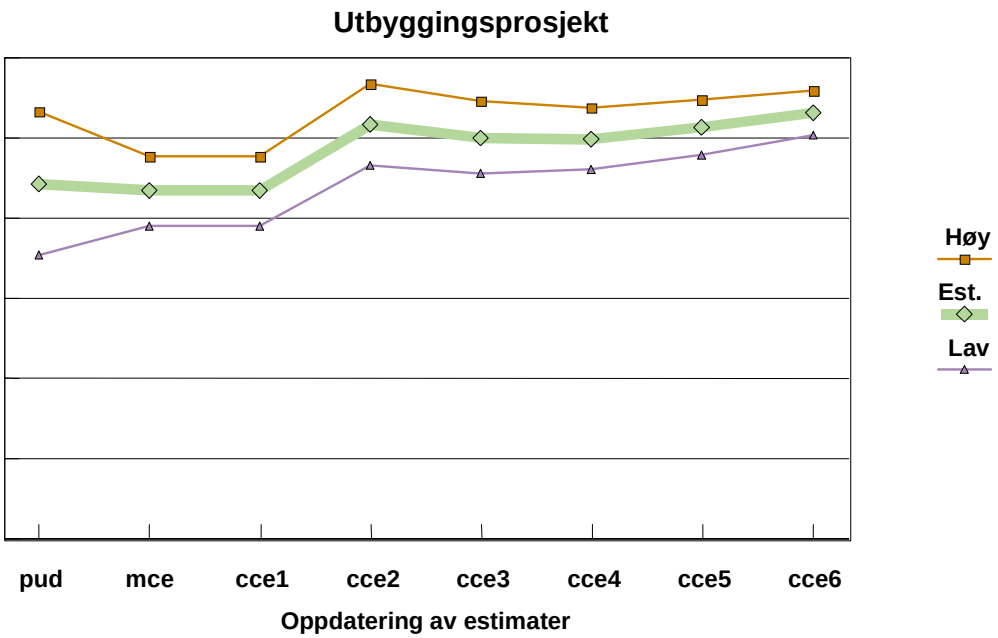
- Erfaringsdata fra gjennomførte prosjekter og forventet teknisk og markedsmessig utvikling.
- Estimater fra leverandører.
- Fortløpende erfaringer fra prosjekter i gjennomføring, både operatørens

egne og partneropererte.
- Vurderinger med hensyn til usikkerhetsfaktorer (teknisk, forutsetninger, marked).

Usikkerheten i kostnadsestimatene er derfor ikke bare avhengig av detaljeringsnivå i prosjektet, men også av kvaliteten i grunnlagsdataene i estimeringsdatabasene.

6.5.3 Utvikling i kostnadsestimater og usikkerhet i løpet av prosjektgjennomførigen.

Figur 6.3 viser et vanlig forløp for utviklingen av kostnadsestimatene. X-aksen viser tidsforløpet med kontrollestimatene. Den midterste linjen viser operatørens beste estimat på kostnadsutviklingen (50/50), mens de to andre linjene viser usikkerhetsspennet rundt estimatet. Spennet i usikkerhet er størst ved innlevering av PUD. Etter hvert som prosjektet planlegges mer i detalj, kontrakter inngås og ulike andre faktorene fastlegges, så innsnevres usikkerhetsspennet i kostnadsestimatene.



Figur 6.3 Utviklingen av usikkerhetsspennet for investeringer i et utbyggingsprosjekt Eksempelet er tatt fra et felt som har hatt økninger i sine investeringsanslag

Kilde: Statoil

For prosjekter som inneholder mange nye elementer har en ofte sett at estimatene har økt når en har fått mer detaljer fra prosjekteringen. Dette kan bety at en ikke har hatt gode nok grunnlagsdata i databasen, eller at en ikke har tatt tilstrekkelig høyde for usikkerheten i enkelte av kostnadselementene i prosjektet.

Oppsummert vil utvalget peke på betydningen av at

- Spennet i usikkerheten i estimatene blir synliggjort og tatt med i behandlingen av kostnadsestimatene ved viktige beslutningspunkter.
- Databaser for estimering av tid og kostnader oppdateres slik at en på PUD-tidspunktet kan ha et best mulig datagrunnlaget for estimering av kostnader og tilhørende usikkerhetsvurderinger.
- Videreutvikle estimeringsmetodikken slik at estimatene i de tidlige fasene på en bedre måte tar hensyn til en lav detaljeringsgrad og tilhørende usikkerheter i antagelsen.

6.6 Bedriftsøkonomiske kostnadsoverskridelser og samfunnsøkonomiske kostnader

I dette kapittelet drøftes kostnadsoverskridelser forårsaket av endringer som skyldes omstendigheter utenfor beslutningstakers kontroll, og lønnsomhetsmessige forutsetninger som en har mangelfull informasjon om på beslutningstidspunktet. I utgangspunktet er det et skille mellom kostnadsøkninger som reduserer den absolutte lønnsomheten av et prosjekt, men som ikke har konsekvenser for optimal prosjektutforming, og prosjektets lønnsomhet i forhold til ressursenes alternativavkastning, og på den andre siden kostnadsøkninger som fører til feil ressursbruk vurdert til de faktiske ressurskostnader.

Litt omtrentlig kan en si at den første typen kostnadsøkninger reduserer grunnrenten som genereres gjennom prosjektet og dermed prosjektets bidrag til den samfunnsøkonomiske verdiskapingen, men den har ingen betydning for optimal ressursbruk vurdert etter den oppdaterte kostnadsinformasjonen sett i ettertid. Den andre typen kostnader består i at mangelfull kostnadsinformasjon sett i forkant fører til feil ressursbruk sett i ettertid.

Generelt vil kostnadsanslag måtte være basert på det informasjonsgrunnlag som foreligger når en beslutning skal fattes. Perfekt informasjon om usikre fremtidige forhold er urealistisk, og vil under enhver omstendighet være alt for ressurskrevende å skaffe seg. En beslutning som sett i etterkant fremstår som tapsbringende kan være optimal i forhold til det informasjonsgrunnlaget som er tilgjengelig i forkant. Derfor vil en lønnsomhetsvurdering basert på etterpåklokskap ikke være så interessant når kostnadsøkningene er drevet av omstendigheter utenfor beslutningstakers kontroll. Et mer konstruktivt utgangspunkt vil være å stille spørsmål om det er blitt gjort nok for å innhente beslutningsrelevant informasjon før en beslutning treffes. Det vil i prinsippet måtte avgjøres ut fra en vurdering av hva ytterligere informasjonsinnhenting koster opp mot den forventede verdi av ytterligere informasjon.

En økning i utbetalinger til innenlandske faktorleverandører er ingen samfunnsøkonomisk kostnad i og for seg, men en inntektsomfordeling fra eierne av det angjeldende prosjekt til dem som har stilt ressurser til rådighet for prosjektet. Disse pengestrømmene nettes dermed ut i det konsoliderte samfunnsøkonomiske regnskapet. De egentlige samfunnsøkonomiske kostnadene består i et økt behov for knappe ressurser som har alternative anvendelser i økonomien eller at alternativverdien av ressursene er høyere enn antatt på beslutningstidspunktet. Når det derimot gjelder utgiftsøkninger for faktorimport, er dette en kostnad for landet, siden dette er en overføring til aktører som ikke teller med i den norske nasjonalinntekten. F.eks. vil den ekstra kostnaden som oppstår ved at en produksjonsinnretning bygges om på nytt i utlandet være en samfunnsøkonomisk kostnad, og også ekstrautbetalin-

ger som oppstår ved at man må leie inn utenlandsk arbeidskraft for å løse kortsiktige kapasitetsproblem.

Selv om beslutningen som sådan er den optimale i forhold til de faktiske samfunnsøkonomiske kostnadene sett i ettertid, vil for lave anslag i forkant på faktorbruk eller på innsatsfaktorenes alternativkostnad innebære en undervurdering av prosjektets samfunnsøkonomiske kostnader og dermed føre til en lavere samfunnsøkonomisk lønnsomhet enn forutsatt. Når slike kostnadsoverskridelser er drevet av omkringliggende forhold som beslutningstaker ikke har innflytelse over og som heller ikke har betydning for optimal ressursbruk, er det ikke så mye mer å si om dette utover det at en har overvurdert lønnsomheten i prosjektet. Den prinsipielle diskusjonen må derfor konsentreres om de tilfeller der kostnadsoverskridelser fører til feilaktig samfunnsøkonomisk ressursbruk. Dette betyr at kostnadene blir høyere enn hva de burde ha vært gitt den informasjonen som er tilgjengelig sett i etterkant. Dette er den mest interessante formen for kostnadsoverskridelse i samfunnsøkonomisk forstand.

Kostnaden består her i at en ut fra det informasjonsgrunnlaget som foreligger sett i etterkant, dvs når usikkerheten er blitt oppløst, har valgt feilaktige løsninger med hensyn til faktorinnsats, prosjektdesign og prosjektdimensjonering, eller en feilaktig lønnsomhetsrangering av konkurrerende prosjekter. Dette er kostnader som oppstår ved at i forhold til de faktiske forhold blir det enkelte prosjekt gjennomført på en kostnadsineffektiv måte, i en ulønnsom skala, eller ved at det i etterhånd kan vise seg at en ikke har satset på det mest lønnsomme prosjektet, eller på et direkte ulønnsomt prosjekt. Dette er et beslutningsorientert kostnadsbegrep. Dersom endrede lønnsomhetsforutsetninger ikke fører til endret beslutning, fører det heller ikke til kostnader knyttet til feil ressursbruk.

For å understreke dette poenget kan en tenke seg følgende hypotetiske situasjon: Anta at lønnsomheten til et prosjekt avhenger av forhold som det på beslutningstidspunktet hersker usikkerhet om. Anta at en før prosjektet blir designet og gjennomført basert på de opplysninger og anslag som er tilgjengelig i forkant, kunne kjøpe seg perfekt informasjon om alle de faktorer som har betydning for prosjektets lønnsomhet sett i etterkant. Denne informasjonen ville bare ha verdi sett i etterkant i de tilfeller den førte til endret beslutning. Verdien av denne informasjonen sett i forkant vil være sannsynligheten for at informasjonen fører til endret beslutning multiplisert med gevinsten sett i etterkant ved endret beslutning. En grundigere gjennomgang av tema bedriftsøkonomiske kostnadsoverskridelser og samfunnsøkonomiske kostnader er gitt i vedlegg 5.

6.7 Kontraktene

6.7.1 Kontraktenes roller

Kontraktene i utbyggingsprosjekter til havs har betydning i forhold til kostnadsoverskridelser på prinsipielt to forskjellige måter. Den ene er at de kan påvirke kostnadene, og den andre er at de fordeler kostnadene.

(a) Påvirke kostnader

Kontraktene kan i seg selv være en av flere faktorer som påvirker sannsynligheten for kostnadsoverskridelse. Særlig tre trekk er aktuelle:

1. Insentivmodeller
   Riktig brukt kan insentivsystemer i kontraktene gi begge parter, og særlig leverandørene, insentiver til å holde kostnadene nede og unngå suboptimalisering. På den annen side kan insentivsystemer være kostnadsdrivende hvis prosjektet utvikler seg annerledes enn systemet forutsetter.
2. Totalkontrakter
   Kostnadsutviklingen kan også tenkes påvirket av tendensen til å bruke totalkontrakter, dvs. EPC-kontakter som omfatter prosjektering, innkjøp og bygging av større komponenter enn tidligere, eventuelt av hele plattformen. Totalkontraktene innebærer bl.a. at en rekke grensesnittproblemer blir fenomener innenfor leverandørens sfære og ikke problemer mellom forskjellige leverandører, eventuelt mellom disse og operatøren. Dette kan også uttrykkes som at leverandørene overtar prosjektledelsen i betydelig grad, fordi operatøren under denne modellen har langt færre sidestilte hovedkontrakter å koordinere.
   Totalkontraktene gir på den ene side mulighet for innsparinger. Leverandøren har bedre mulighet til å rasjonalisere samspillet mellom prosjektering, innkjøp og bygging enn da han sto for bare en av disse funksjonene eller i hvert fall sto for en mindre del av utbyggingen. Særlig i samvirke med effektive insentivsystemer kan dette gi grunnlag for effektiviseringer.
   På den annen side er disse gevinstene fullstendig avhengige av at leverandøren er i stand til å styre vesentlig større prosjekter enn han tradisjonelt har gjort. Det har også betydning at de typiske kontraktsverdier er blitt fem- til tidoblet ved innføringen av totalkontrakter i stedet for de tradisjonelle kontraktstyper. Dette har effekter for en rekke forhold. Bl.a. blir leverandørens risikoeksponering meget stor i absolutte tall ved bruk av tradisjonelle kontraktsvilkår i totalkontrakter. Dette får i sin tur betydning bl.a. for den praktiske virkning av såvel dagmulkt som bonusordninger i kontrakten. Nettoeffekten av slike forhold vil være avhengig av om den generelle tendensen i utviklingen i kontraktsforholdet er positiv eller negativ.
3. Samarbeidsformer
   Stikkordene er effektiv kommunikasjon, korte beslutningslinjer, og tillitsbyggende tiltak. Alt dette er viktige forutsetninger for å unngå suboptimalisering, særlig innenfor et i utgangspunkt svært formelt kontraktssystem, jfr. særlig de vanlig brukte reglene om håndtering av endringer. Det er likevel behov for en balanse: Dersom hensynet til gode samarbeidsformer blir enerådende, kan det føre til rolleblanding og derved uklarhet og dårligere styring, med påfølgende kostnadseffekt. Like lite som kontraktsforholdene ene og alene kan baseres på formalisme som oppfordrer til høk over høktenkning, kan de baseres på bare atmosfæreskapende tiltak.
4. Samspillet
   Kontraktens mulige virkning for de faktiske kostnadene ved utbyggingen vil selvsagt avhenge av et samspill mellom bl.a. disse nevnte faktorene. Avhengig av hvordan disse punktene utformes, vil kontrakten prinsipielt kunne ha både positiv og negativ effekt på kostnadsutviklingen, i samspill med øvrige relevante faktorer, som f.eks. tidspress og teknologiutvikling.

(b) Fordele kostnader

Når tilleggskostnader først er oppstått, vil kontraktene være middelet for å fordele kostnadene i en av to kategorier: Kostnader som skal betales av oppdragsgiver, og kostnader som skal betales av leverandøren. Bare de førstnevnte er relevante i forhold til PUD-estimatet. De av leverandørens kostnader som ikke kan videreføres til operatøren, er irrelevante i PUD-sammenheng, men har selvsagt samfunnsøkonomisk betydning.

I prinsippet vil kontrakten fordele enhver kostnad som oppstår i kontraktsforholdet til en av disse to kategoriene. Dette gjelder så vel opprinnelige forutsatte kostnader som senere påløpte kostnader, i prinsippet uavhengig av årsaken til at de er påløpt eller oppstått. Jo klarere kontrakten er utformet, jo enklere er det for partene å foreta denne fordelingen. To kontraktselementer spiller her sammen: Endringsreglene er de sentrale, men deres praktiske effekt beror i stor grad på beskrivelsen i kontraktsvedleggene av leverandørens arbeidsomfang, hvor bruken av standarder spiller en viktig rolle.

I praksis vil fordelingen av kostnadene ofte skje etter innslag av forhandlinger, mer eller mindre løsrevet fra hva kontrakten formelt måtte antas å innebære. Men dette endrer ikke kontraktens prinsipielle betydning for hvilke kostnader som til slutt blir PUD-relevante. I prinsippet og langt på vei i praksis er det kontrakter som til sist definerer alle utbetalinger fra operatøren og derfor alle PUD-relevante kostnader.

Satt på spissen vil en hver tvist mellom partene om fordelingen av påståtte kostnader kunne få sin rettslige løsning – riktignok ofte basert på et betydelig innslag av skjønn.

Her ligger en viktig utfordring: Det må ikke oppstå for store sprik mellom på den ene side de løsninger som må antas å følge av en rettslig håndtering av spørsmålet og på den annen det partene oppfatter som en rimelig løsning i den aktuelle situasjon og derfor etterstreber i forhandlinger. Man kan da få en utvikling hvor partene gradvis forhandler seg bort fra kontraktens løsninger i enkeltspørsmål, inntil spennet blir så stort og de underliggende økonomiske interesser så vitale at en av partene ser seg tjent med å falle tilbake på kontraktens løsninger. På denne måten mister partene herredømme over samarbeidsforholdet fordi man rir to hester – den smidige og den formelle – uten å klargjøre når man bruker hvilken. Denne tendensen har man tidligere ofte sett i håndteringen av endringsordrer. I de nye kontraktsformene er utslagene ofte mer fundamentale fordi kontrakten utformes i lys av partenes høye ambisjoner, uten at man har lagt tilstrekkelig omtanke i hvordan den bør regulere situasjonen dersom ambisjonene ikke innfris. I slike situasjoner kan kontraktsreguleringen passe særdeles dårlig, men likevel være den formelle rettesnor partene har. Dersom samarbeidsforholdene utsettes for press, hvilket de typisk vil i disse situasjonene, kan derfor kontraktene diktere løsninger som en av partene opplever som klart urimelige. Den grunnleggende årsak til en slik utvikling er at partene ikke har utformet et hensiktsmessig kontraktsverktøy for de situasjoner som faktisk oppstår. Et slikt utviklingsarbeid er krevende, og forutsetter felles innsats løsrevet fra den individuelle kontraheringssituasjon, se nærmere 6.7.3 nedenfor.

6.7.2 Samspillet mellom kontraktenes roller

Kontraktene både påvirker og fordeler kostnadene. Disse to funksjonene er prinsipielt skarpt adskilt. I praksis er det selvfølgelige mange former for tilbakekobling mellom dem, f.eks. følgende:

1. Uklarhet om hvordan en kostnad skal fordeles kan i seg selv være kostnadsdrivende. Partene vil ha oppfordring til å posisjonere seg i forhold til uklarheten, og dette vil kunne føre til at deres opptreden ikke blir optimal i et generelt prosjektperspektiv. Slike effekter kan motvirkes ved å etablere effektive samarbeidsrelasjoner. Har partene et fundamentalt tillitsforhold, kan de kanskje unngå tvist om fordeling, men i hvert fall legge grunnlaget for en prosjektrasjonell håndtering av tvisten. Samspillet mellom kontraktens formalregler og dens samarbeidsskapende betydning er altså viktig.
2. Kostnadsutviklingen i et prosjekt kan føre til at kontraktens fordelingsmekanismer settes under press. I sin tur kan dette føre til ytterligere kostnadsvirkninger i prosjektet - altså en ond sirkel: Sider ved kontrakten som i utgangspunktet ikke har betydning for kostnadsutviklingen, men bare for konsekvensene av at det skjer kostnadsendringer, vil kunne få innflytelse også på selve kostnadsutviklingen. Den grunnleggende årsak til en slik utvikling er at fordelingsmekanismene viste seg å bygge på gale forutsetninger. En nærliggende betraktning er følgelig at effekten best unngås ved å justere forutsetningene, eksempelvis ved å endre målsummen i insentivsystemet for å reflektere de nye forhold. Dette betinger igjen et samvirke mellom kontraktens to sider: Formalregler om vilkår for slik justering, og tilrettelegging for et rasjonelt samarbeid mellom partene.

6.7.3 Standardisering av kontrakter

Kontrakter må i noen grad være individuelt utformet. De må reflektere omstendighetene omkring den enkelte kontrahering, så som oppdragets art og størrelse, partenes eventuelle tidligere samarbeid, prisstruktur, osv. Dette behovet for individualisering gjelder likevel ikke alle deler av kontraktspakken. Det er viktige grunner til at kontraktsvilkårene (til forskjell fra kontraktsvedleggene) fortsatt bør være standardiserte i betydelig grad, gjerne i forskjellige varianter avhengig av hovedtype kontrakter.

Riktignok vil slike standardvilkår kunne oppleves som tvangstrøyer i den individuelle kontrahering, siden de ikke tillater full individuell tilpasning til prosjekt og markedsforhold.

Fordelene ved standardisering oppveier likevel dette. Såvel på anbudsstadiet som i kontraktsperioden er det en stor praktisk fordel for partene at samarbeidet reguleres av hovedregler de er vel kjent med. Transaksjonskostnadene blir dermed lavere. Det er heller ikke tid eller ressurser til å skreddersy kontraktsvilkår i anbudsfasen, hvilket flere uheldige erfaringer de senere år viser.

I tillegg kommer den prinsipielle betraktning at de grunnleggende regler om risikofordeling er for viktige og til dels teknisk kompliserte til at de bør overlates til ad hoc tautrekking ved den enkelte kontrahering. Disse reglene bør utformes på et prinsipielt grunnlag. Risikospørsmålene er likevel selvsagt avhengig av den individuelle kontrakt: Den endelige effekt av kontraktsvilkårenes grunnleggende regler beror på kontraktens krav til utførelse, tidsplaner, pris, og andre enkeltheter ved det individuelle arbeid, og disse kravene utformes i tautrekkingen om kontraktsvedleggene.

Det kan for øvrig også være betydelige rasjonaliseringsgevinster i å standardisere vedleggene i noe større grad en hittil. Dette gjelder spesielt vedleggenes struktur, men arbeidet med norsok-standarder viser at det også er noe å hente i standardisering av vedleggenes innhold.

6.7.4 Sammenfatning

Følgende hovedmomenter vedrørende kontrakter har betydning for kostnadsutviklingen:

1. Kontraktsutformingen har i samvirke med andre faktorer potensiell betydning for kostnadsutviklingen i prosjekter.
2. Kontraktene er prinsipielt og langt på vei også praktisk avgjørende for fordelingen mellom operatør og andre av kostnader i prosjektene, og følgelig for fastleggelsen av PUD-relevante kostnader.
3. Kontrakten må utformes i skjæringspunktet mellom to grunnleggende hensyn:

Behovet for å etablere effektive samarbeidsrelasjoner, og behovet for klare kjøreregler som styringsredskap. Innenfor kontraktsrammen har partene potensielt motstridende interesser: operatøren ønsker et best mulig produkt til lavest mulig pris, mens leverandøren ønsker et høyest mulig vederlag. Insentivordninger kan modifisere dette noe, og tilrettelegging av tillitsfullt samarbeid kan minske sannsynligheten for at interessekonflikten aktualiseres. Men kontraktene kan ikke ignorere dette underliggende forhold, og må utformes i erkjennelse av at det alltid vil være der – i hvert fall inntil kontraktsrammen måtte bli utvidet, f.eks. ved at leverandørene blir gitt økonomisk interesse i produksjonen.

Det er krevende å utforme denne type kontraktsredskaper. Tidsaspekt, behovet for ekspertise og ønsket om balanserte løsninger som kan ha en viss stabilitet over tid tilsier at slike kontraktsformer utvikles i samarbeid mellom de berørte interesser, med sikte på å utvikle standarder som partene eller deres organisasjoner vil bli enige om å bruke, på linje med de kontraktsstandarder man har hatt på norsk kontinentalsokkel siden 1983.

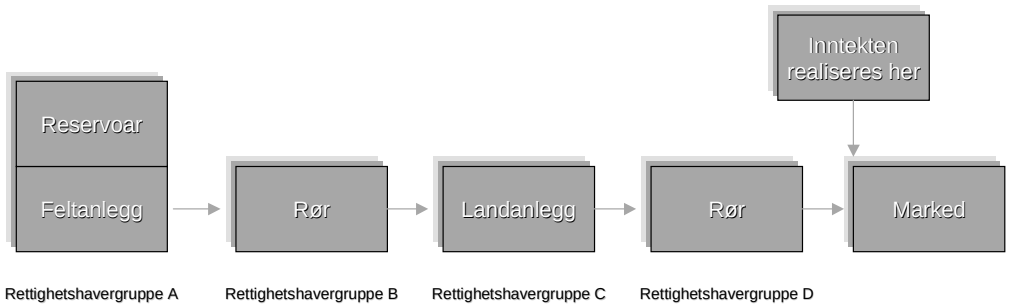
Kapittel 7

Makro - omkringliggende forhold

7.1 Beslutningssituasjonen i utvinningstillatelsene

Beslutningsgangen i utvinningstillatelsene kan være lang og kompleks og interessene er ikke alltid sammenfallende mht å ta de nødvendige beslutningene tidlig slik at startgrunnlaget kan bli bedre.

Dette er illustrert ved beslutningskjeden som gjelder for noen av gassprosjektene, men noe tilsvarende om enn litt enklere gjelder også for oljeprosjektene.



Figur 7.1 Beslutningskjeden for noen gassprosjekter

På kontinentalsokkelen er det ofte et visst samsvar mellom hvem som er rettighetshaver til de enkelte felt, og hvem som er rettighetshaver til rør og landanlegg. I alle fall har det vært forholdet når det er blitt bygget nye rørledninger eller landanlegg som er tiltenkt brukt av bestemte felt. Det er ikke gitt at det er felles interesser mellom rettighetshaverne selv om eierforholdene i noen grad samsvarer med hverandre, men det blir enklere å få til en beslutning når de økonomiske interessene er de samme. Men for de enkelte ilandføringssystemer er etter hvert eierinteressene ikke de samme som i de tilsluttede feltene fordi noen felt ikke lenger produserer eller fordi noen har solgt seg ut i felt, men ikke rørledningene og lignende. En annen årsak kan være at nye felt knytter seg til eksisterende felt, rørledninger eller landanlegg. Dette kompliserer beslutningsprosessen. Beløpene det dreier seg om er ofte store, og konsekvensene for de enkelte felt og rettighetshavere kan være betydelige, avhengig av den ene eller andre løsningen. Selve beslutningsprosessen blir derfor tung for prosjekter som er avhengig av tilknytning til andre felt, til rørledninger eller til landanlegg som allerede er i bruk og har en annen rettighetshavergruppe. I mange tilfeller er det alternative løsninger slik at feltene kan nyttiggjøre seg forskjellige rørledninger som går til forskjellige markeder, eller kan benytte forskjellige landterminaler som har forskjellige økonomiske betingelser og forskjellige egenskaper.

Det er i noen sammenhenger nødvendig for å bedre startgrunnlaget for prosjektene at man:

- Velger/fastlegger hele kjeden tidlig.

- Bearbeider den valgte løsningen slik at man får best mulig grunnlag for PUD.

Hvor stor ressursbruk man skal ha tidlig i prosjektløpet, og hvor mange prosjektalternativer som skal modnes i parallell, er av betydning for dette valget. Bedret startgrunnlag fordrer at hovedforutsetningen er lagt tidlig nok.

7.2 Gassallokering

Gassallokering vil si tildeling av kontraktsvolum til et bestemt felt fra en gassalgskontrakt som Gassforhandlingsutvalget(GFU) har inngått med gasskjøpere. Kontrakten gjelder i utgangspunktet ikke et bestemt felt, men kontrakten allokeres til et eller flere felt i ettertid. Denne allokeringen foretas av Olje- og energidepartementet etter anbefaling fra det såkalte Forsyningsutvalget(FU). For at et felt som inneholder gass skal kunne bli bygget ut, må feltet ha en løsning for disponeringen av gassen og det vil vanligvis kreve en slik gassallokering.

Siden gassallokeringen er så viktig for utbygging av feltet, er det rimelig å anta at rettighetshaverne i det enkelte felt har oppmerksomhet rettet mot hva som kan medføre allokering. At feltet er økonomisk konkurransedyktig med andre felt som kan levere gass i forhold til gassalgskontrakten er viktig. I forhold til allokering er derfor rettighetshaverne interessert i et lavt kostnadsanslag for prosjektet. Høye kostnader for utbyggingen vil kunne medføre at feltet ikke får allokert en gasskontrakt til seg. Gassallokeringsprosessen kan således forsterke det insentiv til kostnadsreduksjon som for øvrig følger av at prosjektene konkurrerer om rettighetshavernes investeringskapital i Norge eller utlandet.

Prosessen med gassallokering kan også ha betydning for fremdriften i prosjektet. For at prosjektet skal kunne komme i betrakting, må fremdriften være slik at det kan konkurrere med andre felt. Dette vil isolert sett kunne bringe et felt til beslutning tidligere enn hvis man ikke hadde slike begrensninger.

Allokeringen har noen ganger blitt forsinket i forhold til de opprinnelige intensjoner hos aktørene. Denne forsinkelsen kan ha sammenheng med ønsket om å gi flere felt muligheten til å konkurrere om allokeringen, eller det kan ha sammenheng med andre uklarheter ved de enkelte felt som gjør det gunstig å avvente beslutningen. Regelmessig vil leveringstidspunktet for gassen ligge fast i kontrakten slik at en utsettelse med allokeringen kan gi mindre tid for de feltene som blir valgt til å gjennomføre prosjektet. Men det må allikevel kunne antas at som oftest vil fremdriften i prosjektene fortsette selv om ikke allokering er foretatt. I bestemte situasjoner, som f eks for Åsgard, er det mulig at tidspunktet for gassleveranser har satt prosjektet i strammere tidsplan enn en ville valgt om denne begrensingen ikke forelå.

For økonomien i prosjektet vil også størrelsen på allokeringen ha betydning. Dette kan ha medført at utbyggingen har fått et annet omfang enn det gassallokeringen skulle tilsi fordi beslutning om omfanget av gassleveransene kom etter utbyggingsbeslutningen.

7.3 Aktivitetsnivå

7.3.1 Generelt

Det sykliske preg for virksomheten er påfallende. Et betydelig antall prosjekter som ble besluttet utbygget fra høsten 1994, medførte en tilsvarende betydelig økning i oppdragsmengden til norske leverandører. For boring kan vi lese dette ut som økte riggrater og for leverandørindustrien som økte timerater spesielt i sluttfasen. Viktigere enn selve prisøkningen som følge av kapasitetspress synes imidlertid knappheten på kvalifisert ingeniørpersonell til problemløsning å ha vært for kostnadsoverskridelsene. Dette gjelder både tilgangen til slikt personell innenfor oljeselskapene samt innenfor leverandørindustrien og boring. Når problemene har oppstått, har det vært vanskelig å finne frem til tilstrekkelig kvalifisert personell som raskt kunne settes på oppgavene. Utvalget har sannsynliggjort at hoveddelen av grunnlaget for kostnadsøkningen ble lagt tidlig i prosjektet, men kompetanse- og ressursknapphet har gjort det vanskelig for operatørene og leverandørene å gjennomføre prosjektene så effektivt som mulig. Økt pris på innsatsfaktorer som ingeniørtimer, verksted, materialkjøp, fartøyrater og dagrater for boring har også samlet hatt en innflytelse på kostnadsoverskridelsene i prosjektene.

7.3.2 Prisutviklingen i oljeinvesteringer i forhold til konsumprisindeksen

Prisutviklingen innen en næring kan avvike betydelig fra prisutviklingen i andre næringer og i forhold til konsumprisindeksen som representerer alle næringer. I dette kapittelet vil prisutviklingen innen oljeinvesteringer sammenlignes med prisutviklingen i konsumprisindeksen for årene 1994-98.

Hvis prisen på innsatsfaktorene i oljenæringen har hatt en spesielt høy stigning, kan det være en forklaring på deler av prosjektenes kostnadsoverskridelser. Uansett vil ikke en overraskende prisvekst slå fullt ut for oljeselskapene da en del av deres leveranser er basert på fastpris.

Tabell 7.1 viser utviklingen i prisindeksen for oljeinvesteringer og konsumprisindeksen i perioden 1994-98. Indeksen for oljeinvesteringer er også delt opp i fire underkategorier; oljeboring, oljeplattformer m.m., olje- og gassrørledninger og oljeleting. Vektingen av underkategoriene er vist for 1997 for å gi en indikasjon på de ulike kategorienes betydning for den samlede prisindeksen for oljeinvesteringer. Gruppen oljeplattformer m.m. står for mer enn halvparten av den totale indeksen.

Tabell 7.1: Utviklingen i prisindeksen for oljeinvesteringer og konsumprisindeksen

	Prosent	Prisindekser 1994=100				
Grupper	1994	1997	1995	1996*	1997*	1998*, 1-3 kv
Oljeboring	20,2	100,0	103,2	107,6	118,5	125,7
Oljeplattformer m.m.	53,2	100,0	103,1	106,3	110,4	114,9
Olje- og gassrørledninger	13,7	100,0	106,0	108,2	112,9	115,9
Oljeleting	12,9	100,0	103,1	108,5	118,3	126,1
I alt	100	100,0	103,5	107,0	113,3	118,5
Konsumprisindeksen		100	102,4	103,7	106,4	108,8

*Tallene for 1996, 1997 og 1998 er basert på foreløpige anslag. Tallene for 1998 beregnet ut fra årets tre første kvartaler.

Kilde: Statistisk sentralbyrå

Som en ser av tabell 7.1 har prisindeksen for oljeinvesteringer og dens fire delindekser alle steget mer enn konsumprisindeksen for perioden. Spesielt mye har delindeksene for oljeboring og oljeleting steget. Prisindeksen for oljeinvesteringer har steget med 18,5 prosent og de fire delindeksene har steget med mellom 14,9 og 26,1 prosent. Til sammenligning ser en at konsumprisindeksen bare har steget med 8,8 prosent.

Ser en på den årlige utvikling har prisindeksen for oljeinvesteringer steget spesielt mye i årene 1997 og 1998, med henholdsvis 5,9 og 4,6 prosent. Dette er mer enn det dobbelte av den årlige stigning i konsumprisindeksen, som i de to årene har steget med henholdsvis 2,6 og 2,2 prosent.

7.3.3 Investerings- og kostnadsutviklingen i periodene 1990-93 og 1994-98

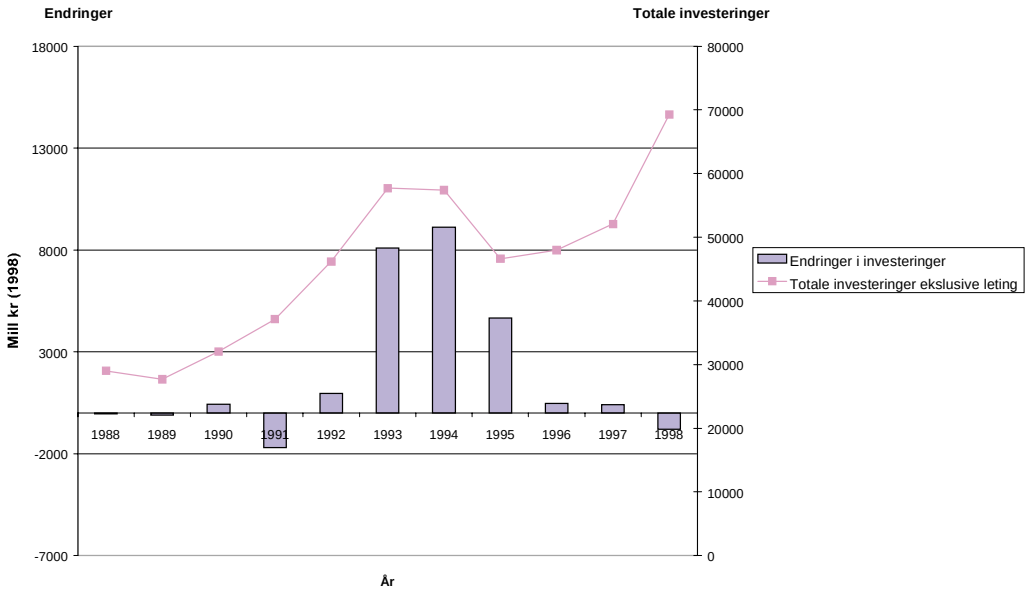
Investeringsnivået for petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen har i den seneste tiårs perioden variert sterkt. Det har vært en stigende trend i perioden fra knappe 30 milliarder i 1988 til nær 70 milliarder i 1998. Den jevnt stigende trenden er brutt av en lokal topp i årene 1993 og 1994 med investeringer på opp mot 60 milliarder kroner årlig og en lokal bunn i 1995 med drøye 45 milliarder investerte kroner.

Det kan være nærliggende å tro at det er en viss sammenheng mellom det totale investeringsnivået og prisene på innsatsfaktorene i markedet. Det vil si at et høyt investeringsnivå gir press på en del innsatsfaktorer i næringen, noe som kan slå ut gjennom økte kostnader for utbyggingsprosjektene.

Figur 7.2 og 7.3 illustrerer kostnadsøkningene for grupper av utbyggingsprosjekter i periodene 1990-93 og 1994-98 sammen med utviklingen av det totale investeringsnivået. Kostnadsøkningene er basert på et utvalg av 13 utbyggingsprosjekter i hver av de to periodene. Prosjektene i siste periode er de samme som utvalget har valgt å konsentrere rapporten om.

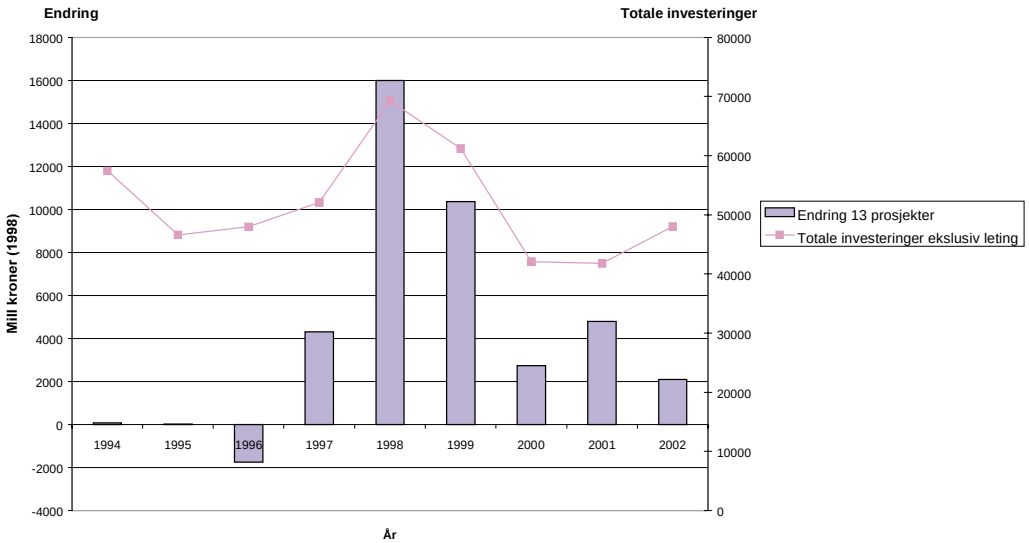
Søylene i figurene viser kostnadsøkningene i prosjektgruppen for de enkelte år sammenlignet med anslagene som lå til grunn i PUD. Venstre akse viser nivået på kostnadsøkningene i millioner kroner. Linjen i diagrammet viser de totale investeringer (eksklusive leting) for petroleumsvirksomheten og høyre akse viser nivået på disse i millioner kroner. Alle beløp er omregnet i faste 1998-kr i.h.t. konsumprisindeksen.

For perioden 1990-1993 er PUD-anslagene sammenlignet med investeringsanslagene i 1993 og for perioden 1994-1998 er PUD-anslagene sammenlignet med investeringsanslag ved årsskiftet 1998/99.



Figur 7.2 Endringer i investeringer for 13 prosjekter i perioden 1990-93.
Basert på feltene: Heidrun, Draugen, Sleipner øst, Sleipner vest, Statfjord nord, Statfjord øst, Troll I, Troll II, Tordis, Embla, Frøy, Heimdal J, Lille Frigg.

Kilde: Oljedirektoratet



Figur 7.3 Endringer i investeringer for 13 prosjekter i perioden
Basert på feltene: Balder, Gullfaks satellittene, Jotun, Njord, Norne, Oseberg sør, Oseberg øst, Troll C, Varg, Visund, Åsgard, Kårstø og Åsgard transport.

Kilde: Oljedirektoratet

Figur 7.2 er basert på utbyggingsprosjekter i perioden 1990-93. Av figuren kan en se at det var en investeringstopp i årene 1993 og 1994 med samlede investeringer på drøye 55 milliarder kroner årlig. I disse årene var det også svært høye kostnadsoverskridelser for de tretten utbyggingsprosjektene samlet sett, med rundt sju-åtte milliarder kroner for hvert av de to årene.

På samme måte ser vi i figur 7.3, som er basert på utbyggingsprosjekter i perioden 1994-98, en ny investeringsstopp i årene 1998/99, med samlede investeringer mellom 60 og 70 milliarder kroner. Også i disse årene blir det svært store kostnadsøkninger i prosjektene, med om lag 16 milliarder kroner i 1998 og drøye 10 milliarder kroner i 1999.

Det er ingen direkte sammenheng mellom den store variasjonen i investeringsnivået og belastningssituasjonen i det norske leverandørmarkedet. I den aktuelle perioden har det vært plassert store leveranser i utlandet samtidig som en betydelig andel av investeringene representerer rørlegging og boring.

Antallet prosjekter og ikke minst veksten i disse prosjektene har ført til en økt arbeidsbelastning på norske prosjekterings- og fabrikasjonsenheter. Spesielt har prosjekteringsmarkedet vært svært stramt siden 1996 med mangel på nøkkelpersonell, som blant annet erfarne prosessingeniører og prosjektstyringspersonell. Det samme gjelder for bore- og brønnserviceselskapene. På fabrikasjonssiden har det vært betydelige belastningstopper på noen av verkstedene, men like mye som en følge av stor vekst på enkeltprosjekt som av en opphopning av prosjekter.

Det er vanskelig å fastslå hvor mye det høye aktivitetsnivået har slått inn på de enkelte prosjekter. Høyt aktivitetsnivå har påvirket kostnadene både i form av økt pris på innsatsfaktorer og som en følge av større utfordringer i gjennomføringen. På den annen side kan man hevde at det er den uforutsette veksten som har skapt det høye aktivitetsnivået.

7.4 Omkringliggende krefter som påvirker bransjen

Foruten oljeselskapene er det mange grupper som har interesser knyttet til utbyggingen på kontinentalsokkelen. Selv om sysselsettingen i virksomhet knyttet til olje- og gassvirksomheten bare utgjør om lag 4 pst av sysselsettingen i Norge, er oppmerksomheten omkring aktiviteten i bransjen betydelig. Det er mange sterke aktører, som større bedrifter, næringsorganisasjoner og distriktsinteresser som har stor oppmerksomhet rettet mot virksomheten. Denne oppmerksomheten og økonomiske interesser er bl.a. knyttet til det generelle aktivitetsnivå, regelverk, arbeidsmiljø, skattespørsmål, hvilke felt som skal bygges ut, hvor leveransene skal komme fra og kanskje også tekniske løsninger. Disse interessene har betydning for kostnadsnivået, men det er vanskeligere å se at det skal ha hatt betydning for kostnadsøkningen utover som har tilknytning til aktivitetsnivået. Det er i tillegg mulig at aktiviteten fra berørte parter har hatt betydning for valg av utbyggingsløsninger, men disse forhold er ikke nærmere undersøkt eller vurdert av utvalget.

Kapittel 8

Felt det er sett nærmere på

Utvalget har sett nærmere på 13 enkeltprosjekter. Disse prosjektene er :

Balder, Gullfaks satellitter fase 1, Jotun, Njord, Norne, Oseberg sør, Oseberg øst, Troll olje- og gassprosjekt (Troll C), Varg, Visund, Åsgard, Kårstø utbyggingsprosjekter og Åsgard transport.

Prosjektene er valgt på bakgrunn av oversikten i tabell 4.1 om kostnadsutviklingen for feltene besluttet utbygd i perioden 1994-98. Utvalget har valgt de prosjektene med store overskridelser i denne tabellen med unntak av Eldfisk vanninjeksjon. Prosjektene er ikke representative for alle prosjekter som ble besluttet utbygd i den aktuelle perioden. Feltene er utelukkende valgt for å finne forklaringene til overskridelsene på norsk kontinentalsokkel.

Presentasjonen av enkeltprosjektene i dette kapitlet er tredelt. Innledningsvis er det generell informasjon om det enkelte felt. Videre er det gjengitt et talloppsett som viser det enkelte prosjektets PUD-anslag, prosjektets siste kontrollestimat og endringen mellom disse størrelsene. Avslutningsvis er operatørens angivelse av årsaker til avviket mellom PUD-anslag og siste kontrollestimat beskrevet.

Tallmateriale er innhentet fra operatørene gjennom en skriftlig henvendelse. Omtalen av årsakene til avvikene er dels innhentet i møter med operatørene og dels innhentet skriftlig sammen med tallmaterialet.

Enkeltprosjektenes kostnader er delt inn i åtte underkategorier:

Ledelse og prosjektering: Kostnader for alt arbeid knyttet direkte til eiers/operatørs prosjektledelse, -administrasjon, innkjøps- og kontrollarbeid, spesialstudier, myndighetskontakt, og kostnader knyttet til prosjekteringskontraktors ledelse og gjennomføring av prosjektet.

Plattform: Kostnader knyttet til materialer og arbeid for anskaffelse, bygging og installasjon av plattformene/produksjonsinnretningene. Omfatter alt utstyr og bærestruktur/skrog.

Modifikasjoner: Kostnader knyttet til materialer og arbeid for anskaffelse, bygging og installasjon av utstyr og moduler.

Undervannsanlegg: I tillegg til brønnrammer og utstyr er også kostnader for rør- og kabelforbindelser til plattformer inkludert (arbeid, utstyr og materialer som er knyttet til eksisterende plattformer inngår i modifikasjoner).

Marine operasjoner: Omfatter transport og installasjon av moduler og rør (inklusive kontraktors ledelse og prosjektering).

Ferdigstillelse og igangsettelse: Omfatter kontroll/utprøving og igangsetting av deler av og hele systemer, samt utbedring av eventuelle feil (omfatter også framstilling av

godkjenningsrapporter).

Boring og komplettering: Omfatter riggleie (med mannskap), materialbruk, ledelse, planlegging og prosjektering av operasjonene

Diverse: Omfatter bl.a. forsikringer, valutatap/gevinst og uforutsette tillegg

Operatørene har overfor utvalget presentert sine oppfatninger om årsakene til kostnadsøkningene på de enkelte prosjekter. Det er bare disse oppfatningene som gjengis i dette kapitlet. Utvalget har ikke sett det som sin oppgave å gi uttrykk for standpunkt til årsaksforholdene bak overskridelsene i hvert enkelt prosjekt. I stedet er operatørenes oppfatninger, andre aktørers

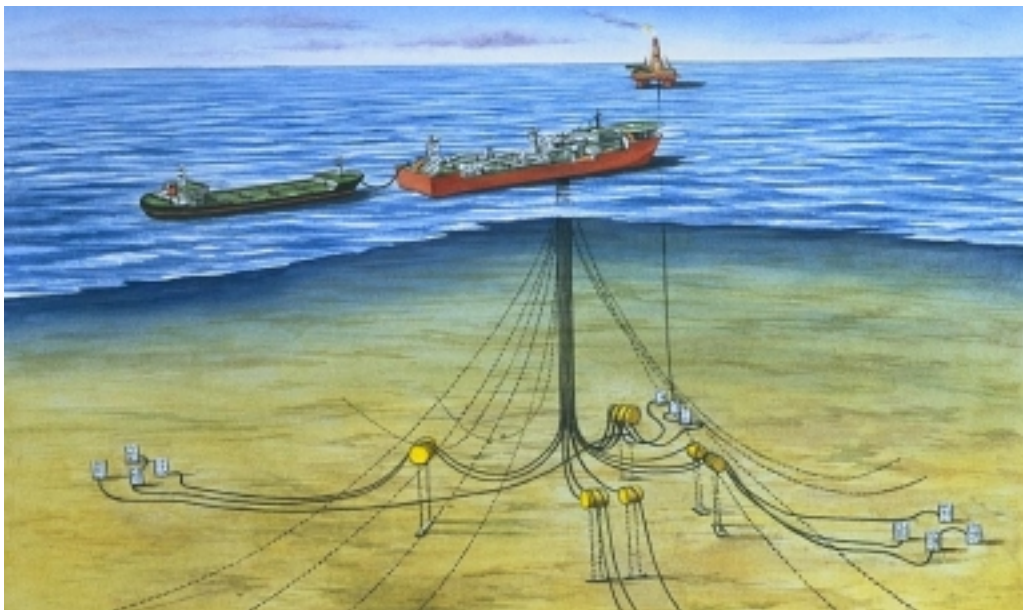
innspill til utvalget samt utvalgets egne vurderinger lagt til grunn for utvalgets samlede analyse av gjennomgående trekk i årsaksbildet i forhold til prosjektene sett under ett.

8.1 Balder

Balder dekkes av utvinningstillatelse 001 og ligger i blokk 25/11, 190 km vest for Stavanger. Nærmeste felt er Heimdal som ligger 42 km nord for Balder, mens Sleipner ligger 95 km mot sør. Esso Norge as er eneste deltaker og operatør. Området ble tildelt i 1965 og feltet ble påvist i 1974. Havdypet er 174 m. Balder er bygget ut med en flytende produksjonsinnretning med skrogform tilknyttet undervannsanlegg. Innretningen er kjøpt av Smedvig og bygget av FELS i Singapore.

Feltet vil bli bygget ut med 15 undervannsbrønner som er knyttet til produksjonsinnretningen via fleksible stigerør.

Transport



Figur 8.1 Skisse av utbyggingen av Balder
Kilde: Esso

Ferdig prosessert olje overføres i et fleksibelt rør til skytteltanker på feltet og fraktes videre til markedene.

Rettighetshaver:
Esso Norge a.s 100 pst.

Tabell 8.1: Balderprosjektets kostnadsutvikling

Feltnavn	Balder	mrd 98 kr
PUD-estimat	4.kv. 1995	5,004
1998 Plan	3.kv. 1998	8,085
Økning	62 pst.	3,081

Tabell 8.2: Balderprosjektets kostnadsutvikling fordelt på kostnadssteder

	Hovedelementer	PUD	1998 Plan	Økning	Økning
		mrd. kr	mrd 98 kr	mrd.kr	
1	Ledelse og prosjektering	0,373	1,234	0,861	230 pst.
2	Plattformer - dekksanlegg - bærestruktur (skrog) Sum Plattform	2,188	3,683	1,495	68 pst.
3	Modifikasjoner/Utvidelser	0,000	0,000	0,000	n/a
4	Undervannsanlegg (brønnrammer)	1,226	1,108	-0,118	-10 pst.
5	Marine operasjoner	0,000	0,120	0,120	n/a
6	Ferdigstillelse og igangsettelse (til havs)	0,000	0,108	0,108	n/a
7	Boring og komplettering	1,217	1,692	0,475	39 pst.
8	Diverse (reservedeler, forsikring, valutaendringer og uforutsett)	0,000	0,140	0,140	n/a
	Sum	5,004	8,085	3,090	62 pst.

Operatøren har angitt følgende årsaker til investeringsoverskridelsene:

Balder-utbyggingen var i PUD beregnet til 5004 millioner kroner. Ved siste kontrollestimat var utbyggingskostnaden 8085 millioner kroner, noe som gir en økning på 3081 millioner eller 62 prosent.

Av dette er 1495 millioner kroner bokført på økte kostnader i forbindelse med produksjonsinnretningen og 861 millioner bokført på ledelse og prosjektering. Esso har sett behov for vesentlige ombygginger/utbedringer av den overleverte innretningen. Dette har også ført til økte kostnader med marine operasjoner og ferdigstillelse til havs.

Kostnadene på boring og komplettering har økt med 475 millioner kroner. Noe av dette tilskrives kostnader som generer nye inntekter. De rene kostnadsoverskridelsene skyldes ny informasjon underveis, uforutsette hendelser og økte borerater. Økningen under diverse skyldes valutatap. Kostnadene på undervannsanlegg er blitt noe redusert grunnet markedsmessige forhold.

Etter tidsplanen i PUD skulle Balder vært i produksjon fra årsskifte 1996/97. I siste kontrollestimat er produksjonsstart beregnet til 3. kvartal 1999.

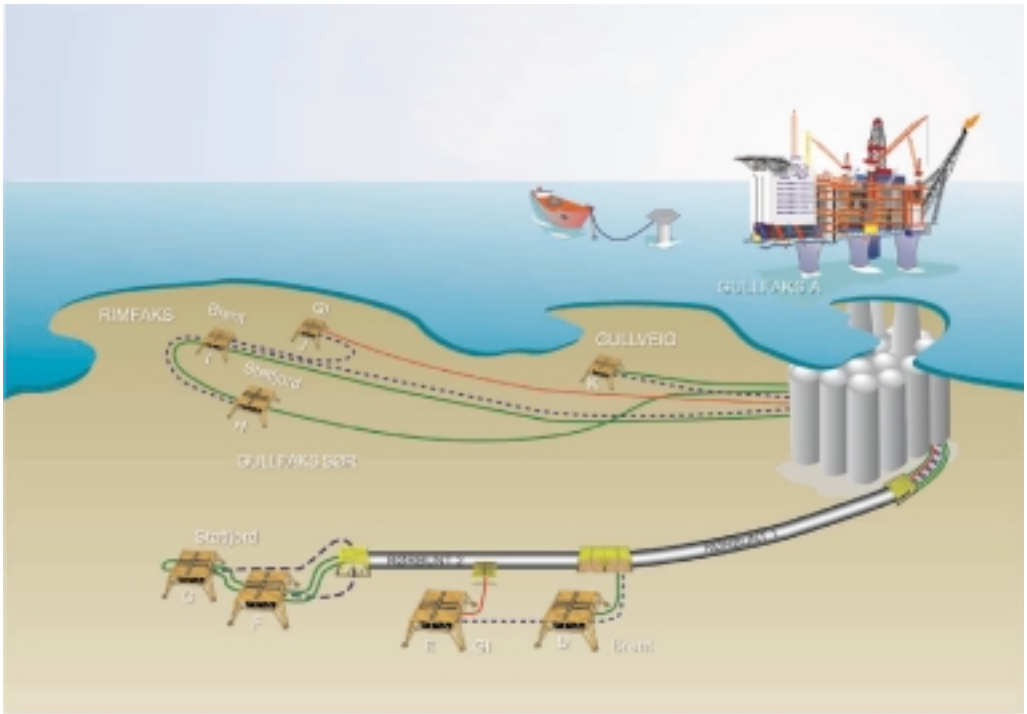
Utvalget bemerker:

Når det gjelder ombygginger/utbedringer av den overleverte Balder innretningen nevnt ovenfor, er det uenighet mellom partene Esso og Smedvig om årsaker og ansvar for dette. Dette spørsmål er gjenstand for en større rettstvist mellom partene. Utvalget finner det ikke hensiktsmessig å gå nærmere inn på hva som er de dominerende årsaker for disse områder.

8.2 Gullfaks satellitter fase 1

Gullfaks satellitter fase 1 består av Gullfaks sør, Rimfaks og Gullveig. Feltene omfattes av utvinningstillatelse 050 og ligger i blokk 34/10. Operatør er Statoil med 85 pst. deltakerandel (SDØE 73 pst.). Satellittene er bygd ut med undervannsbrønner tilknyttet Gullfaks A-plattformen for prosessering og lasting av oljen. All gass blir injisert tilbake i reservoarene for trykkstøtte.

Rettighetshavere:



Figur 8.2 Skisse av Gullfaks satellitter
Kilde: Statoil

Tabell 8.3: Gullfaks satelitter fase 1 kostnadsutvikling

Feltnavn	Gullfaks satelitter fase 1	mrd. 98 kr
PUD-estimat	1.kv. 1996	6,856
CCE5-estimat	3.kv. 1998	8,999
Økning	31pst.	2,143

Tabell 8.4: Gullfaks satellitter fase 1 kostnadsutvikling fordelt på kostnadssteder

	Hovedelementer	PUD	CCE5	Økning	Økning
		mrd. 98 kr	mrd 98 kr	mrd. 98 kr	
1	Ledelse og prosjektering	1,236	1,280	0,044	4 pst.
2	Modifikasjoner/utvidelser	1,419	1,590	0,171	12 pst.
3	Undervannsanlegg (brønnrammer, kontrollkabler og stigerør)	1,688	1,673	-0,015	-0 pst.
4	Marine operasjoner	0,595	0,607	0,012	2 pst.
5	Ferdigstillelse og igangsettelse				
6	Boring og komplettering	1,918	3,849	1,931	101 pst.
7	Diverse (reservedeler, forsikring, valutaendringer og uforutsett)				
	SUM	6,856	8,999	2,143	31 pst.

Den norske stats oljeselskap a.s 85 pst (SDØE 73 pst), Norsk Hydro Produksjon a.s. 9 pst, Saga Petroleum ASA 6 pst.

Operatøren har angitt følgende årsaker til overskridelsene :

Forventet sluttkostnad er 8 999 millioner kroner. Dette er 2 143 millioner mere enn antatt i PUD, eller en økning på 31 prosent.

Økningen skyldes i det alt vesentligste høyere borekostnader. CCE-5 tallene baserer seg på erfaringer fra en ferdig komplettert brønn og tre ferdig borede brønner slik at mesteparten av bore- og kompletteringsarbeidet gjenstår.

Kostnadsoverslagene i PUD var basert på bruk av kompletterings- og brønnoverhalings- fartøyet SWATH. Dette falt bort på grunn av at fartøyet ikke ble teknisk kvalifisert. Det ble erstattet av borerigg som hadde den dobbelt dagrate av den som var estimert for SWATH. I tillegg måtte riggen gjennomgå en omfattende ombygging. Videre er operasjonstiden for komplettering med rigg vesentlig lengre enn med SWATH, og forflyttingstiden mellom brønner er økt.

Selve borekostnadene viser også en økning. Dette skyldes at tidsestimatene for boreoperasjonene var ambisiøse, slik at boreoperasjonene har tatt lengre tid enn antatt . I tillegg kommer økte dagrater for boreriggene. Den vesentligste delen av tre horisontale brønner måtte også bores på ny på grunn av

brønnkollaps. Videre har ekstra kostnader påløpt i forbindelse med operasjoner som nedsetting av bunnrammer.

I tillegg har antall brønner blitt økt fra 23 til 24 for å øke utvinningsgraden og dermed skape økte inntekter/verdi. Videre inkluderer estimatene implementering av ny teknologi for derigjennom også å oppnå øket utvinning.

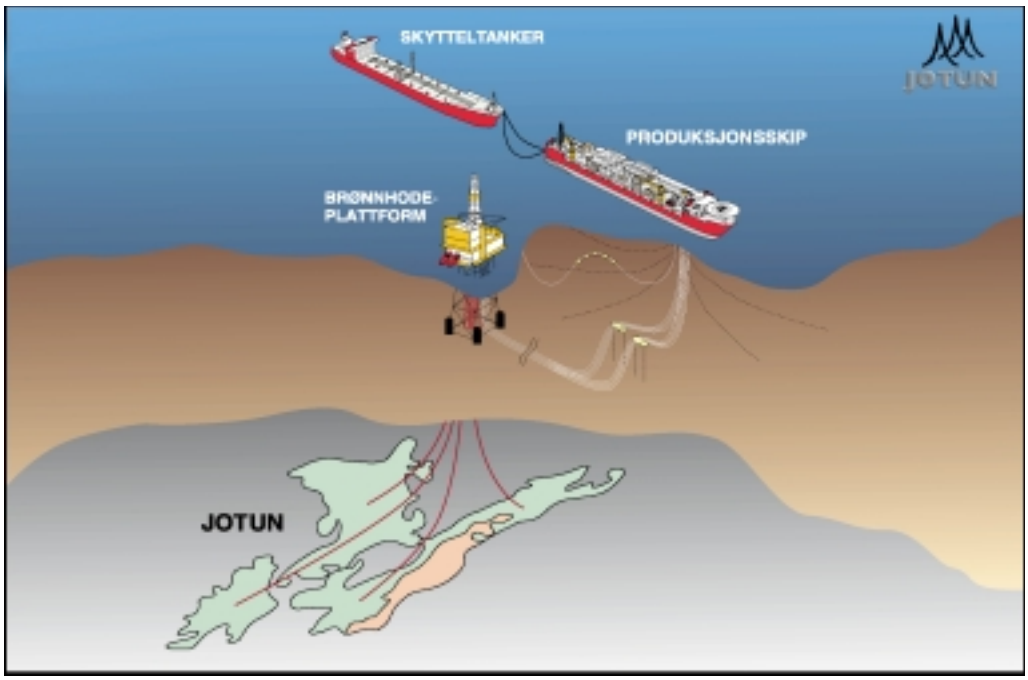
Mindre økninger har oppstått innenfor modifikasjoner/utvidelser. Dette skyldes markedsmessige situasjoner (prisstigning på materialer og utstyr) og at konseptet er blitt utvidet for å forbedre helse-, miljø- og sikkerhetsforhold. I tillegg var prosjekteringsarbeidet noe underestimert, og en ekstra bunnramme ble installert.

8.3 Jotun

Jotun omfattes av utvinningstillatelse 027 og 103B og ligger i blokkene 25/8 og 25/7 ca. 25 km. nord for Balder. Esso er operatør. Blokkene ble tildelt i 1969 og 1985. Havdypet er ca. 126 m. Feltet vil bli bygget ut med en brønnhodeplattform og en flytende produksjonsinnretning med skrogform som er knyttet sammen via fleksible stigerør. Det planlegges 19 brønner boret fra plattformen. Kværner er leverandør for produksjonsinnretningen, Heerema for brønnhodeplattformen og Rockwater for rørsystemer.

Transport

Ferdig prosessert olje overføres i et fleksibelt rør til skytteltanker på feltet og fraktes videre til markedene.



Figur 8.3 Skisse av utbygging av Jotun
Kilde: Esso

Rettighetshavere:

Utvinningstillatelse 027: Esso Norge a.s 50 pst, Enterprise Oil Norwegian A/S 50 pst.

Utvinningstillatelse 103B: Den norske stats oljeselskap a.s 50 pst (SDØE 30 pst), Norske Conoco A/S 37,5 pst, Amerada Hess Norge A/S 12,5 pst.

Tabell 8.5: Jotunprosjektets kostnadsutviklin

Feltnavn	Jotun	mrd. 98 kr
PUD-estimat	1.kv. 1997	6,199
CCE2	1.kv. 1998	7,204
Økning	16 pst.	1,005

Tabell 8.6: Jotunprosjektets kostnadsutvikling fordelt på kostnadssteder

	Hovedelementer	PUD	CCE2*)	Økning	Økning
		mrd. 98 kr	mrd 98 kr	mrd. 98 kr	
1	Ledelse og prosjektering	0,508	0,646	0,137	27 pst.
2	Plattform - dekksanlegg - bærestruktur				
	Sum plattform*)	4,139	4,717	0,578	14 pst.
3	Modifikasjoner / utvidelser	0,000	0,000	0,000	n/a
4	Undervannsanlegg (brønnrammer med utstyr, kontrollkabler og stigerør)	0,416	0,567	0,151	36 pst.
5	Marine operasjoner	0,000	0,000	0,000	n/a
6	Ferdigstillelse og igangsettelse (til havs)	0,000	0,000	0,000	n/a
7	Boring og komplettering	1,135	1,149	0,014	1 pst.
8	Diverse (reservedeler, forsikring, valutaendringer og uforutsett)	0,000	0,125	0,125	n/a
	Sum	6,199	7,204	1,005	16 pst.

*)"Sum plattform" inkluderer mottak av 160 millioner kroner (1998-kroner) av "tilskudd til skipskontrakt".

Operatøren har angitt følgende årsaker til investeringsoverskridelsene:

Den totale utbyggingskostnaden på Jotun var ved siste kontrollestimat på 7204 millioner kroner, noe som er 1005 millioner høyere enn anslått i PUD. Ikke noe av dette kan tilskrives kostnader som har økt prosjektets inntektsside.

Kostnadsøkningen på produksjonsinnretningen står for over halvparten av prosjektets totale kostnadsøkning, med 578 millioner kroner. Dette skyldes i vesentlig grad underestimering og økt omfang av dekksanlegg, samt noe videreutvikling av designet.

Undervannsanlegget er ved siste kontrollestimat 151 millioner kroner dyrere enn anslått i PUD. Økningen skyldes underestimering og endringer i

design. Ledelse og prosjektering har en økning på 137 millioner kroner og skyldes kontraktuell kompleksitet, lange avstander, utvidet prosjektperiode og tettere oppfølging av kontraktører. Økningen i diverse kan i hovedsak tilskrives valutatap.

Produksjonsstart på Jotun var i PUD beregnet til mai 1999, dette er nå forskjøvet til 3. kvartal 1999.

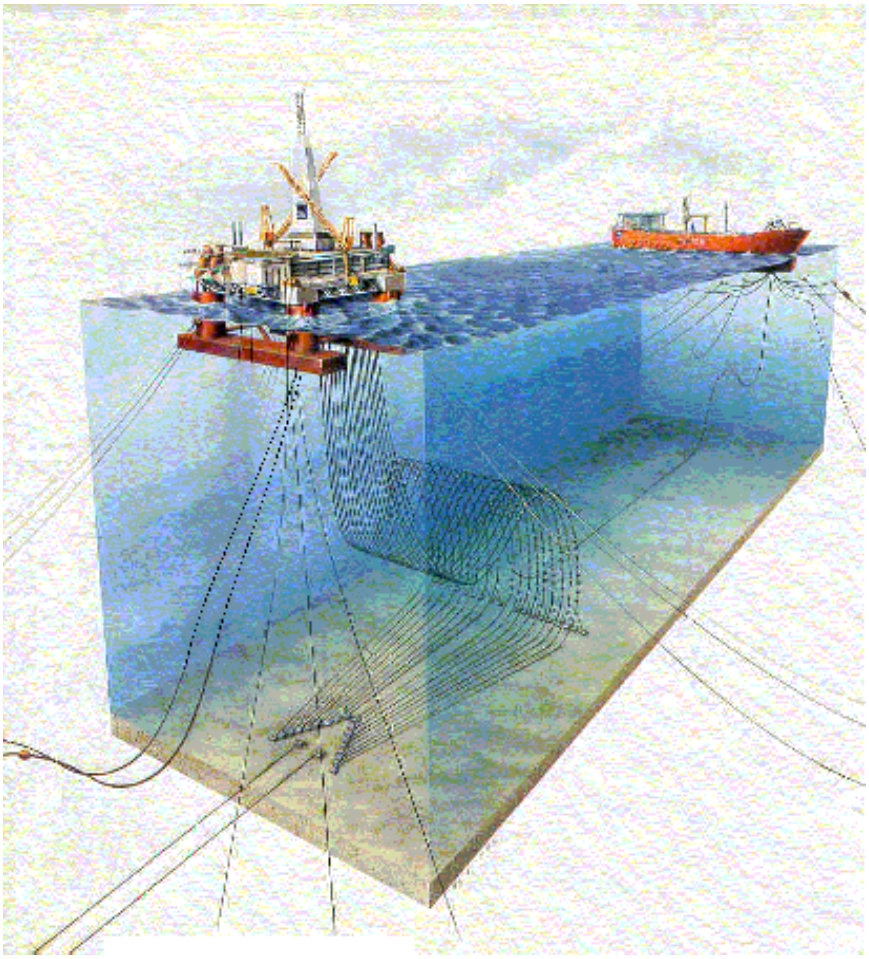
8.4 Njord

Njord omfattes av utvinningstillatelse 107 og 132 og ligger i blokkene 6407/7 og 6407/10, ca. 30 kilometer vest for Draugen i Norskehavet. Hydro er operatør. Området ble tildelt i 1985 og 1987 og feltet ble påvist i 1986. Havdypet er 330 m.

Njordfeltet er bygget ut med en halvt nedsenkbar bore-, bolig- og prosessplattform i stål, bygget av Aker. Produksjonsstart var i september 1997. I alt 15 havbunnskompletterte undervannsbrønner plassert rett under plattformen, vil bli knyttet opp til plattformen. Oljen blir lagret i et eget lagerfartøy. Dette har en kapasitet på 110 000 kubikkmeter og er forankret 2,5 kilometer fra plattformen.

Oljen blir skipet fra det fast oppankrede lagerfartøyet.

Rettighetshavere:



Figur 8.4 Skisse fra utbygging av Njord
Kilde: Norsk Hydro

Den norske stats oljeselskap a.s 50 pst (SDØE 30 pst), Norsk Hydro Produksjon a.s 22,5 pst, Mobil Development Norway A.S 20 pst, Petro-Canada 7,5 pst.

Tabell 8.7: Njordprosjektets kostnadsutviklin

Feltnavn	Njord	mrd 98 kr
PUD-estimat	2.kv. 1995	6,310
CCE5-estimat 1998 Plan	4.kv. 1998	7,760
Økning	23 pst.	1,450

Tabell 8.8: Njordprosjektets kostnadsutvikling fordelt på kostnadssteder

	Hovedelementer	PUD mrd. 98 kr		CCE5 mrd. 98 kr		Økning mrd. 98 kr	Økning
1	Ledelse og prosjektering		0,710		0,716	0,006	1 pst.
2	Plattformer						
	- dekksanlegg	2,446		2,632			
	- bærestruktur (skrog)	0,472		0,511			
	Sum plattfor		2,918		3,143	0,225	8 pst.
3	Modifikasjoner/Utvidelser						
4	Undervannsanlegg		0,653		0,825	0,172	26 pst.
5	Marine operasjoner		0,209		0,119	-0,090	-43 pst.
6	Ferdigstillelse og igangsettelse		0,077		0,236	0,159	206 pst.
7	Boring og komplettering		0,993		2,059	1,066	107 pst.
8	Diverse (Contigency)						
9	Lagerskip		0,750		0,663	-0,087	-9 pst.
	Sum		6,310		7,760	1,450	23 pst.

Operatøren har angitt følgende årsaker til overskridelsene:

Forventet sluttkostnad for Njord er ved kontrollestimat nr. 5 (CCE5) satt til 7 760 millioner kroner. Dette er 1 450 millioner kroner mer enn antatt i PUD, eller en økning på 23 prosent. Storparten av økningen skyldes rene kostnadsoverskridelser da investeringene ikke bidrar til å generere noen nye inntekter. Ca. 250 millioner kroner av økningen består likevel av forbedringer i levetidskostnader som vil virke positivt inn på driftskostnadene og gi økt og raskere oljeproduksjon forutsatt at reservoaret tillater det.

Leverandøren av produksjonsplattformen, Aker Maritime, har reist et tilleggskrav på ca. 1 milliard kroner og Hydro et motkrav på ca. 400 millioner kroner. Saken er berammet for behandling i september 1999.

Boring- og kompletteringskostnadene på Njord har økt med over en milliard kroner og står for den vesentlige delen av investeringsøkningen. Hydro begrunner økningene med endringer i brønndesign/brønnformål, forsinket forboring, økte riggrater, oppstartsproblemer og tiltak knyttet til mer forventningsrett brønnplanlegging.

Sluttkostnaden for plattformen (eksklusive tvisten med Aker Maritime) ble 225 millioner kroner høyere enn beregnet i PUD. Hoveddelen av dette skyldes underestimering av arbeidsomfang og hovedleverandørs evne til å gjennomføre en EPC kontrakt samt mangler i design hvorav mesteparten kan tilskrives forbedringene i levetidskostnader beskrevet ovenfor. I tillegg økte

kostnadene til ferdigstillelse og igangsettelse med 159 millioner kroner. Dette tilskrives at byggingen av plattformen var noe forsinket og mer arbeid enn planlagt måtte gjøres i havnebassenget på Stord og ute på feltet.

Undervannsanlegget ble 172 millioner kroner dyrere enn antatt i PUD hovedsakelig på grunn av underestimering og mangler i designgrunnlag. Marine operasjoner ble 90 millioner kroner billigere enn antatt i PUD, grunnet lavere markedspriser enn antatt og en viss overestimering. Kostnadene for lagerskipet ble 87 millioner kroner lavere enn antatt i PUD-anslaget hovedsakelig på grunn av lavere markedspris enn antatt i PUD.

Njord ble overlevert fra Aker Stord en måned senere enn planlagt, men startet produksjonen i samsvar med tidsplanen 28 måneder etter PUD godkjennelse.

8.5 Norne

Norne er utvinningstillatelsene 128 og ligger i blokkene 6608/10-11, 200 km vest for Helgelandskysten. Feltet ligger 85 km nordøst for Heidrunfeltet. Statoil er operatør. Feltet ble tildelt i 1986 og påvist i 1991. Havdypet er 380 m.

Norne er bygget ut med en produksjonsinnretning tilknyttet brønnsystem på havbunnen. Skipsskroget ble bygget hos FELS i Singapore, mens sammenstillingen fant sted på Aker Stord. Dekksanlegget var delt opp i ulike systempakker som ble satt ut til forskjellige leverandører. Fem brønnrammer er installert, hver med fire brønner og mulighet for tilknytning av satellittbrønner. Produksjonen tok til 15. november 1997.

Transport

Oljen lagres i innretningen før den lastes til et skytteltankskip.

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s 70 pst (SDØE 55 pst), Norsk Hydro Produksjon a.s 9 pst, Saga Petroleum ASA 9 pst, Enterprise Oil Norwegian A.S 6 pst, Norsk Agip A.S 6 pst.

Figur 8.5 Skisse av Nornefeltet
Kilde: Statoil

Tabell 8.9: Norneprosjektets kostnadsutvikling

Feltnavn	Norne	mrd. 98 kr
PUD-estimat	1.kv 1995	8,621
CCE6-estimat	3.kv 1997	9,274
Økning	8 pst.	0,653

Tabell 8.10: Norneprosjektets kostnadsutvikling fordelt på kostnadssteder

	Hovedelementer	PUD mrd. kr		CCE6 mrd.kr		Økning mrd.kr	Økning
1	Ledelse og prosjektering		1,034		1,030	-0,004	
2	Plattformer						
	- dekksanlegg	3,014		2,822		-0,192	-6 pst.
	- bærestruktur (skrog)	1,378		1,530		0,152	11 pst.
	Sum plattfor		4,392		4,352	-0,040	-0 pst.
3	Modifikasjoner/Utvidelser						
4	Undervannsanlegg (brønnrammer, kontrollkabler og stigerør)		1,367		1,380	0,013	0 pst.
5	Marine operasjoner		0,509		0,543	0,034	7 pst.
6	Ferdigstillelse og igangsettelse						
7	Boring og komplettering		1,253		1,903	0,650	52 pst.
8	Diverse (reservedeler, forsikring, valutaendringer og uforutsett)		0,066		0,066	0,000	0 pst.
	Sum		8,621		9,274	0,653	8 pst.

Operatøren har angitt følgende årsaker til overskridelsene :

Den totale kostnadsøkningen var på 8 prosent. De vesentligste kostnadsøkningene oppstod innen boring/komplettering og bygging av skroget.

Bore- og kompletteringskostnadene økte fra 1 253 millioner kroner til 1 903 millioner.

Dette skyldes boring av tre ekstra brønner for å skape økt inntekter/verdi. (Prosesserings- kapasiteten på innretningen kunne økes til marginal kostnad). I tillegg kom noe undervurdering av tidsforbruket for forskjellige operasjoner, spesielt kompletteringstid.

Skroget til produksjonsinnretningen som ble bygget ved et verft i Singapore ble dyrere enn antatt. Dette skyldtes først og fremst at verftet ikke hadde tilstrekkelig kompetanse til å gjennomføre et oppdrag av denne kompleksitet innenfor den gjeldende tidsrammen, hvilket medførte økning av gjenstående arbeid med skroget og tilsvarende utrustning.

Feltet ble startet opp fire måneder etter tidsplanen som lå til grunn i PUD.

8.6 Oseberg sør

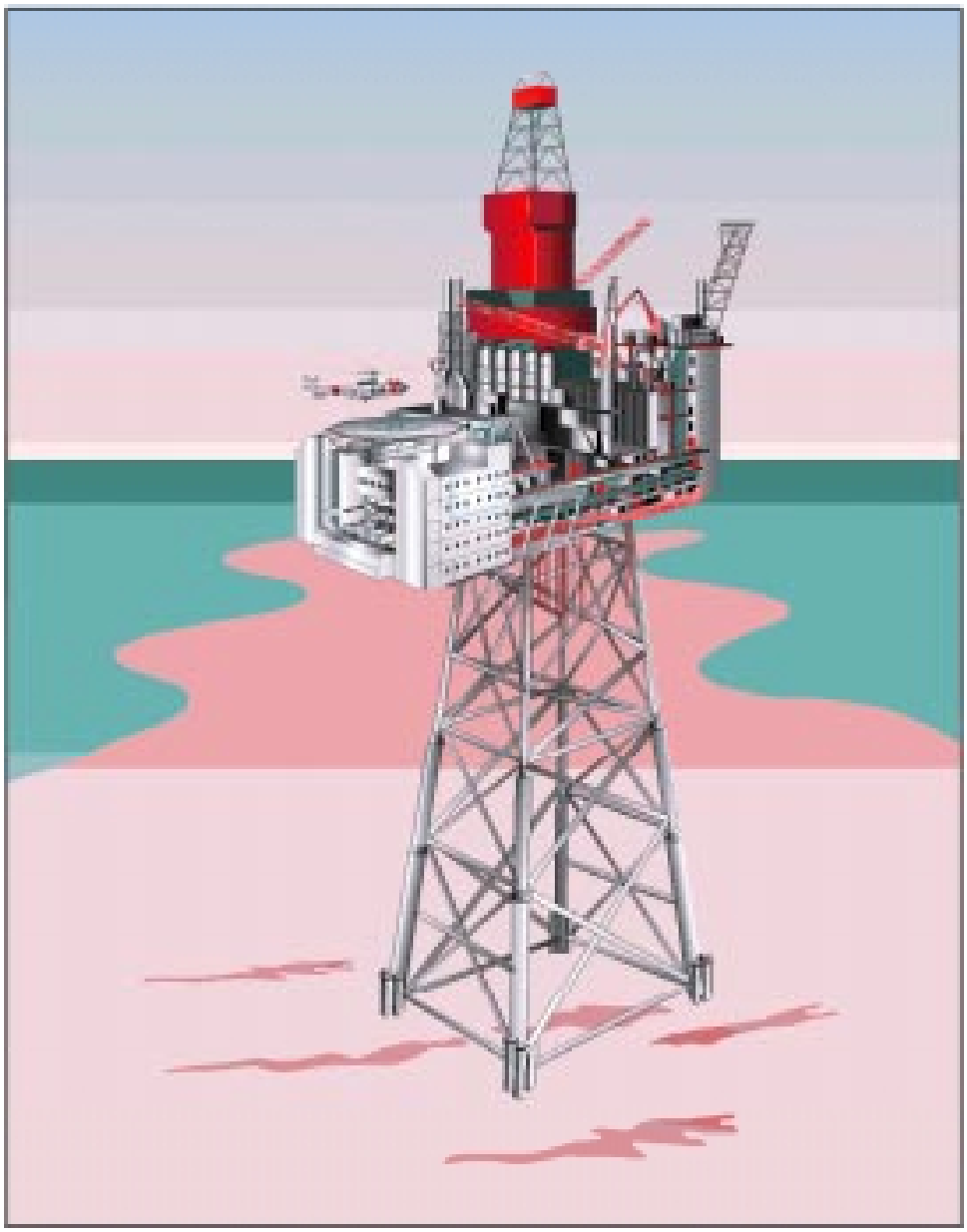
Oseberg omfattes av utvinningstillatelsene 079, 104 og 171 og ligger i blokkene 30/9 og 30/12, sør i Oseberg området. Hydro er operatør. Blokkene ble tildelt i 1982, 1985 og 1991. Havdypet er ca. 100 meter.

Funnet bygges ut med en bunnfast plattform med understell i stål og med delvis prosessering av oljen. Plattformen blir bygget av Aker Maritime.

Den delvis prosesserte oljen vil føres i en ny rørledning til Oseberg feltsenter for videre prosessering og transport til land (Stureterminalen i Øygarden kommune) gjennom det eksisterende Oseberg transport system.

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s 56,58 pst (SDØE 38,36 pst), Norsk Hydro Produksjon a.s 21,88 pst, Saga Petroleum ASA 10,14 pst, Norske Conoco A.S 7,70 pst, Mobil Development Norway A.S 3,70 pst



Figur 8.6 Skisse av Oseberg sør

Kilde: Norsk Hydro

Tabell 8.11: Oseberg sør prosjektets kostnadsutviklin

Feltnavn	Oseberg sør	mrd 98 kr
PUD-estimat	4.kv. 1996	8,046
CCE3-estimat	3.kv. 1998	8,749
Økning	9 pst.	0,704

Tabell 8.12: Oseberg sør prosjektets kostnadsutvikling fordelt på kostnadssteder

	Hovedelementer	PUD mrd. 98 kr		CCE3 mrd 98 kr		Økning mrd. 98 kr	Økning
1	Ledelse og prosjektering		0,712		0,711	-0,001	0 pst.
2	Plattformer						
	- dekksanlegg	2,626		2,818			
	- bærestruktur (skrog)	0,356		0,340			
	Sum Plattform		2,982		3,158	0,176	6 pst.
3	Modifikasjoner		0,472		0,506	0,034	7 pst.
4	Undervannsanlegg		0,400		0,475	0,075	19 pst.
5	Marine operasjoner		0,578		0,536	-0,042	-7 pst.
6	Ferdigstillelse og igangsettelse		0,145		0,145	0,000	0 pst.
7	Boring og komplettering		2,366		2,770	0,404	17 pst.
8	Diverse (Contingency)						
9	Rørledninger		0,392		0,449	0,057	15 pst.
	Sum		8,046		8,749	0,704	9 pst.

Operatøren har angitt følgende årsaker til overskridelsene:

PUD-anslaget for utbyggingen av Oseberg sør var på 8046 millioner kroner, mens siste kontrollestimat viser 8749 millioner kroner. Dette er en økning på 704 millioner kroner eller 9 prosent. Ikke noen av de økte kostnadene kan tilskrives tiltak som gir økt inntjening, og hele beløpet må derfor tilskrives rene kostnadsøkninger.

Mer enn halvparten av økningen, 404 millioner kroner, har kommet innen området boring og komplettering. I følge Hydro er kostnadsøkningen påløpt på grunn av endret brønndesign (ekstra brønnhoder og komplettering) samt tiltak for mer forventingsrett brønnplanlegging.

Ved siste kontrollestimat (CCE3) ble sluttkostnaden for plattformen beregnet til 3 158 millioner kroner, noe som er 176 millioner høyere enn anslått ved PUD-innlevering. Kostnadsøkningene begrunnes med underestimering, mangler i design og ny informasjon til prosjektet.

Undervannsanlegg, rørledning og modifikasjoner på Oseberg feltsenter hadde ved siste kontrollestimat forventede overskridelser på henholdsvis 75 millioner, 57 millioner og 34 millioner kroner i forhold til PUD. Alle disse begrunnes med underestimering og mangler i design. Marine operasjoner ligger under det opprinnelige budsjettet med 42 millioner kroner og begrunnes med lavere markedspriser enn antatt.

Oseberg sør er under utbygging og har planlagt produksjonsstart i august 2000 i samsvar med anslaget i PUD.

8.7 Oseberg øst

Oseberg øst omfattes av utvinningstillatelse 053 og ligger i blokk 30/6, nordøst for det samordnede Osebergfeltet og sør for Veslefrikk. Hydro er operatør. Feltet ble tildelt 1979 og påvist i 1979. Havdypet er 160 m.

Utbyggingsløsningen på Oseberg øst består av en bunnfast plattform med understell i stål, med boligkvarter samt utstyr for boring og 1. trinns separasjon av olje, vann og gass. Plattformen ble bygget av Kværner, mens Aker Maritime bygget understellet.

Oljen vil bli transportert i en ny rørledning til den eksisterende Oseberg A-plattformen på Oseberg feltsenter, for videre prosessering og transport gjennom den eksisterende rørledningen Oseberg transport system (OTS) til Stureterminalen i Øygarden kommune.

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s 59,40 pst (SDØE 45,4 pst), Norsk Hydro Produksjon a.s 12,25 pst, Elf Petroleum Norge A.S 9,33 pst, Saga Petroleum ASA 7,35 pst, Mobil Development Norway A.S 7,00 pst, TOTAL Norge A.S 4,67 pst.

Figur 8.7 Skisse av Oseberg øst
Kilde: Norsk Hydro

Tabell 8.13: Oseberg øst prosjektets kostnadsutvikling

Feltnavn	Oseberg øst	mrd 98 kr
PUD-estimat	2.kv. 1996	3,488
CCE5-estimat	4.kv. 1998	4,298
Økning	23 pst.	0,810

Tabell 8.14: Oseberg øst prosjektets kostnadsutvikling fordelt på kostnadssteder

	Hovedelementer	PUD mrd. 98 kr		CCE5 mrd. 98 kr		Økning mrd. 98 kr	Økning
1	Ledelse og prosjektering		0,247		0,297	0,050	20 pst.
2	Plattformer						
	- dekksanlegg	1,204		1,626			
	- bærestruktur (skrog)	0,391		0,310			
	Sum Plattform		1,595		1,936	0,340	21 pst.
3	Modifikasjoner		0,118		0,088	-0,029	-25 pst.
4	Undervannsanlegg						
5	Marine operasjoner		0,180		0,267	0,087	48 pst.
6	Ferdigstillelse og igangsettelse		0,064		0,175	0,111	173 pst.
7	Boring og komplettering		1,016		1,334	0,318	31 pst.
8	Diverse (Contingency)		0,000		0,008	0,008	
9	Eksportrørledning		0,267		0,192	-0,075	-28 pst.
	Sum		3,488		4,298	0,810	23 pst.

Operatøren har angitt følgende årsaker til overskridelsene:

Det siste kontrollestimatet (CCE5) for Oseberg øst er på 4298 millioner kroner, mens PUD-anslaget var på 3488 millioner. Dette er en kostnadsøkning på 810 millioner kroner i forhold til PUD-anslaget, noe som gir en kostnadsøkning på 23 prosent.

Kostnadene til dekksanlegget har økt med 422 millioner kroner. Økning i dekksvekt er en vesentlig faktor, men også generell underestimering og mangler i design har spilt en rolle. Ingen av disse økningene kan begrunnes med at de genererer nye inntekter. Kostnaden på bærestrukturen er redusert med 81 millioner kroner på grunn av et noe høyt estimat samt lavere markedspris enn antatt. Totalt har kostnadene på plattformen økt med 340 millioner kroner i forhold til PUD-anslaget.

Boring og komplettering har hatt en kostnadsøkning på 318 millioner kroner. Drøye 100 millioner kroner av disse er tiltak for økt produksjon. Den resterende økning er økte kostnader på grunn av tiltak for mer forventningsrett brønnplanlegging, forsinket oppstart og endringer i brønndesign/brønnformål.

Ferdigstillelse og igangsettelse har økt med 111 millioner kroner og på grunn av forsinket ferdigstillelse av boreriggen, oppgraderingskostnader for

borestøttefartøyet Borgilia Dolphin, samt at ny informasjon er blitt kjent underveis.

Marine operasjoner har hatt en økning på 87 millioner kroner som har sammenheng med underestimering, mangler i design og høyere markedspris enn antatt. Eksportrørledningen har en kostnadsreduksjon på 75 millioner kroner på grunn av lavere markedspris enn antatt. Ledelse og prosjektering, som hovedsakelig omfatter prosjektering av plattformdekket samt Hydros prosjektledelse, studier og verifikasjoner, har økt med 50 millioner kroner, grunnet underestimering, mangler i design og ny informasjon til prosjektet.

Kostnadene for modifikasjoner på Oseberg feltsenter er 29 millioner kroner lavere enn i PUD-anslaget på grunn av ny informasjon som er blitt tilgjengelig.

Oseberg øst hadde planlagt produksjonsstart oktober 1998, men er nå forventet å starte med produksjon fra den første brønnen i mars 1999.

Produksjonsboring ble igangsatt i begynnelsen av november 1998, vel 2 måneder etter opprinnelig plan. Prosjektet har holdt tidsplanen under det meste av gjennomføringsfasen frem til installasjon på feltet, som ble forsinket grunnet dårlige værforhold. På feltet har ferdigstilling av RAM riggen (boring) vært langt mer tidkrevende enn forventet.

8.8 Troll olje- og gassprovins

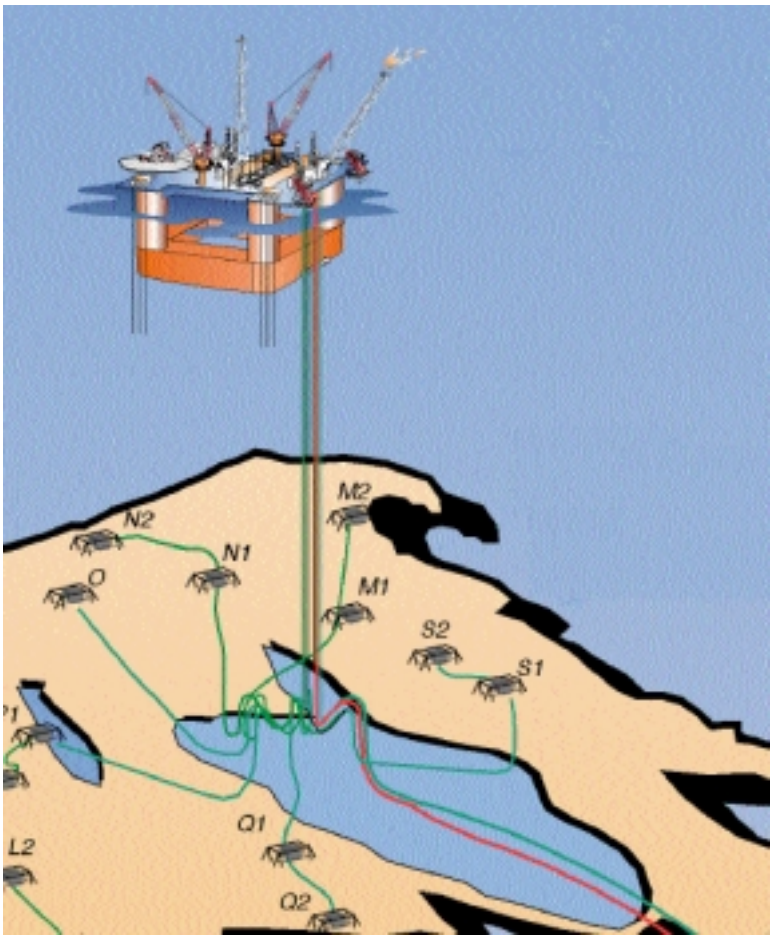
Troll olje- og gassprovins (TOGP) omfattes av utvinningstillatelsene 054 og 085 og ligger i blokkene 31/2, 31/3, 31/5 og 31/6. Troll C plattformen ligger 75 km vest for Mongstad og 32 km nord for Troll A plattformen. Norsk Hydro er operatør med 7,688 pst. deltagerandel. Feltet ble påvist i 1979. Havdypet er på 315 - 345 m.

TOGP bygges ut ved å benytte eksisterende kapasitet på Troll B plattformen og ved at det bygges en halvt nedsenkbar bolig- og produksjonsplattform i stål, Troll C. Troll C bygges av Umoe. Plattformene er tilknyttet havbunnskompletterte brønner. Det er totalt 64 brønner som er fordelt på 11 brønngrupper. Fire av brønngruppene, 26 brønner, blir koblet opp mot Troll B. De resterende sju brønngruppene, 38 brønner, kobles opp mot Troll C. Brønnhodene blir installert i egne havbunnsstrukturer som ligger 2 - 10 km fra plattformene.

Oljen vil transporteres i en ny rørledning til Mongstad. Gassen vil transporteres i rørledning til Troll A plattformen for videre transport til Kollsnes.

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s 74,58 pst (SDØE 62,7 pst), A/S Norske Shell 8,29 pst, Norsk Hydro Produksjon a.s 7,69 pst, Saga Petroleum ASA 4,08 pst, Elf Petroleum Norge a.s 2,35 pst, Norske Conoco A/S 1,66 pst, TOTAL Norge a.s 1,35 pst.



Figur 8.8 Skisse av Troll C
Kilde: Norsk Hydro

Tabell 8.15: TOGP-prosjektets kostnadsutvikling

Feltnavn	TOGP	mrd. 98 kr
PUD-estimat	4.kv. 1996	18,250
CCE3-estimat	4.kv. 1998	20,770
Økning	14 pst.	2,520

Tabell 8.16: TOGP-prosjektets kostnadsutvikling fordelt på kostnadssteder

	Hovedelementer	PUD mrd. 98 kr		CCE3 mrd. 98 kr		Økning mrd. 98 kr	Økning
1	Ledelse og prosjektering		0,791		1,553	0,762	96 pst.
2	Plattform:						
	dekksanlegg	2,341		3,888			
	bærestruktur	1,472		1,184			
	Sum Plattform		3,813		5,072	1,259	33 pst.
3	Modifikasjoner (Troll A og B)		0,300		0,250	-0,050	-17 pst.
4	Undervannsanlegg		5,357		5,817	0,460	9 pst.
5	Marine operasjoner		0,367		0,318	-0,050	-14 pst.
6	Ferdigstillelse og igangsettelse						
7	Boring og komplettering		6,924		7,582	0,658	9 pst.
8	Diverse						
9	Eksportrørledning		0,697		0,179	-0,518	-74 pst.
	Sum		18,250		20,770	2,520	14 pst.

Note: PUD-estimat og CCE3-estimat ekskluderer begge tilleggsinvesteringer til brønngruppe T på 1 790 millioner kroner hvor PUD ved utgangen av januar 1999 er til behandling i departementet.

Operatøren har angitt følgende årsaker til overskridelsene :

TOGP var i PUD kostnadsberegnet til 18 250 millioner kroner som inkluderer PUD for brønngruppe I med 1475 millioner kroner. Ved siste kontrollestimat (CCE3) var sluttkostnaden beregnet til 20 770 millioner kroner, en økning på 2 520 millioner kroner eller 14 pst.

Bore- og kompletteringskostnadene har økt med 658 millioner kroner, som knytter seg til endret brønndesign, tiltak for mer forventningsrett brønnplanlegging, forsinkelser og redusert effektivitet.

Kostnadene for plattformen har økt med 1 259 millioner kroner. Økningene er knyttet til underestimering, mangler i design og ny informasjon er blitt kjent underveis. Ca. 300 millioner kroner kan begrunnes med at de generer økte inntekter.

Ledelse og prosjektering, som hovedsakelig inkluderer prosjektering av flyteren samt Hydros prosjektledelse, studier og verifikasjoner, har økt med 762 millioner kroner primært på grunn av underestimering av arbeidsomfang og hovedleverandørs evne til å gjennomføre arbeidet, mangler i design samt forlenget prosjektperiode.

Kostnadene på undervannsanlegget har økt med 460 millioner kroner hovedsakelig på grunn av havbunnsseparasjon.

Kostnadene for modifikasjoner er redusert med 50 millioner kroner fordi modifikasjonsarbeidene på Troll A er overført til Statoil.

Kostnadene for eksportrørledninger er redusert med 518 millioner kroner fordi arbeidet med rørledning for gasseksport til Troll A er overført til Statoil, samt på grunn av noe lavere markedspris enn antatt for oljeeksportrørledningen.

Kostnadene for marine operasjoner er redusert med 50 millioner kroner hovedsakelig på grunn av lavere markedspris enn antatt.

Troll C er under utbygging og hadde i PUD forventet produksjonsstart i september 1999, mens oppstart nå er planlagt til november/desember 1999.

8.9 Varg

Varg omfattes av utvinningstillatelse 038 og ligger i blokk 15/12, sør for Sleipner øst. Saga er operatør. Området ble tildelt i 1974 og Varg ble påvist i 1984. Havdypet er 84 m. Feltet kom i produksjon 22. desember 1998.

Varg er bygget ut med en flytende produksjonsinnretning i kombinasjon med en brønnhodeplattform. Den flytende innretningen er bygget av FELS i Singapore.

Transport

Den ferdig prosesserte oljen vil bli lagret ombord i produksjonsinnretningen før omlasting til tankskip.

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s 65 pst (SDØE 30 pst), Saga Petroleum ASA 35 pst.

Figur 8.9 Skisse av Vargfeltet
Kilde: Saga Petroleum

Tabell 8.17: Vargprosjektets kostnadsutvikling

Feltnavn	Varg	mrd 98 kr
PUD-estimat	1 kv. 1996	2,935
CCE5-estimat	4 kv. 1998	3,636
Økning	24 pst.	0,701

Tabell 8.18: Vargprosjektets kostnadsutvikling fordelt på kostnadssteder

	Hovedelementer	PUD	CCE5	Økning	Økning
	mrd. 98 kr	mrd 98 kr	mrd. 98 kr	pst.	
1	Ledelse	0,168	0,300	0,133	79 pst.
2	Plattformer				
	Varg A (brønnhodeplattform)	0,315	0,362	0,047	15 pst.
	Varg B (produksjonsinnretning)	1,679	1,693	0,014	1 pst.
3	Modifikasjoner				
4	Undervannsanlegg (rørledninger)	0,158	0,173	0,015	9 pst.
5	Marine operasjoner	0,025	0,133	0,107	421 pst.
6	Ferdigstillelse og igangsettelse	0,037	0,140	0,103	277 pst.
7	Boring og komplettering	0,553	0,835	0,282	51 pst.
8	Diverse				
	Sum	2,935	3,636	0,701	24 pst.

Operatøren har angitt følgende årsaker til overskridelsene:

Total utbyggingskostnad har for Varg økt fra 2 935 millioner i PUD-anslaget, til 3 636 millioner kroner i siste kontrollestimat. Økningen er på 700 millioner kroner, eller 24 pst. Ikke noe av økningen henføres til økte inntekter, og hele økningen er følgelig kostnadsoverskridelser.

Boring og komplettering er 282 millioner kroner høyere enn anslått i PUD. Overskridelsene skyldes endret boreprogram, lav riggeffektivitet og økt bore- og kompletteringstid, forsinket installasjon og borestart, samt økt riggrate.

Ledelse og prosjektering har økt med 133 millioner kroner å skyldes økt oppfølging av produksjonsinnretningen på grunn av manglende oppfølging fra leverandør. Økningen på marine operasjoner er på 107 millioner kroner og skyldes mangelfull teknisk definisjon og forsinket ankomst av borerigg og produksjonsinnretning.

Varg var sju måneder forsinket i forhold til tidsplanen i PUD.

8.10 Visund

Visund omfattes av utvinningstillatelse 120 og ligger i blokk 34/8 og deler av 34/7, ca. 140 km vest for Sognefjorden og 27 km nordøst for Gullfaksfeltet. Hydro er operatør. Feltet ble tildelt i 1985 og påvist i 1986. Havdypet er 335 m.

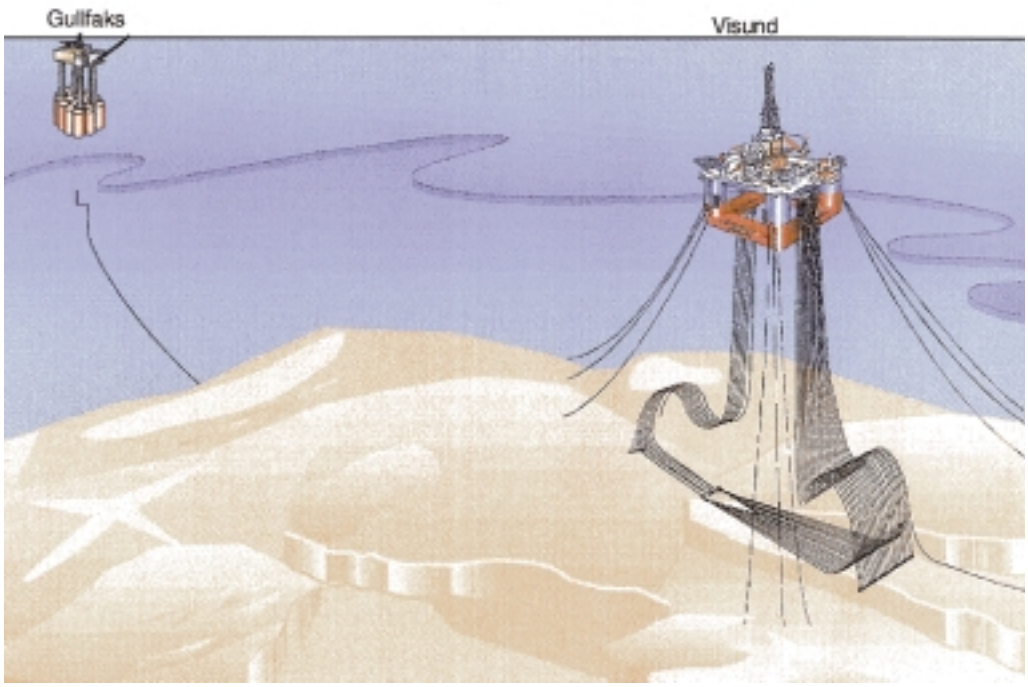
Visundfeltet er bygget ut med en halvt nedsenkbar bore-, bolig- og produksjonsplattform i stål. Umoe har hatt ansvaret for byggingen av plattformen. Plattformen er tilknyttet havbunnskompletterte brønner. Brønnhodene for 21 av disse er like under plattformen. En egen brønnramme for to andre brønner vil sannsynligvis bli plassert åtte kilometer nord for plattformen.

Gassfaseutbygging er ikke vedtatt. Gassmodul kan ferdigstilles ca 2006 dersom gass fra Visund blir nominert for salg.

Oljen vil transporteres i en ny rørledning til Gullfaks A-plattformen for lagring og utskiping.

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s 65 pst (SDØE 49,6 pst), Norsk Hydro Produksjon a.s 12,6 pst, Elf Petroleum Norge A.S 9,1 pst, Norske Conoco A.S 9,1 pst, Saga Petroleum ASA 4,2 pst.



Figur 8.10 Skisse av Visundfeltet
Kilde: Norsk Hydro

Tabell 8.19: Visund prosjektets kostnadsutvikling

Feltnavn	Visund	mrd. 98 kr
PUD-estimat	4.kv. 1995	7,850
CCE6-estimat	3.kv. 1998	11,370
Økning	45 pst.	3,520

Tabell 8.20: Visundprosjektets kostnadsutvikling fordelt på kostnadssteder

	Hovedelementer		PUD		CCE 6	Økning	Økning
			mrd. kr		mrd.kr	mrd.kr	
1	Ledelse og prosjektering		0,627		1,598	0,971	155 pst.
2	Plattformer						
	- dekksanlegg	2,596		3,375			
	- bærestruktur (skrog)	0,474		0,619			
	Sum plattfor		3,070		3,994	0,924	30 pst.
3	Modifikasjoner		0,109		0,154	0,045	42 pst.
4	Undervannsanlegg		1,205		1,338	0,133	11 pst.
5	Marine operasjoner		0,074		0,121	0,047	64 pst.
6	Ferdigstillelse og igangsettelse		0,090		0,391	0,301	336 pst.
7	Boring og komplettering		2,526		3,518	0,992	39 pst.
8	Diverse (contingency, reservedeler, valutaendringer)		0,000		0,122	0,122	
9	Eksportrørledning		0,150		0,134	-0,016	-11 pst.
	Sum		7,850		11,370	3,520	45 pst.

Operatøren har angitt følgende årsaker til overskridelsene:

De totale prosjektkostnadene på Visund har økt fra 7 850 millioner til 11 370 millioner kroner. Dette er en økning på 45 prosent, eller ca. 3,5 milliarder kroner i forhold til PUD-anslaget. De økte kostnadene resulterer ikke i økte inntekter i forhold til det som lå til grunn i PUD og må anses som kostnadsoverskridelser.

Den største kostnadsøkningen har kommet på boring og komplettering, som har økt med 992 millioner kroner. Økningene er knyttet til forsinket forboring, økt riggrate, endringer i brønndesign/brønnformål og tiltak knyttet til mer forventningsrett brønnplanlegging.

Ledelse og prosjekteringskostnadene, som inkluderer Hydros ledelse, studier og verifikasjoner samt prosjektering av plattformen, har fra PUD-anslaget økt med 971 millioner kroner.

Kostnadene til plattformen har økt med 924 millioner kroner.

En stor del av de økte kostnadene for prosjektering og bygging av plattformen kan tilskrives endring i designbasis på grunn av reservoarets høye trykk og temperatur. Andre vesentlige økninger skyldes underestimering av

arbeidsomfang og hovedleverandørs evne til å gjennomføre en EPC kontrakt, mangler i design samt ny informasjon (miljøkrav) til prosjektet.

Ferdigstillelse og igangsettelse har hatt en økning på 301 millioner kroner, som er mer enn 300 prosent høyere enn anslått i PUD. Økningen har kommet etter en rekke vanskeligheter i gjennomføringen, som også har påvirket ferdigstillelsestid for både forboringen og flyteren.

Det har også vært overskridelser i forhold til PUD-anslaget på modifikasjoner på Gullfaks A knyttet til avtalt tariff, undervannsanlegget som skyldes underestimering og mangler i design, marine operasjoner som skyldes ny informasjon og uforutsette hendelser, samt diverse, der valutatap er en dominerende faktor.

Kostnadene for eksportrørledningen er redusert med 16 millioner kroner i forhold til PUD på grunn av lavere markedspris enn antatt, dette til tross før økte kostnader i forbindelse med krav om nedgraving av ledningen.

Etter tidsplanen i PUD skulle produksjonsstart på Visund vært i juli 1998. Den er nå planlagt til april/mai 1999.

8.11 Åsgard

Åsgard består av forekomstene Midgard, Smørbukk og Smørbukk sør. Feltet er 200 km vest for Trøndelagskysten, og ligger 50 km sør for Heidrunfeltet. Statoil er operatør. Havdybden er 240-300 m.

Åsgardfeltet bygges ut med en flytende produksjonsinnretning med skrogform for olje, Åsgard A, og en halvt nedsenkbar produksjonsinnretning, Åsgard B, for produksjon av gass og kondensat. Aker Maritime har ansvaret for byggingen av Åsgard A, der skroget var satt ut til Hitachi i Japan. Åsgard B blir bygget av Kværner. Utbyggingen omfatter også store undervannsanlegg med 59 brønner fordelt på 17 bunnrammer. Oljeproduksjonen er ventet å starte første kvartal i 1999, mens planlagt oppstart av gassproduksjonen er først i oktober 2000.

Transport

Oljen lagres i Åsgard A før den lastes til skytteltanker. Gassen skal gå gjennom rørledning til Kårstø for prosessering og transport videre gjennom Europipe II til Tyskland.

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s 60,50 pst (SDØE 46,95 pst), Norsk Agip A.S 7,90 pst, TOTAL Norge A.S 7,65 pst, Mobil Development Norway A.S 7,35 pst, Neste Petroleum A.S 7,00 pst, Saga Petroleum ASA 7,00 pst, Norsk Hydro Produksjon a.s 2,60 pst.

Figur 8.11 Skisse av utbyggingen av Åsgard feltene
Kilde: Statoil

Tabell 8.21: Åsgard prosjektets kostnadsutvikling

Feltnavn	Åsgard	mrd. 98 kr
PUD-estimat	1.kv. 1996	28,524
CCE6-estimat	3.kv. 1998	36,967
Økning	30pst.	8,443

Tabell 8.22: Åsgardprosjektets kostnadsutvikling fordelt på kostnadssteder

	Hovedelementer		PUD		CCE 6	Økning	Økning
			mrd. kr		mrd.kr	mrd.kr	
1	Ledelse og prosjektering		3,996		5,248	1,251	31 pst.
2	Plattformer						
	Åsgard A						
	- dekksanlegg	2,800		3,055		0,255	9 pst.
	- bærestruktur (skrog)	1,403		2,521		1,118	80 pst.
	Åsgard B						
	- dekksanlegg	4,477		4,851		0,375	8 pst.
	- bærestruktur	0,936		0,871		-0,065	-7 pst.
	Åsgard C		0,378		0,260	-0,118	-31 pst.
	Sum plattformer		9,994		11,558	1,564	16 pst.
3	Modifikasjoner/Utvidelser						
4	Undervannsanlegg (brønnrammer, kontrollkabler og stigerør)		3,693		5,312	1,619	44 pst.
5	Marine operasjoner		2,327		2,764	0,438	19 pst.
6	Ferdigstillelse og igangsettelse		0,136		0,199	0,063	47 pst.
7	Boring og komplettering		7,162		10,417	3,255	45 pst.
8	Diverse (reservedeler, forsikring, valutaendringer og uforutsett)		1,219		1,469	0,250	21 pst.
	SUM		28,524		36,967	8,443	30 pst.

Operatøren har angitt følgende årsaker til overskridelsene:

Forventet sluttkostnad er 36 967 millioner kroner. Dette er 8 443 millioner mere enn antatt i PUD, eller en økning på 30 prosent. Økningen skyldes i det vesentligste underestimering/mangler i design; i tillegg kommer noen negative markedsmessige forhold og noen tiltak for å oppnå økte inntekter/verdi.

Åsgard A

Viktigste årsak til investeringsøkning er økt overføring av arbeid på skrog fra Hitachi Zosen til Aker Stord. Øvrige årsaker har vært økt dekksvekt, økt antall stigerør med økte dimensjoner og økt injeksjon av produsert vann og gass.

Mye av kostnadsøkningen knyttet til skroget på Åsgard A, skyldes at estimatene var basert på vurderingen av kostnadsutviklingen for Norne før situasjonen ved bygging i Singapore kom for en dag. Erfaringene fra Norne har ført

til at manglene ved Åsgard-skroget ble avklart og at estimatene ble oppjustert med over 1 mrd. kroner.

I tillegg er mye av økningen knyttet til konseptuelle endringer (endring i produksjonskapasitet, økt gassvolum og undervurdering av ny teknologi)

Åsgard B (gassenteret)

Viktigste årsak til økning i kostnadsestimatene er underestimering av dekksanlegget. I tillegg har det vært kostnadsøkninger vedrørende bærestrukturen.

Den store økningen av kostnadene knyttet til dekksanlegget på Åsgard B, skyldes blant annet ugunstige forhold ved gassen i feltet (høyt trykk og temperatur). Dette ga en økning i total vekt sammen med en kostnadsøkning på utstyr som følge av "ikke- standard utstyr".

Økningen i bærestrukturkostnadene skyldes i første rekke forhold som ble avdekket da prosjekteringen nærmet seg avslutning. For eksempel utgjør utmatningsproblemet (50 års levetid) en teknisk utfordring på denne flyteren.

Kostnadsøkningen knyttet til forankringssystemet skyldes at marine operasjoner ble lagt inn i denne posten ved (CCE3), noe som ga en økning på ca. 300 mill. kroner.

Åsgard C (lagerskipet)

PUD-estimatet baserte seg på å eie lagerskipet. Lagringskapasiteten ble økt, og deretter redusert samtidig som det ble besluttet å leie lagerskipet fremfor å eie det. Prosjektet vil fortsatt eie betydelig utstyr i lagerskipet. Dette er reflektert i CCE5-estimatet.

Undervannsanlegg (brønnrammer, kontrollkabler og stigerør).

Årsak til investeringsøkning er økt antall stigerør med større dimensjoner på grunn av endret dreneringsstrategi; bl.a. er Smørbukk sør prioritert framfor Smørbukk hovedfelt.

Boring og komplettering.

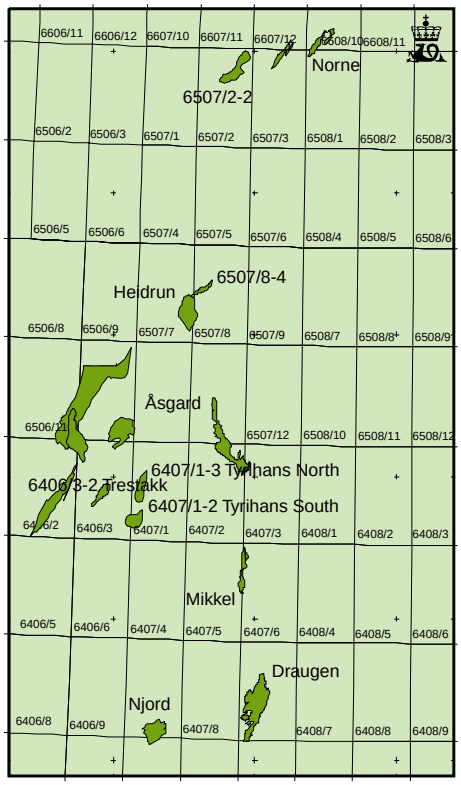
Økningen i borekostnader skyldes flere forhold. Kompletteringskostnadene har økt med rundt 1,2 mrd. Kostnadsoverslagene i PUD var basert på bruk av kompletterings- og brønnoverhalings-fartøyet SWATH. Dette falt bort på grunn av at fartøyet ikke ble teknisk kvalifisert. Det ble erstattet av en borerigg som hadde dobbelt dagrate av den som var estimert for SWATH. I tillegg måtte riggen gjennomgå en omfattende ombygging. Videre er operasjonstiden for komplettering med rigg vesentlig lengre enn med SWATH, og forflyttingstiden mellom brønner er øket. Brønnene har også vist seg å ha større kompleksitet en forutsatt, noe som igjen påvirker kompletteringsarbeidet.

Selve borekostnadene viser en økning på rundt 1,3 mrd kr. Dette skyldes at tidsestimatene for boreoperasjonene var ambisiøse, slik at boreoperasjonene har tatt lengre tid enn antatt. Det ble også boret mer kompliserte brønnbaner enn forutsatt, noe som økte kostnadene, men som samtidig skaper økt inntekter/verdi.

Kostnadene ved brønntesting har økt med 700 millioner kroner og skyldes økt behov for å avklare reservoarmessige forhold.

Optimalisering av brønnbaner medførte også større kostnader selv om dette fører til økt inntekter/verdi.

8.12 Kårstø utbyggingsprosjekter



Figur 8.12 Felt og funn utenfor Midt-Norge
Kilde: Oljedirektoratet

I plan for anlegg og drift for Åsgard transport i desember 1995 var det beskrevet 4 ulike terminalalternativ for behandling og transport av gassen til markedene, jf St prp nr 50 (1995-96) Olje- og gassvirksomhet, utbygging av Åsgardfeltet m.v. Av de beskrevne alternativene i PAD var to knyttet til ilandføring til Kårstø og to til ilandføring til Kollsnes. Sommeren 1996 besluttet Stortinget ilandføring til Kårstø og at det skulle bygges et gassbehandlingsanlegg for å kunne utskille og fraksjonere NGL fra Åsgardgassen. Etter at utbyggingsbeslutningen var tatt, besluttet rettighetshaverne å legge til grunn det alternativet der det nye anlegget for utskillelse av våtgass skulle dimensjoneres for å behandle hele gasstrømmen fra Åsgard, i PAD omtalt som segregert anlegg. Investeringskostnaden for dette anlegget var estimert til 2 613 mill 1995-kroner. I tillegg ble det vurdert behov for et anlegg for utskillelse av CO_2 fra gassen på Kårstø. Investeringskostnadene for disse anleggene var totalt estimert til 2 753 mill i faste 1995-kroner, som omregnet til faste 1998-kroner utgjør 2 943 mill kr, se tabell 8.23.

Tabell 8.23: Kårstøprosjektets kostnadsutvikling

Hovedelementer	PAD 1995	PAD 1995	CCE **
	mill. 1998 kr	mill. 1998 kr	mill. 1998 kr
Fraksjoneringsanlegg		200 *	1302
Ekstraksjonsanlegg	2794	2593 *	5779
CO_2 fjerningsanleg	150	150	0
SUM	2943	2943	7081

*) De to elementene er fordelt i h t Statoil.
**) Tabellen inkluderer ikke etananlegget, integreringen av Naturkrafts anlegg og de deler av Europipe II og Åsgard transport som ligger innenfor gjerdet på Kårstø. Disse prosjektene utgjør om lag 2 mrd.kr.

Tabell 8.24: Delprosjekter og investorgrupper i KUP

Delprosjekt	Investor gruppe	Beskrivelse
Åsgard prosess fasiliteter	Åsgard	Ekstraksjon, propanlager, kompresjon, hjelpeanlegg, tankmodifikasjoner
Åsgard fraksjonering fasiliteter	Statpipe	Fraksjonering, hjelpeanlegg
Åsgard transport Kårstø	Åsgard transport	Kårstø modifikasjoner for Åsgard transport
Naturkraft integrasjon	Naturkraft AS	Tomteopparbeidelse, andel av kjølevannstunnel og tilknytning til øvrig anlegg
Etan	Etanor D.A	Etangjennvinning, kjøling og lagring.
Europipe II / tilbakestrøm	EP II	Kårstø modifikasjoner for Europipe II / tilbakestrøm fra Draupner

Kilde: Statoil

Statoil har samlet alle delprosjektene i et felles utbyggingsprosjekt (KUP).

Statoil har oppgitt at KUP består av de delprosjekter og investorgrupper som fremgår av tabell 8.24.

Operatøren tar utgangspunkt i tallene i figur 8.13 og har angitt følgende forklaring på endringene.

Delprosjekt	PUD des. 95 *	Økning	Konsept 3 kv. 1996	Økning	CCE1 3. Kv. 98
Åsgard fraksjonering	200	483	683	619	1302
Åsgard ekstraksjon	2593	1132	3725	2054	5779
Åsgard anleggene	**2943**	**1615**	**4558**	**2523**	**7081**
Etan anlegg			875		1004
Åsgard transport anlegg			105		205
Europipe II anlegg			222		579
Naturkraft integrasjon			243		82
Øvrige prosjekter			**1445**	**424**	**1869**
Total			**6003**	**2947**	**8950**
Økning				**50 %**	

Figur 8.13 Kostnadsutvikling for Kårstø: Operatørens oversikt

Figur 8.14 Kårstøanlegget
Kilde: Statoil

Utviklingen fra PAD for Åsgard transport til den besluttede utbyggingsløsningen.

I PAD for Åsgard transport i desember 1995 var det to alternative landingssteder for mottak og behandling av Åsgard gassen, Kårstø og Kollsnes. For hvert av landingsalternativene var det beskrevet et enkelt anlegg for ekstraksjon og fraksjonering av våtgass. Kårstø-alternativet bestod av et anlegg for

våtgass utskilling kombinert med modifikasjon av det eksisterende anlegget. I PAD for Åsgard transport var kostnadsestimat for dette anlegget på 2 943 millioner 98 kroner. Et CO_2 anlegg som var inkludert i PAD er bygd inn i anlegget på en annen måte.

Sommeren 1996 ble det besluttet å ilandføre gass fra Åsgard feltet til Kårstø. Umiddelbart etter at denne beslutningen var fattet, ble det igangsatt en konseptstudie for finne løsninger der lønnsomheten i den samlede Åsgard utbyggingskjeden kunne bedres da gassallokeringen hadde gitt lavere inntektsgivende volum enn forutsatt i PUD for Åsgard feltet.

Resultatet av dette arbeidet ble lagt fram i en samlet konseptrapport høsten 1996. Byggingen av de samlede anleggene ble besluttet av de involverte eiergruppene i 3. kvartal 1996. Fordi Kårstø er et landanlegg og utvidelsene dermed er utenfor petroleumslovens virkeområde, var det ikke behov for å fremlegge en egen PAD for de nye delprosjektene. Utvidelse i omfang og kostnadsgrunnlag ble imidlertid redegjort for i en egen rapport til myndighetene og det utvidete anlegget ble omtalt i St prp nr 65 (1997-98).

Kostnadsøkning for den besluttede utbyggingsløsningen.

Den besluttede løsningen er et konsept med et større anlegg for utskilling av våtgass fra Åsgard, to ekstraksjonslinje for rikgass med høy gjenvinningsgrad av propan og ny fraksjoneringslinje for våtgass. I tillegg ble det besluttet å bygge et nytt gjenvinningsanlegg for etan, samt at den delen av arbeidsomfanget for Europipe II og Åsgard transport som skulle bygges på Kårstøanleggenes område ble overført til dette felles utbyggingsprosjektet (KUP). Myndighetene ga videre pålegg om at forhåndsarbeidene for Naturkrafts gasskraftverk-prosjekt skulle samordnes mest mulig med KUP. Kostnadsestimatet for de delprosjektene som var samlet i KUP var 6 003 millioner kroner.

Forventede sluttkostnader for KUP er 8 950 millioner kroner. Dette er 2 947 millioner kroner mer enn det som lå til grunn på beslutningstidspunktet, eller en økning på 50 prosent.

Økningen kommer innenfor følgende områder:

- videreutvikling av konseptet/ mangler i design/underestimering
- leverandørmarkedet(utstyrskostnader/arbeidsmarked)
- forhåndsinvesteringer

Videreutvikling av konseptet/underestimering/mangler i design.

Etter at Åsgard fikk allokert gassleveranser og Kårstø ble valgt som prosesseringssenter, ble det foretatt studier og tatt beslutninger som resulterte i et betydelig større utbyggingsomfang på Kårstø enn det opprinnelige anlegget som var beskrevet i PAD for Åsgard transport. I ettertid har det vist seg at det i startgrunnlaget ikke var tatt tilstrekkelig hensyn til behov for hjelpeutstyr og infrastruktur i form av veier/bruer/tunneler. Kostnadene for innkjøp av utstyr ble også underestimert. I alt beløper dette seg til ca. 1 650 mill. kroner.

Markedsmessige forhold.

Fra konseptet forelå i november 1996 og til prosjektet begynte å få inn anbud fra sommeren 1997, hadde mange nye prosjekter startet opp eller var forventet å starte opp. Dette førte til et mye strammere marked. Når kostnadene sam-

menlignes med et nivå fra 1996, beregnes en kostnadsøkning som følge av dette på ca. 950 mill. kroner.

Forhåndsinvesteringer

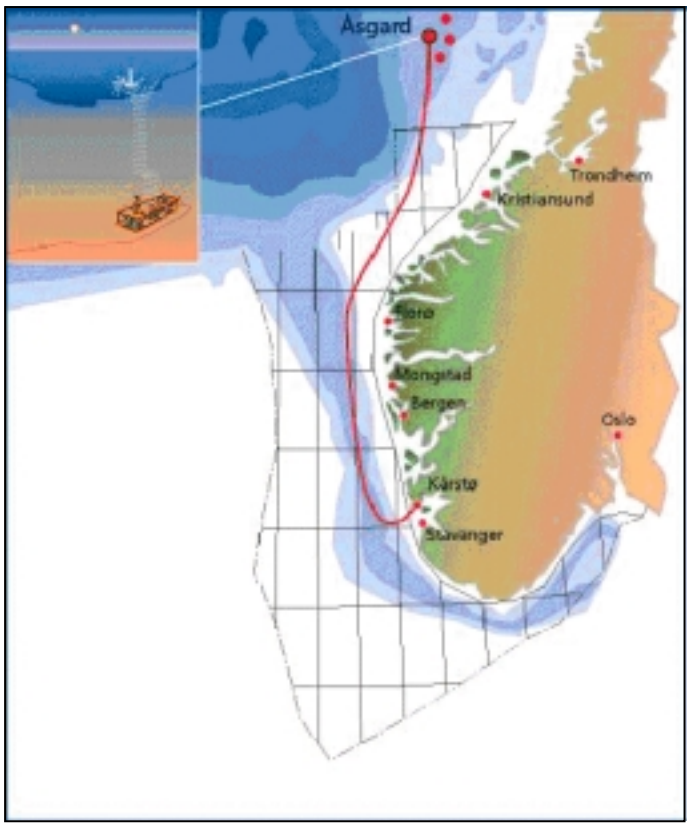
Eierne besluttet sommeren 1997 å foreta forhåndsinvesteringer som blant annet omfatter økt propanlager kapasitet, økt kapasitet i deler av hjelpesystemene samt økt kapasitet i rørføringer inne på anlegget slik at fremtidige utvidelser av Kårstø kan ta mengder tilsvarende kapasiteten i Åsgard transport. Forhåndsinvesteringene utgjør til sammen ca. 350 mill. kroner.

8.13 Åsgard transport

Dette prosjektet gjelder transport av gass fra Åsgard til terminalen på Kårstø. Eierne i rørledningen er de samme som til Åsgard-feltet.

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s 60,50 pst (SDØE 46,95 pst), Saga Petroleum ASA 9,00 pst, Norsk Agip A/S 7,85 pst, TOTAL Norge A.S 7,65 pst, Mobil Development Norway A/S 7,35 pst, Neste Petroleum A/S 5,00 pst, Norsk Hydro Produksjon a.s 2,60 pst.



Figur 8.15 Kart som viser rørledningen fra Åsgard

Kilde: Kilde: Statoil

Tabell 8.25: Åsgard transport prosjektets kostnadsutvikling

Feltnavn	Åsgard transport	mrd. 98 kr
PAD-estimat	2.kv. 1996	7,363
CCE4-estimat	3.kv. 1998	7,963
Økning	8pst.	0,601

Tabell 8.26: Åsgard transport prosjektets kostnadsutvikling fordelt på kostnadssteder

	Hovedelementer	PAD	CCE4	Økning	Økning
		mrd. 98 kr	mrd 98 kr	mrd. 98 kr	
1	Ledelse og prosjektering	0,592	0,641	0,050	8 pst.
2	Rørledning (materialer og arbeid)	3,188	3,012	-0,176	-6 pst.
3	Landledning og tilkoplinger *	0,502	1,316	0,814	162 pst.
4	Export Riser Base (undervannsanlegg)	0,559	0,667	0,108	19 pst.
5	Marine operasjoner	2,552	2,327	-0,195	-8 pst.
6	Diverse (reservedeler, forsikring, valutaendringer og uforutsett)	2,522			
	SUM	7,363	7,963	0,601	8 pst.

* Ikke inkludert kostnader knyttet til Kårstø terminalen

Operatøren har angitt følgende årsaker til overskridelsene :

Forventet sluttkostnad er 7 363 millioner kroner. Dette er 601 millioner mer enn antatt i PAD, eller en økning på 8 prosent.

Overskridelsene innen landledninger og tilkoblinger er de vesentligste og skyldes i hovedsak underestimering, men den stramme markedssituasjonen har også bidratt. Grunnen til underestimeringen er liten erfaring med denne type arbeid på land i Norge og at rørdimensjonen (diameter/veggtykkelse) krever spesialutstyr og er mer arbeidskrevende enn antatt.

Export Rise Base (ERB) har medført nødvendig utvikling av ny teknologi og dette arbeidet er blitt mer omfattende enn forventet.

Prosjektet har også en del besparelser og operatøren har angitt følgende årsaker til besparelser:

Reduksjonene i kostnadene for rørledninger (materialer og arbeid) skyldes i hovedsak bruk av langsiktige rammekontrakter med leverandørindustrien og betydelig opparbeidet kompetanse. Rørlegging er blitt gjennomført raskere enn forutsatt, noe som har resultert i reduserte kostnader for marine operasjoner.

Kapittel 9

Analyse av årsaker til kostnadsoverskridelser

9.1 Innledning

Etter at det i kapittel 8 er redegjort av operatørene for hovedtrekkene av utviklingen i de 13 utvalgte prosjektene, har utvalget i dette kapittelet foretatt en sammenstillende vurdering av årsakene til kostnadsutviklingen.

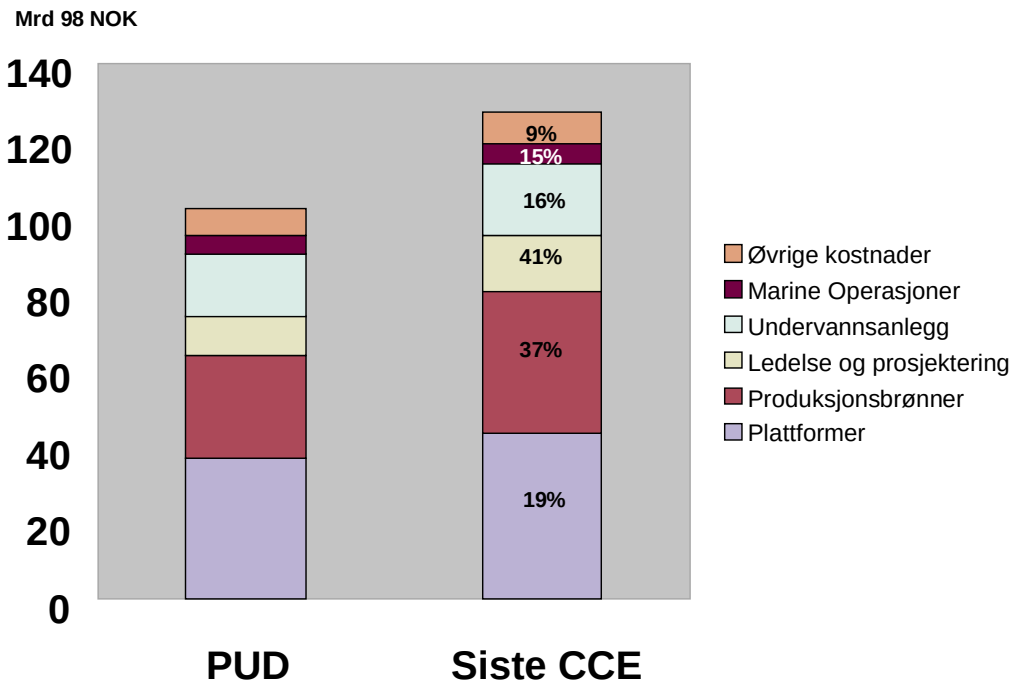
Utgangspunktet for denne vurderingen er to observasjoner. For det første kan man sammenfatte de overskridelser som er konstatert på prosjektenes forskjellige kostnadssteder. Dette bildet av hvor i prosjektene de største kostnadsutslagene har kommet, gir også en første indikasjon på årsaker. For det annet kan man forsøke å identifisere hovedgrupper av årsaker som må antas å være gjennomgående i prosjektene – altså uavhengig av kostnadssted. Skyldes overskridelsene at markedet har gitt høyere priser på innsatsfaktorer enn man regnet med, har man feilestimert mengder, undervurdert usikkerhet, er det kommet nye opplysninger til, eller har man rett og slett utvidet prosjektet med nye investeringer for å oppnå høyere avkastning enn opprinnelig planlagt?

Disse utgangspunktene gir selvsagt ikke tilstrekkelige holdepunkter for å identifisere fullt ut årsakene til kostnadsoverskridelsene. De kan eksempelvis ikke si noe om grunnene til at det har forekommet betydelig feilestimering ved budsjetteringen av plattformer. Men når utgangspunktene sammenholdes, gir de grunnlag for et hensiktsmessig grep på analysen av de underliggende årsakene: Det er naturlig å se på kronologien i kostnadsutviklingen på hvert av de tunge kostnadsstedene – fra konseptvalg via budsjettering til gjennomføringen.

På hvert av disse stadiene i prosjektet har en rekke årsaker samvirket for å frembringe sluttresultatet – overskridelsene. Det er ikke gitt hvilke trekk i dette fasetterte og sammenfiltrede årsaksbilde som bør trekkes frem som forklarende. Utfordringen er å identifisere de faktorer som må antas å ha hatt betydning på det aktuelle stadium, angi hvilken relative betydning de trolig har hatt, og hvordan de må antas å ha samvirket med andre faktorer på det aktuelle stadium og med det som skjedde på andre stadier.

9.2 Kostnadsutviklingen på de enkelte kostnadssteder

De 13 utbyggingsprosjektene har en rekke felles trekk. Utvalget har valgt å se på hvert av hovedelementene i kostnadene for disse. De hovedelementene en har sett på, er vist i figur 9.1 og tabell 9.1.



Figur 9.1 Kostnadsøkning for produksjonsanlegg til havs fordelt på hovedgrupper

Figuren viser økningen i kostnader fra PUD og fram til 1999 for de ulike hovedelementene av produksjonsanlegg til havs for alle prosjektene. De største økningene er innen områdene plattformer (19 pst), produksjonsbrønner (37 pst), ledelse og prosjektering (41 pst), undervannsanlegg (16 pst) og marine operasjoner (15 pst.). De øvrige hovedelementene har en kostnadsøkning som er mindre enn 10 pst.

Tabell 9.1 viser økningene i utbyggingskostnadene for de 13 utbyggingsprosjektene som ble behandlet i kapittel 8. Tallene er aggregert på de samme kostnadspostene som prosjektene enkeltvis ble delt inn i kapittel 8.

Tabell 9.1: Kostnadsutviklingen for de 13 utbyggingsprosjektene

	Kostnadsgruppe	PUD	Siste CCE	økning PUD => siste CCE	økning PUD => siste CCE
	Plattformer	36,384	43,275	6,891	19 pst.
	Produksjonsbrønner	27,063	37,108	10,045	37 pst.
	Ledelse og prosjektering	10,398	14,613	4,215	41 pst.
	Undervannsanlegg	16,108	18,636	2,528	16 pst.
	Marine Operasjoner	4,794	5,499	0,704	15 pst.
	Modifikasjoner	2,358	2,576	0,218	9 pst.
	Diverse	1,837	2,152	0,315	17 pst.
	Ferdigstillelse	0,549	1,394	0,846	154 pst.
	Lagerskip	1,128	0,922	-0,206	-18 pst.
	Eksportrørledning	1,465	0,938	-0,527	-36 pst.
Delsum		*102,084*	*127,113*	*25,030*	*25 pst.*
	Landanlegg (Kårstø)*	2,943	7,081	4,138	141 pst.
	Rør (Åsgard transport)	7,363	7,964	0,601	8 pst.
Sum		*112,410*	*142,158*	*29,769*	*27 pst.*

* Tallene gjelder grunnlaget i PAD og endringer og oppgraderinger i forhold til den. Etananlegget, integreringen av Naturkrafts anlegg og de deler av Europipe II og Åsgard transport som ligger innenfor gjerdet på Kårstø, er ikke tatt med. Disse prosjektene utgjør om lag 2 mrd kr.

Kilde: Alle tall oppgitt i milliarder 1998 kroner (Avviker fra tabell 4.1 pga. avrunding)

I de etterfølgende kapitlene gjennomgås hvert av de områdene som er vist i tabell 9.1, og de viktigste elementene i hver gruppe er satt opp i tabeller.

Kostnadselementer som har en økning som er mindre enn 10 pst eller utgjør en andel av prosjektkostnaden som er mindre enn 10 pst er ikke vist i tabellene. Denne gruppen utgjør i sum en liten andel (9 pst) av den samlede økningen for aktuelle prosjektene.

9.3 Produksjonsbrønner

I hovedtrekk utgjør kostnadene for produksjonsbrønnene (boring og komplettering av injeksjons- og produksjonsbrønner) rundt regnet 30 pst av de samlede utbyggingskostnadene. For denne gruppen kostnader er kostnadsøkningen på i alt 37 pst. Variasjonen er stor fra felt til felt – den minste økningen er på 17 pst og de største økningene er i overkant av 100 pst.

Borekonseptene er noe forskjellige for de ulike prosjektene. Oseberg øst er de eneste av prosjektene i tabell 9.2 der alle brønnene bores fra en fast borerigg ombord på plattformen. De andre prosjektene benytter mobile rigger,

enten som eneste løsning (Gullfaks satellitter fase 1, Norne, Åsgard, Varg og Balder) eller i kombinasjon med borerigg på selve produksjonsplattformen (Njord, Visund og Oseberg sør).

Det er ikke noe i kostnadsbildet som skiller de ulike konseptene, hverken ut fra den andelen som produksjonsbrønnene utgjør av utbyggingskostnadene for det enkelte feltet, eller den kostnadsøkning en ser fra PUD og fram til 1999.

Tabell 9.2: Andel av prosjektkostnad og prosentvis kostnadsoverskridelse for produksjonsbrønner

Prosjekt	andel av prosjektkostnad	økning PUD → siste CCE
Produksjonsbrønner		
Njord	27 pst.	107 pst.
GF sat 1	43 pst.	101 pst.
Norne	21 pst.	52 pst.
Varg	23 pst.	51 pst.
Åsgard felt	28 pst.	45 pst.
Visund	31 pst.	39 pst.
Balder	21 pst.	39 pst.
Oseberg øst	31 pst.	31 pst.
Oseberg sør	32 pst.	17 pst.

9.3.1 Startgrunnlaget

Hovedtyngden av kostnadene for produksjonsbrønnene kommer fra kontrakter som er basert på dagrater. De viktigste faktorene i estimering av kostnadene for produksjonsbrønner er derfor operasjonstider og kostnader for borerigg og de tjenester som trengs i forbindelse med ulike typer operasjoner i brønnene (foring av brønnen, logging, sementering, komplettering osv.).

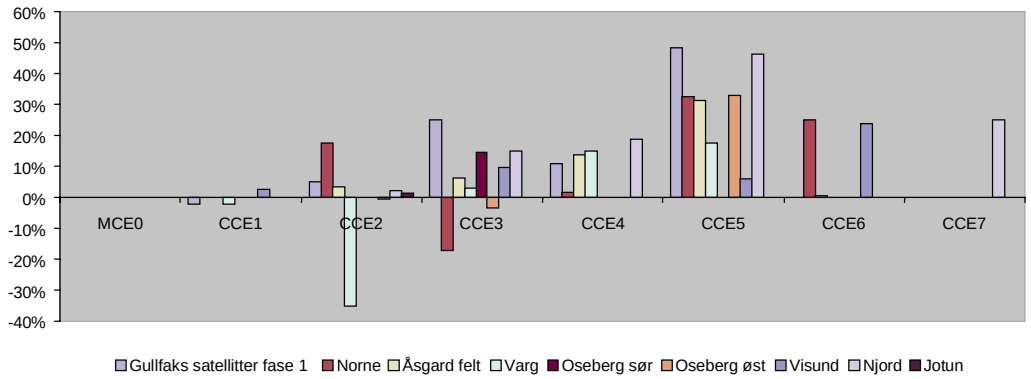
Hvilke operasjoner som skal utføres i brønnene og tidsforbruket for hver av operasjonene avhenger av de geologiske forholdene der brønnen plasseres og hvilket formål brønnen skal ha (produksjon av olje eller gass, injeksjon av gass eller vann). De store feltene har et stort antall brønner spredt over et stort geografisk område (fra 50 til mer enn 100 kvadratkilometer).

Reservoarene er ikke homogene, de varierer i egenskaper både vertikalt (flere lag med separate eller sammenhengende soner med olje/gass/kondensat/vann) og horisontalt (forkastninger, erosjoner, strømningsforhold osv.). Siden formålet med brønnene er forskjellig og de reservoarmessige egenskapene er forskjellige i de ulike delene av reservoaret, så må hver brønn designes spesielt mht. lengde, brønnbane, komplettering og evt. stimulering for å få tilstrekkelig produksjon.

Det kreves detaljert informasjon for å fastslå hvilke operasjoner det er behov for og hvilket tidsforbruk som trengs for å gjennomføre den enkelte brønnen. Slik informasjon er først tilgjengelig når arbeidet med planleggingen av de enkelte brønnene starter noe senere i prosjektgjennomføringen.

Datagrunnlaget en har for planlegging er den seismiske kartleggingen og reservoardata fra lete/avgrensningsbrønner som har vært boret i letefasen.

Det vil alltid være et begrenset antall letebrønner som kan bores i et felt. Det betyr at det alltid vil være en betydelig usikkerhet i grunnlaget som brukes i planleggingen av plassering og utforming av den enkelte brønnen. Denne usikkerheten vil gradvis reduseres etterhvert som datatilfanget økes fra boring og komplettering av de første produksjonsbrønnene. Først da kan en ta erfaringene fra brønnene – både geologisk og operasjonelt – og bringe resultatene inn i planleggingen og redusere usikkerheten i de etterfølgende brønnene. Dette illustreres i figuren under som viser at hovedtyngden av kostnadsøkningene for produksjonsbrønnene kommer 2- 2,5 år etter innlevering av PUD (ved CCE5-oppdatering). Det er på dette tidspunktet erfaring fra boring og komplettering av brønnene kommer fram.



Figur 9.2 Kostnadsutvikling over tid for brønner

Siden boringen av produksjonsbrønnene starter relativt sent i prosjektgjennomføringen, har en ikke satt sammen spesialistteamene som trengs for en nøyaktig planlegging før borestart. Planleggingsdataene var basert på generell erfaring fra letebrønner i de nærliggende områdene. Sett i forhold til produksjonsbrønner er letebrønnene svært enkle – ukompliserte vertikale brønnbaner, med enkle formål, nemlig å påvise olje/gass og utføre en korttidstest.

Tidlig i 1990-årene hadde en oppnådd store forbedringer i gjennomføringstider for leteboringer, og en regnet med at de forbedringene en hadde sett i form av boretid pr. meter skulle fortsette. Det har i ettertid vist seg at denne utviklingen ikke lot seg videreføre til boring av de lange og til dels kompliserte brønnbanene som kreves for moderne produksjonsbrønner. For kompletteringsdelen av brønnen manglet en grunnlagsdata siden leterigger ikke tidligere var brukt i stor skala til komplettering av produksjonsbrønner.

Denne optimismen og det manglende erfaringsgrunnlag, sammenholdt med de generelle ambisjoner om kostnadsreduksjoner, førte til at det i PUD ble lagt inn alt for lave kostnadsestimater for produksjonsbrønner. Siden boring av produksjonsbrønner starter sent i gjennomføringen, har en ikke kunnet trekke denne erfaringen inn i estimeringsgrunnlaget for andre prosjekter. PUD-grunnlaget var allerede etablert da en begynte å få kostnadserfaring fra de tidligste av de nye prosjektene.

Dette har vært et gjennomgående problem på de fleste feltene, også felt som har egne boreanlegg. Dette fordi disse i stor grad har benyttet seg av for-

boring med flyterigg, enten for å oppnå høy produksjon kort tid etter at produksjonsanleggene var ferdige, eller for å kompensere for forsinkelser og tekniske problemer med de faste boreanleggene.

Det har manglet gode estimeringsdatabaser for produksjonsbrønner. Det kommer av at tidligere utbygginger på norsk kontinentalsokkel hadde boreinstallasjonene på selve plattformen, og at boreoperasjonene startet først etter at utbyggingsprosjektet var ferdig.

Ved de nye konseptene har vi forborete brønner, og disse blir da med i prosjektestimatene på en helt annen måte enn tidligere. Innen dette området er det et behov for å etablere tilsvarende systematikk i oppbygging og bruk av erfaringsbaser (estimeringsbase) som det en har for de fysiske anleggene i en utbygging.

9.3.2 Teknologi - produksjonsbrønner

I de nye konseptene legger en til grunn en høy utvinningsgrad av olje- og gass. Det forutsetter boring og komplettering av meget avanserte og kompliserte brønner hvor risiko øker, men blir balansert mot muligheten til å øke den totale utvinningen. De prosjektene som omfattes av gjennomgangen er blant de første som i stor skala tar i bruk denne nye teknologien (lange brønner, stor deviasjon, uavhengig komplettering og styring av flere reservoarsoner, høye trykk og temperaturer).

Konstruksjon av produksjonsbrønner består av to hovedoperasjoner, boring av brønnen og klargjøring av brønnen for produksjon (komplettering). Produksjonsbrønnene representerer en helt annen utfordring enn en letebrønn ved at de har en mer komplisert brønnbane (horisontale og eller krumme baner) og har mye lenger brønnbaner. Dette fører til økte krav til nøyaktighet i navigering i selve brønnen, mer kompliserte logge/testeoperasjoner og større fysiske krefter som påvirker både boreutstyr og instrumenter som brukes i brønnene.

De mobile riggene som har vært brukt er designet for relativt enkle vertikale boringer av letebrønner. Komplettering av produksjonsbrønner er et nytt bruksområde for disse riggene. Det betyr at utstyr, kompetanse og teknologi som primært var utviklet for leteboring tas i bruk og tilpasses nye bruksområder. Dette har bl.a. ført til at en bruker lenger tid på operasjoner enn det en har antatt samt ombygging av selve boreriggen. Erfaringene har vist at det er behov for å bringe fram utstyr som er tilpasset de fremtidige kravene.

I flere av prosjektene har en strukket teknologien til grensen av det mulige. Det har i sin tur medført at en har hatt mer tidstap enn påregnet fordi utstyret ikke har fungert under ekstreme temperatur og trykkforhold, eller at mannskapet ikke har hatt tilstrekkelig trening i å gjennomføre operasjonene.

Selv om en har brukt eldre rigger – dagens mobile riggflåte har en gjennomsnittsalder på over 15 år – så er utstyret ikke strukket ut over det som er forsvarlig i forhold til helse-, miljø- og sikkerhetskravene, noe den økte tidsbruken i operasjonene og tilhørende kostnader også viser.

De mobile riggene bruker anker for å holde seg i riktig posisjon. Forankring i områder med mye rørledninger og kontrollkabler på havbunnen har også representert et problem som har vært undervurdert. Egne ankertyper er blitt utviklet og selve forankringsoperasjonene har tatt mye lenger tid enn forventet.

For enkelte av prosjektene hadde en også forutsatt utvikling av egne fartøyer for komplettering av produksjonsbrønnene. For enkelte av prosjektene, Gullfaks satellitter fase 1 og Åsgard lykkes en ikke i utviklingen av denne fartøytypen, og kompletteringen måtte derfor gjennomføres med vanlige mobile borerigger som har en lavere effektivitet enn forutsatt fra spesialfartøyet. Disse riggene måtte leies inn på et tidspunkt da markedsratene var svært høye.

9.3.3 Organisasjons- og samarbeidsformer - produksjonsbrønner

Siden det normalt er stor tidsavstand mellom PUD-fasen og de aktuelle boreoperasjonene, har det ikke vært praksis for å sette sammen integrerte team av personer med reservoar- og borekompetanse i de tidlige prosjektfasene. Estimering av kostnader for produksjonsbrønnene har vært basert på relativt overordnede beskrivelser av reservoaret, antall brønner av ulik type (produksjon/injeksjon) og en antatt hovedplassering i reservoaret.

I fasen fram til oppstart av boringen vil bore- og kompletteringspersonell være opptatt med andre operasjoner. Fra borestart og videre gjennom boreoperasjonene vil personell bli allokert til de aktuelle operasjonene og kunne samarbeide med reservoarpersonell i planlegging av de enkelte brønnene. Tradisjonelt er det først på dette tidspunktet at en har hatt grunnlag for å detaljplanlegge brønnene.

9.3.4 Gjennomføring – produksjonsbrønner.

Selve bore- og kompletteringsoperasjonene består av et stort antall og høyt spesialiserte tjenester. Selv om det tidlig i 1990-årene var en sterk sanering av antall kontrakter, så er det fremdeles rundt regnet 20 ulike og høyst spesialiserte serviceselskaper og ulike typer personell som er involvert i operasjonene (perforering, borevæsker, sementering, testing, stimulering, logging, retningsboring, kveilerør, trykkmålere, teststreng, ventiltrær, brønnhoder etc.).

Det store antallet aktører og spesialtjenester som er knyttet opp mot gjennomføringen av bore- og kompletteringsoperasjonene, setter store krav til koordinering av grensesnitt mellom de ulike leverandørene. Forsinkelser eller tekniske problemer hos en av leverandørene har en skredeffekt på de etterfølgende operasjonene.

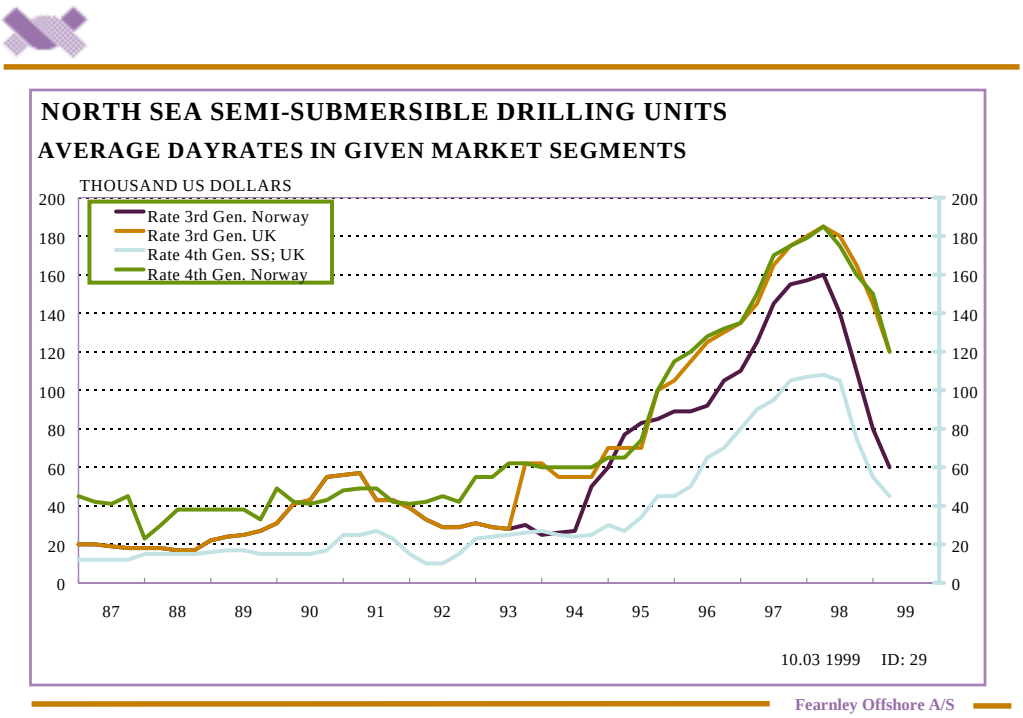
På mobile rigger representerer denne spesialiseringen ekstra utfordringer da det er begrensninger på sengekapasitet, og dermed begrensning i hvor mange spesialtjenester som er tilgjengelig ombord til enhver tid. Det betyr at om det oppstår behov for ekstratjenester, eller planene må endres, så kan det bli venting for å få de riktige personene og nødvendig utstyr ut på riggen.

De senere årene har det vært en rask vekst i etterspørselen etter kvalifisert personell. Denne etterspørselen kommer av at det har vært et omfattende arbeid med økt utvinning av petroleum fra eksisterende plattformer samtidig som et stort antall nye felt bygges ut samtidig. Det økte behovet for personell kombinert med økte kompetansekrav hos den enkelte, har medført at en ikke har maktet å lære opp personellet og gi dem en god trening raskt nok.

Denne situasjonen har vært medvirkende til at en har fått unødvendige feil og ineffektivitet i operasjonene. Korrektive tiltak i en virksomhet med høyst spesialiserte tjenester som deles mellom flere riggoperasjoner blir både tidkrevende og dyre.

Et videre arbeid med å få mer integrerte tjenester, en større grad av flerferdighet og en økt kompetanse og operasjonell trening er virkemidler som synes aktuelle for å bedre kvaliteten i operasjonene.

Det viktigste kostnadselementet ved produksjonsbrønner er riggratene. Operatørene forsøker å sikre riggtilgang og sikre seg mot markedssvingninger ved å inngå langsiktige kontrakter. I de tilfellene der en må leie inn ekstra kapasitet for å kompensere for forsinkelser eller at utvikling av nye fartøytyper ikke lykkes, har en på grunn av stor etterspørsel på det norske markedet fått mye høyere rater enn det som var forutsatt på PUD-tidspunktet. Denne sterke stigningen i rater er illustrert i figur 9.3.



Figur 9.3 Dagrater for borerigger
Kilde: Fearnley Offshore AS

9.4 Plattformer

I tabell 9.3 er det vist en oppstilling over de plattformene som har hatt en kostnadsøkning som er større enn 10 pst. Norne, Varg og Åsgard B prosjektene er ikke med på oppstillingen nedenfor da de har neglisjerbare kostnadsendringer i forhold til PUD.

Tabell 9.3: Kostnadsutvikling for plattformer

Prosjekt	Andel av prosjektkostnad pst.	Økning PUD → siste CCE pst.	Bærestr pst. andel av plattform	Bærestr pst. økning	Dekksanl pst. andel av plattform	Dekksanl pst. økning
Plattformer – flytere						
Balder	46 pst.	68 pst.				
TOGP (Troll C)	24 pst.	33 pst.	23 pst.	-20 pst.	77 pst.	66 pst.
Åsgard A	15 pst.	33 pst.	45 pst.	80 pst.	55 pst.	9 pst.
Visund	35 pst.	30 pst.	15 pst.	31 pst.	85 pst.	30 pst.
Jotun	65 pst.	14 pst.				
Njord	40 pst.	8 pst.	16 pst.	8 pst.	84 pst.	8 pst.
Plattformer – faste						
Oseberg øst	45 pst.	21 pst.	16 pst.	-21 pst.	84 pst.	35 pst.
Oseberg sør	36 pst.	6 pst.	11 pst.	-4 pst.	89 pst.	7 pst.

Både bunnfaste plattformer og flytende produksjonsinnretninger har hatt kostnadsøkninger på mellom 10 pst og 35 pst. Unntaket er Balder som har vært gjenstand for større ombygginger etter at operatøren overtok plattformen og denne plattformen har hatt en kostnadsøkning på over 60 pst.

Fordeling av kostnader mellom bærestruktur og dekksanleggene er vist i høyre del av tabell 9.3. De viktigste årsakene til økningen på bærestrukturen til Åsgard A er dels en undervurdering av arbeidsomfang og dels at skroget ikke kunne fullføres ved byggeverkstedet i Japan i tide og derfor ble tatt til verft på Stord for ferdigstilling. Økningen på dekksanlegget på Troll C skyldes i hovedsak en undervurdering av omfanget av prosjektet.

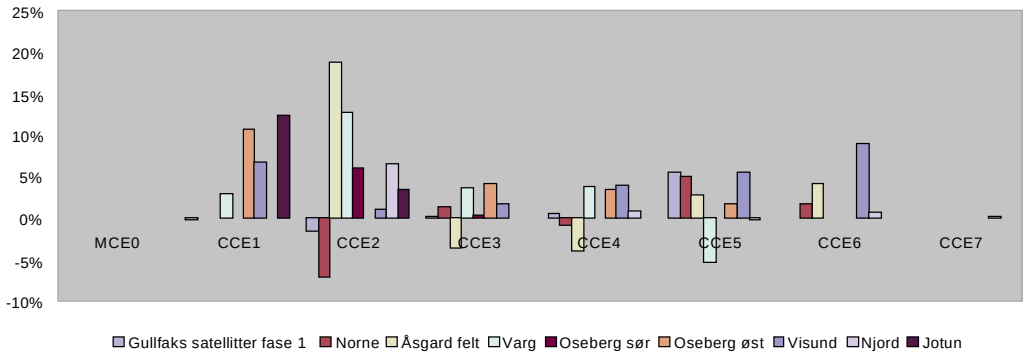
Prosjekterings- og ledelseskostnader er ikke vist i detalj, men disse kostnadene følger i store trekk den samme utviklingen som en ser for plattformkostnadene. Der en har hatt store økninger i plattformkostnadene har en hatt tilsvarende økning i kostnadene med å prosjektere, lede og følge opp byggearbeidene.

Tabell 9.4: Andel av prosjektkostnad og prosentvise kostnadsoverskridelser for plattform

Prosjekt	Andel av prosjektkostnad pst.	Økning PUD → siste CCE
Ledelse og prosjektering		
Balder	15 pst.	231 pst.
TOGP	7 pst.	96 pst.
Varg	8 pst.	79 pst.
Jotun	9 pst.	27 pst.
Oseberg øst	7 pst.	20 pst.
Visund	14 pst.	155 pst.
Åsgard felt	14 pst.	31 pst.

9.4.1 Prosjektenes startgrunnlag ved PUD

Med prosjektets startgrunnlag menes det budsjett og de budsjettforutsetninger som legges til grunn for en feltutbygging. Hvis forutsetningene er gale og/eller budsjettet er for lavt, er disse feilene i startgrunnlaget en årsak til kostnadsoverskridelsene.



Figur 9.4 Anlegg – kostnadsutvikling over tid

Figur 9.4 viser den prosentvise endringen i estimatene ved ulike tidspunkter i prosjektgjennomføringen. De største endringene finner sted relativt tidlig i prosjektgjennomføringen, ved CCE1 og CCE2 oppdateringen, rundt regnet 1 år etter at PUD-estimatet ble utarbeidet. På dette tidspunktet er prosjekteringen kommet godt i gang, noen av de større kontraktene er inngått, og en har fått fastlagt de fleste komponentene og hoveddetaljer i utførelsen av anleggene, noe som gir grunnlag for bedre kvalitet i estimatene.

Det er vanskelig å skille mellom kostnadsoverskridelser som skyldes feil startgrunnlag og overskridelser som knytter seg til uforutsette problemer i gjennomføringen. For svært mange forhold er det likevel mulig å spore kostnadsoverskridelsene tilbake til feil og mangler i forutsetningene.

Det vil alltid ligge en usikkerhet i markedet og i de kontrakter operatøren har inngått/vil inngå. Denne usikkerheten avhenger sterkt av hvilken kontraktsmodell operatøren velger for utbyggingen. Dersom det ikke er inngått kontrakter på PUD-tidspunkt, vil usikkerheten være knyttet til markedet og operatørenes evne til å sette ut og styre de ulike kontraktene. Dersom operatøren velger leverandør før PUD, vil denne usikkerheten knytte seg til pålitelighet i prosjektforutsetningene og til risikofordelingen i kontraktene.

Det er fire forhold som spesielt har påvirket PUD-estimatene i den aktuelle perioden:

1. Overgangen fra tradisjonell til ny gjennomføringsmodell med valg av leverandør før PUD er godkjent
2. Underestimering som en følge av det spinkle startgrunnlaget og undervurdering av usikkerhet
3. Uavklarte prosjektforutsetninger i prosjektdefinisjonfasen
4. For lite kritisk holdning til ekstrapolering av oppnådde forbedringer fra foregående prosjekter inn i estimeringen av nye prosjekter

(a) Overgangen fra tradisjonell til ny gjennomføringsmodell med valg av leverandør før PUD er godkjent.

Tildeling av totalkontrakter før PUD har medført en helt vesentlig endring av prosessen som fører fram til PUD-estimat. I den tradisjonelle gjennomføringsmodellen før norsok besto prosessen som regel i at operatøren estimerte utbyggingen basert på en forprosjektering på den valgte utbyggingsløsning og sin erfaringsdatabase. Avhengig av hvor langt en var kommet i den tekniske definisjon av utbyggingsløsningen, ble det lagt inn usikkerhetsfaktorer på mengdeanslagene.

Erfaringsdatabasen var bygget opp av de erfaringstall en hadde fra gjennomføringen av andre prosjekter og operatørens egen oppfølging og styring. Kostnader som oppstår i grensesnitt mellom kontrakter, vekst som følge av lav modningsgrad og mangler i prosjektering, forsinkede materialleveranser, uferdige produkter (f.eks. moduler) er blant de vanskeligste å estimere. Med ny gjennomføringsmodell og valg av leverandør før PUD, ble estimatene i langt større grad bestemt av disse leverandørenes pristilbud.

Operatørene satte ut kontrakter på store elementer (plattform, undervannsløsninger), og det var ikke antatt forhold av betydning som ville skape kostnader i grensesnittet mellom disse kontraktene. Operatøren hadde derfor tro på at de ville eliminere mye av den tidligere estimatusikkerheten ved at leverandørene tok ansvar for konsept og pris.

Det motsatte har vist seg å være tilfelle ved at usikkerhetene i estimatene økte med den nye gjennomføringsmodellen. Dette skyldes bl.a.:

- Leverandørene baserte ikke sin prising på erfaringstall fra totalleveranser, men med basis i kalkylemanualer som ikke inneholdt tilstrekkelige påslag for den «plunder og heft» som oppstår i grensesnittene. Denne underestimeringen ble forsterket med manglende erfaringsgrunnlag for nye utbyggingsløsninger (flytende produksjonsinnretninger) og den korte gjennomføringstiden (større risiko for «plunder og heft»).
- Leverandørene hadde ikke erfaring som gjorde at de tok høyde for de kostnader som oppsto i grensesnittet mellom store underleveranser og hovedleveransen (skrog/boligkvarter/borepakke/moduler).
- Leverandørene beregnet mengder, timetall og risikopåslag for grensesnittkostnader i en konkurransesituasjon. Til tross et høyt aktivitetsnivå har

en ikke fått «selgers marked» fordi en alltid har hatt den situasjonen at siste anbud i en serie med kontraktstildelinger ble levert før første tildeling av første kontrakt og at det var tilstrekkelig anbydere til å få en reell konkurranse med minst tre anbydere på hver kontrakt.

- I tillegg ble det skapt en «toget går»-situasjon for leverandørene ved at det å etablere seg som totalleverandør med egne konsept ble sett på som strategisk viktig.

Denne økningen i usikkerheten i estimeringen har betydning for pålite-ligheten av PUD-estimatet fordi operatøren i de fleste av totalkontraktene fortsatt bar en betydelig del av risikoen ved at han ikke inngikk rene fastpriskontrakter. I de fleste kontraktene gjelder dette for prosjekteringstimer, mengder, utstyrsleveranser og uttesting. I flere kontrakter gjelder det også for fabrikasjonstimer.

I norsok-rapporten om samarbeid operatør-leverandør blir det satt fokus på at overføring av ansvar fra operatør til leverandør ville medføre en stor endring i risikobildet. Det ble anbefalt at risikoforståelse, risikohåndtering og påslag for risiko skulle behandles i detalj før kontraktsinngåelse.

I de kontraktene hvor operatøren har benyttet totalleverandørens pris i sin PUD uten vesentlige påslag for usikkerhet er denne norsok-anbefalingen ikke blitt tatt til følge. En slik endring i estimeringsmetode har medført at usikkerhetspåslagene er betydelige lavere og at den innebygde forsiktigheten i anslagene er blitt borte.

(b) Underestimering som en følge av det spinkle startgrunnlaget og undervurdering av usikkerhet

Startgrunnlaget (PUD-estimat) vil alltid ha en betydelig usikkerhet i seg, fordi det på PUD tidspunkt fortsatt vil gjenstå betydelig prosjekteringsarbeid for å definere den tekniske løsningen. På beslutningstidspunktet er det investert i størrelsesorden 3-5 pst. av de totale utbyggingskostnader, og dette investeringsnivået representerer en begrensning på hvor langt en kan utvikle utbyggingsløsningen.

Sikkerheten i de mengdeestimater som gjøres, avhenger av hvor langt fram en fører prosjekteringsarbeidet i estimeringsøyemed, hvor gode metoder en har for å estimere mengder og hvilken forsiktighet som ligger i denne metoden i form av erfaringstall fra tidligere prosjekt.

Det er en nær sammenheng mellom overskridelser knyttet til innføring av ny teknologi og spinkelt startgrunnlag. Med innføringen av nye utbyggingsløsninger manglet en pålitelige erfaringstall, hvilket førte til økt risiko for underestimering av arbeidsomfang når startgrunnlaget i tillegg var spinkelt.

Kombinasjonen av at prosjektering ikke er ført langt nok i utvikling av konsept og at en ikke hadde gode nok metoder for å estimere mengder og arbeidsomfang med basis i et konsept med lav definisjonsgrad, har ført til en betydelig underestimering på de fleste av prosjektene. Dette representerer en stor andel av overskridelsene på plattformene.

(c) Uavklarte prosjektforutsetninger i prosjektdefinisjonsfasen

Det vil alltid knytte seg en usikkerhet til forutsetningene for en utbygging slik som reservoardata, ytelseskrav for prosessanlegget o.l. Denne usikkerheten er avhengig av hvor godt forarbeid operatøren har vært i stand til å gjøre, og

om det finnes forhold som det ikke er mulig å avklare på beslutningstidspunktet.

Kort definisjonsfase og tidlig definisjon av prosjektforutsetninger forut for anbudskonkurransen om totalkontrakten har ført til økt usikkerhet i prosjektforutsetningene. Når anbudskonkurranse og kontraktstildeling skjer i parallell med at rammebetingelser blir fastlagt i PUD-prosessen fører dette til en ytterligere komplisering. På flere prosjekter har det kommet vesentlige endringer i prosjektforutsetningene i fasen mellom kontraktstildeling og PUD og etter PUD godkjenning.

Det har skjedd betydelige endringer av prosjektforutsetningene på en majoritet av prosjektene og dette representerer en vesentlig andel av overskridelsene.

(d) For lite kritisk holdning til ekstrapolering av oppnådde forbedringer fra foregående prosjekter inn i estimeringen av nye prosjekter

PUD-estimatene er blitt påvirket av en ukritisk videreføring av oppnådde forbedringer fra foregående prosjekter.

Den tradisjonelle prosjektgjennomføringen i olje- og gassindustrien hadde rom for store forbedringer med sin byråkratiske organisering der det oppsto merkostnader p.g.a

- en rekke ikke-verdiskapende rapporterings og oppfølgingsaktiviteter
- manglende kommunikasjon mellom prosjektering, innkjøpsorganisasjon og verkstedene
- store grensesnittkostnader forårsaket av kontraktuelle skott.

Forut for og i parallell med norsok ble det løst opp i denne prosjektgjennomføringen, ved at en i noen prosjekter førte partene sammen og verdiskapning og effektivisering ble fokusert. Dette skjedde dels i prosjekter med oppdelte kontrakter, dels i prosjekt med nye samarbeidsformer som integrerte lag og allianser.

Fra alle disse prosjekter ble det meldt om radikale forbedringer, store besparelser og eksempler på effektivisering. Det var derfor en industri preget av stor optimisme som gikk inn i de nye totalkontraktene.

Prosjektestimatene ble basert på beste oppnådde produktivitetstall både i prosjektering og bygging, uten påslag for manglende erfaring med nye utbyggingsløsninger. Priser på store underleveranser ble tatt inn i prisen uten tilstrekkelige påslag for kostnader som ville oppstå i grensesnittet mot hovedkontrakten.

I ettertid har det vist seg at estimatene i de fleste av prosjektene har vært urealistisk lave, men i den optimistiske atmosfære som rådde i bransjen, var det utvilsomt en ekte tro på at en ville klare å gjennomføre prosjektene i henhold til disse estimatene.

I tillegg til denne lite kritiske optimismen og troen på forbedring var det to forhold som medvirket til at en satte seg for høye ambisjoner i disse prosjektene.

For det første rådde det et klima i norsokperioden der det var dårlig latin å mane til forsiktighet. Når forsiktighet ble lagt til side og en ikke la nok vekt på å forstå hva som krevdes for å lykkes, må det ha en sammenheng med den «norsok-ånden» som rådde.

For det andre ble det i flere prosjekt forut for anbudskonkurransen etablert ambisiøse mål for å redusere utbyggingskostnadene. Dette la et klart

press på anbyderne for å få ned kostnadene. Målene kunne etableres på bakgrunn av de studier der de samme leverandørene ga budsjettpriser. Det kan være flere grunner for å presse kostnadene så lavt ned som mulig;

- Tilstrekkelig lønnsomhet for at utbygging skal bli besluttet (som var hovedhensikten med norsok)
- Prosjektet konkurrerer med andre prosjekt om gassallokering
- Konkurranse mellom ulike konsepter for samme utbygging (f.eks. løsning basert på selvstendig utbygging kontra tilknytning til eksisterende felt)
- Ønske om å få utbyggingskostnad lavere enn 5 milliarder kr for å få en forenklet PUD-behandling.

Sammen med lave usikkerhetspåslag og underestimering er disse forholdene vesentlige for de store overskridelsene.

9.4.2 Introduksjon av ny teknologi - flytende produksjonsinnretninger

Flytende produksjonsinnretninger var tatt i bruk forut for norsok-perioden med prosjekter som Snorre, Troll B og Heidrun. I denne perioden fikk en ny generasjon flytende produksjonsinnretninger sitt gjennombrudd. De tidligere prosjektene var basert på store dekksstrukturer som hvilte på «gravitasjonsskrog». Med produksjonsskip og halvt nedsenkbare produksjonsinnretninger i stål ble det introdusert flytere der dekk og skrog spilte sammen som en konstruksjon og der skrogdelen tenderte mer i retning mot tradisjonelle maritime konstruksjoner enn offshorekonstruksjoner.

Et potensial for kostnadsreduksjon med denne type konstruksjoner, var å utnytte de effektive produksjonslinjene og løpebåndproduksjonen av skrog på skipsverft, samt å utnytte konkurransen i det internasjonale skipsbyggingsmarkedet.

Utvalget har ikke funnet holdepunkter for at nye teknologielementer har vært en vesentlig årsak for overskridelser i den forstand at en har erfart uforutsette funksjonelle problemer.

De overskridelsene som knytter seg til underestimering av de flytende løsningene pga. manglende erfaringsgrunnlag er behandlet under «prosjektenes startgrunnlag ved PUD» (jf. 9.4.1). De spesielle gjennomføringsmessige utfordringene ved dekksanlegget på disse løsningene er behandlet under <prosjektgjennomføring» (jf. 9.4.4). Utvalget har derfor begrenset de årsaksforhold som er relatert til introduksjon av ny teknologi til følgende:

- Bruk av skipsverft som skrogleverandører for flytende produksjonsinnretninger.
- Problemene knyttet til bruk av maritimt regelverk i overlapp med Oljedirektoratets regelverk.
- De spesielle utfordringene knyttet til prosjektering av dekksanlegget på halvt nedsenkbare produksjonsinnretninger.

(a) Bruk av skipsverft som skrogleverandører for flytende produksjonsinnretninger

Bruk av skipsverft for flere produksjonsskip har vært en dyrekjøpt erfaring. Det er brukt nye leverandører som ikke har hatt tilsvarende leveranser til det norske markedet tidligere. Kostnadsoverskridelsene har i første rekke kommet som en følgekostnad ved at disse skipsverftene har levert skrogene for

sent, i uferdig tilstand og med betydelige kvalitetsavvik. Dette har hatt store kostnadskonsekvenser for alle etterfølgende aktiviteter og for operatørens oppfølgningskostnader.

Det er fire hovedårsaker til disse problemene;

1. Ved tildeling av kontraktene til disse verftene ble det for ensidig lagt vekt på ståldelen av jobben, og det ble ikke gjort grundig nok arbeid for å forsikre seg om at verftene behersket utrustningsfasen og at kvalitetskrav og gjeldende regelverk var forstått.
2. Skipsverftene har ikke hatt tilstrekkelig innsikt i oppdragets kompleksitet, olje- og gassindustriens kvalitetskrav og regelverk.
3. Det har ikke vært god nok forståelse av hvilken rolle klassifiseringsselskapet har på verftet og en har for sent innsett at det var nødvendig med en sterkere oppfølging fra oppdragsgivers side.
4. Skipsverft har ikke tilstrekkelig erfaring og nødvendig fleksibilitet for å kunne implementere endringer som leveransene til olje- og gassindustrien krever.

Overskridelser som skyldes bruk av skipsverft har en sammenheng med ny gjennomføringsmodell. På flere prosjekter med tildeling av kontrakter før PUD er kontrakten med skipsverftet inngått på et tidlig tidspunkt, med spinkelt startgrunnlag, og med risiko for at alle forhold ikke var avklart.

I noen tilfeller er skrogene tatt til Norge for ferdigstilling for å unngå forsinkelser i prosjektet. For andre produksjonsanlegg har en valgt å utsette levering for at verftet skulle ferdigstille anleggene innenfor avtalt kostnad. Forsinkelsen i ferdigstillelse og dermed utsettelse av produksjonsstart representerer en vesentlig del av kostnadsoverskridelsene på disse prosjektene.

(b) Problemene knyttet til bruk av maritimt regelverk i overlapp med Oljedirektoratets regelverk

Utgangspunktet for produksjonsskipene var å kombinere skipsfartsteknologi med offshoreteknologi. En hadde som mål å ta det beste fra begge gjennom å kombinere regelverk på en mest mulig kostnadseffektiv måte. Dette har en ikke lykkes fullt ut med fordi det isteden har oppstått et motsetningsforhold mellom maritimt regelverk og offshoreregelverk. Dette inntreffer på de områdene hvor offshoreregelverket stiller strengere krav enn det maritime regelverket, og i gråsonen mellom skipssystemene og systemene som tilhører dekksanlegget.

Problemene skyldes ikke minst at leverandør, det være seg totalleverandør eller skipsverft, har påtatt seg designansvar på et skip som er utviklet i henhold til klassekrav uten å ha den fulle oversikt over hvilken innvirkning Oljedirektoratets regelverk vil ha.

Dette forholdet har hatt en betydning for noen produksjonsskip som en medvirkende årsak til at skrog ble forsinket og levert uferdig, men også i form av overskridelser for leverandøren.

(c) De spesielle utfordringene knyttet til prosjektering av dekksanlegget på halvt nedsenkbare produksjonsinnretninger

Utviklingen av produksjonssemi'ene var basert på en tradisjonell boreriggdesign. En benyttet også i stor grad kompetanse fra boreriggdesign i denne utviklingen. Noen sentrale problemstillinger i transformasjonen fra borerigg

til produksjonsplattform ble undervurdert fordi de to fagmiljøene (rigg og offshore) ikke hadde tilstrekkelig innsikt i hverandres områder. Dette har ført til spesielle problemer for prosjektering av dekksanleggene for de halvt nedsenkbare produksjonsinnretningene:

1. De halvt nedsenkbare produksjonsinnretningene er vektsensitive, dvs. at dekkets vekt og tyngdepunkt er optimalisert i forhold til skrogets bæreevne. Den veksten i mengder som har forekommet på alle prosjektene, har spist opp vektreserver og gitt store utfordringer i prosjekteringen.
2. Bruk av platekonstruksjoner i flyterdekket er en utfordring når det skjer endringer i prosjektering av prosessanlegg eller hjelpesystemer fordi en slik endring medfører en større konstruksjonsmessig endring med utsparing og lokal forsterkning.
3. Flyterløsningene hadde sitt utspring i boreriggdesign der det er andre krav til utmatting enn for produksjonsinstallasjoner. Under detaljprosjektering har en derfor måttet velge mindre fabrikasjonsvennlige løsninger enn antatt som en følge av utmattingsberegninger.

Disse forholdene har vært en medvirkende årsak til de spesielt store overskridelsene på prosjektene med halvt nedsenkbare produksjonsinnretninger.

9.4.3 Organisering av prosjekter og samarbeid

Prosjektene i norsok-perioden kjennetegnes av overgangen til totalkontrakter. En leverandør har ansvaret for å levere en komplett plattform. Med overgangen til totalkontraktene ble kontraktssummene langt større enn tidligere og likeledes leverandørens risikoeksponering.

Det fantes ingen standard kontrakt for disse totalleveransene, og det er derfor mange ulike kontraktsvarianter og insentivmekanismer som er benyttet. Likeledes varierer organiseringen mellom operatør og leverandør fra et tradisjonelt kunde/leverandørforhold til integrert prosjektorganisasjon. Et annet særtrekk i organiseringen av prosjektene er bruk av operatørens rammeavtaler som ble transportert til leverandørene.

Følgende forhold ved de nye organisasjons- og samarbeidsformene har etter utvalgets mening tilknytning til kostnadsoverskridelsene:

- Operatørens risiko ved overgangen til totalkontrakter.
- Uavklarte forutsetninger for kontrakten.
- Kontraktuell uenighet.

(a) Operatørens risiko ved overgangen til totalkontrakter

Operatørene har i de fleste av prosjektene i perioden valgt totalleveranser, med svært store kontraktsbeløp og med en tidlig tildeling før PUD.

I den tradisjonelle prosjektgjennomføringsmodellen med oppdelte kontrakter var operatøren eksponert for den kontraktuelle risiko som oppsto i grensesnitt mellom prosjektering og bygging, p.g.a. endringer og forsinkelser.

Med totalkontrakten øker risikoen for at endring av prosjektforutsetninger får en konsekvens, fordi de låses (kontraktuelt) på et tidlig tidspunkt. Derimot overføres en stor del av estimeringsrisikoen og gjennomføringsrisikoen til totalleverandøren.

Leverandørenes kontraktuelle eksponering er økt betydelig. Dette skyldes både at kontraktsansvaret er økt vesentlig som følge av økt kontraktverdi, og at de har gått inn i kontraktene med basis i et spinkelt startgrunnlag som de ikke var i stand til å bedømme. Dertil kommer at gjennomføringen av prosjektene har bydd på store utfordringer samtidig som en har gått inn i prosjektene med optimistiske estimater.

Operatør og leverandør har stått sammen om prosessen som skulle lede fram til betydelig lavere utbyggingskostnader, men de møter problemer når insentivsystemene ikke fungerer fordi estimatene har vært urealistiske og målene for ambisiøse. Selv om en betydelig andel av risiko er overført til leverandøren, har dette forholdet allikevel ført til kostnadsoverskridelser for operatøren på flere prosjekt. Dette har skjedd når overskridelsene er så store at operatøren er best tjent med å fornye insentivene for å sikre gjennomføringen av prosjektet.

Dette forholdet har medført betydelige kostnadsoverskridelser på de prosjektene der operatørene har funnet det riktig å reforhandle kontraktene med leverandørene. Det finnes derimot ingen holdepunkter for å si at leverandørene har utnyttet den situasjonen som har oppstått når prosjektforutsetningene har endret seg til å blåse opp kostnadene. Overgangen til totalkontraktene har tvert i mot ført til en alvorlig forverring av resultatene for leverandørene.

(b) Uavklarte forutsetninger for kontrakten

Flere av kontraktene som ble etablert i norsok-perioden baserte seg på nye elementer som partene ikke hadde noen særlig erfaring med. Dette kunne medvirke til at operatør og leverandør ikke hadde samme oppfatning av hvilke forutsetninger som lå til grunn for kontrakten.

Slike forhold er:

norsok standarder

I norsok-prosjektene tok en i bruk de nye norsok standardene. Særlig på de områder som bestemmer plattformens funksjonalitet, er dette funksjonsstandarder. I og med at hverken operatør eller leverandør hadde erfaring i bruk av disse funksjonsstandardene, oppsto det på flere prosjekt diskusjon om tolkningen av standardene. Dette har medført kostnadsoverskridelser i form av endringer til kontrakten, direkte økning av kostnad der operatør bar ansvar for prosjekteringstimer og mengder, samtidig som det representerer en andel av omtvistede endringer på noen prosjekter.

Forholdet med usikkerhet rundt tolkning av norsok-standardene representerer en andel av overskridelsene på de fleste prosjektene.

Operatørens rammeavtaler

I norsok-perioden har flere av operatørene anvendt rammeavtaler med utstyrs- og materialleverandører. Disse rammeavtalene er tiltransportert totalleverandøren, som må ta ansvaret for dem i sin leveranse.

Dette har medført en kontraktuell utfordring i de tilfeller at:

- rammeavtaleleverandøren har kunnet øke sin pris fordi ikke alle forhold ble avklart på leveransetidspunkt,
- rammeavtaleleverandøren ikke har vært i stand til å innfri de forpliktelser

som totalleverandøren har forutsatt.

Denne problemstillingen har medført overskridelser på enkelte prosjekter for noen av de rammeavtalene som er benyttet, i form av endringer til kontrakten eller økning av kostnadselementer i målbudsjett. Dette er en mindre del av overskridelsene.

Integrerte prosjektorganisasjoner

I noen få prosjekter har operatøren og totalleverandøren organisert prosjektet i integrerte prosjektorganisasjoner for å forenkle beslutningsprosessen og redusere prosjektoppfølgingskostnadene. Denne organisasjonsformen kan føre til overskridelser når integrasjonen fører til at beslutningsprosessen ikke blir effektiv, eller at operatørens personell påvirker design i retning av «driftsmessig lønnsomme, men dyre løsninger».

Utvalget har ikke grunn til å tro at dette forholdet representerer et bidrag til overskridelsene av betydning på disse prosjektene.

(c) Kontraktuell uenighet

I flere av prosjektene har det vært uenighet om ulike forhold er endringer i.h.t. kontrakten eller ikke. Denne kontraktuelle uenigheten kan resultere i økte overskridelser når uenigheten resulterer i at denne «endringen» ikke blir implementert så effektivt som mulig.

Dersom operatøren har lagt inn små usikkerhetspåslag på toppen av leverandørens kontraktssum, vil dette øke risikoen for at en får en kontraktuell uenighet, fordi det ikke finnes noe å forhandle om innenfor budsjett.

Det er en sammenheng mellom dette punktet og kort gjennomføringstid fordi konsekvensene av manglende beslutninger p.g.a. kontraktuell uenighet vil bli større jo strammere tidsplanen er. Faren for at det oppstår en kontraktuell uenighet øker dersom endringer introduseres i et prosjekt med stram tidsplan.

På prosjekter der det har oppstått tilspissede kontraktuelle situasjoner mellom partene er det grunn til å tro at dette har gitt økte kostnader, både for operatør og leverandør.

9.4.4 Prosjektgjennomføring

Prosjektgjennomføringen i de aktuelle prosjektene kjennetegnes av kort prosjektgjennomføringstid der en har kortet ned på tiden både i fasen forut for igangsettelse av prosjektet og i selve prosjektet. Andre forhold som kjennetegner prosjektgjennomføringen er overgangen til totalleveranser og det høye aktivitetsnivået i bransjen.

I behandlingen av overskridelsene vil utvalget relatere følgende til prosjektgjennomføringen:

- Redusert gjennomføringstid og parallellitet mellom aktiviteter.
- Leverandørenes evne til å gjennomføre totalleveranser.
- Operatørens økte prosjektoppfølgingskostnader.
- Det høye aktivitetsnivåets innvirkning på ressurssituasjonen.

(a) Redusert gjennomføringstid og parallellitet mellom aktiviteter

Kort gjennomføringstid fra kontraktsinngåelse til ferdig testet plattform på verkstedet har medvirket til kostnadsoverskridelser. Overlappet mellom prosjektering, bygging og ferdigstillelse er økt i forhold til tidligere prosjekter. Dette har økt risikoen for at forstyrrelser og feil i den ene fasen umiddelbart har fått konsekvenser for neste fase.

Prosjektering har vært på kritisk linje fra oppstart av prosjektene. En har ikke klart å unngå forsinkelser og at arbeid har måttet gjøres om igjen i prosjekteringsfasen, spesielt p.g.a. følgende forhold:

- Kompleksiteten av prosjekteringsoppgaven på store og kompakte dekksanlegg (spesielt halvt nedsenkbare produksjonsinnretninger).
- Økt prosjekteringsomfang (mengdeøkning) og undervurdering av prosjekteringstimer.
- Nye tekniske problemstillinger en ikke har hatt tilstrekkelig erfaring med.
- Manglende erfaring i prosjektering med funksjonsspesifikasjonene.

Forsinkelser og endringer fra prosjektering har medført forstyrrelser. Arbeid har måttet gjøres om igjen og det har vært behov for forsering i byggeperioden som har forplantet seg videre inn i testfasen. I tillegg har en hatt de tradisjonelle problemene med forsinkede material- og utstyrsleveranser som er blitt forsterket av den høye aktiviteten.

Den korte gjennomføringstiden er blitt enda mer kritisk når det har inntruffet endringer i prosjektforutsetningene. I og med at prosjektering har vært på kritisk linje fra prosjektstart, har endringer i prosjekteringsfasen medført større forstyrrelser og hatt større konsekvenser enn det som var tilfelle i de tradisjonelle detaljprosjekteringskontraktene der det var innarbeidet praksis å studere alternative tekniske løsninger.

Fordi leverandører av større elementer (boligkvarter, borepakker, systempakker) har hatt tilsvarende problemer med stramme tidsplaner, har disse elementene blitt levert uferdige til sammenstillingsverkstedet. Overført arbeid medfører også kostnadsøkning fordi det krever langt flere timer å ferdigstille disse elementene i sammenstillingsfasen.

For flere av prosjektene har en på grunn av den korte gjennomføringstiden ikke lykkes i å ferdigstille plattformen på sammenstillingsverkstedet. En har derfor tatt med seg et uferdig produkt til havs. Dette har gitt økte ferdigstillelsekostnader for operatøren.

Kostnadsøkning p.g.a. kort gjennomføringstid representerer en andel av overskridelsene på de fleste av prosjektene. Det er grunn til å tro at det har slått mest ut på de største og mest kompliserte prosjektene.

(b) Leverandørenes evne til å gjennomføre totalleveranser

I de tradisjonelle oppdelte kontraktene var leverandørene spesialister på prosjektering, innkjøp og fabrikasjon, mens det var operatøren som organiserte prosjektene og styrte enkeltelementene og grensesnittene.

Overgangen fra oppdelte kontrakter til totalleveranser skjedde svært raskt uten betydelig erfaringsoverføring fra oljeselskapene til leverandørene. Det området der leverandørene hadde minst erfaring var, på inngåelse av store underleverandørkontrakter (skrog, borepakke, boligkvarter og systempakker), styring av disse kontraktene og håndtering av grensesnitt. Det er grunn til å tro at denne manglende erfaringen har gitt seg utslag i kostnadsoverskridelser. Det var særlig på grunn av den korte gjennomføringstiden at disse

kontraktene måtte plasseres på et spinkelt startgrunnlag. I flere prosjekter representerer dette en tilleggskostnad for leverandøren, i noen tilfeller også for operatøren.

Når det gjelder gjennomføringen av totalleverandørens egne aktiviteter, dvs. prosjektering og fabrikasjon, har leverandøren ikke maktet å gjennomføre prosjektene så effektivt som forutsatt. Dette henger likevel nært sammen med undervurdert arbeidsomfang og endringer i prosjektforutsetningene. Utfordringene på produksjonsskip med en stafettveksling mellom skipsverft og offshoreverft midt i prosjektet er også blitt undervurdert. Det samme gjelder kompleksiteten i de store dekkene på halvt nedsenkbare plattformer

Vekst i prosjektering, på underleverandørkontrakter og i sluttfasen av fabrikasjonsfasen tilsier at en andel av overskridelsene kan tilskrives at prosjektene ikke er gjennomført så effektivt som forutsatt. Disse overskridelsene henger likevel nær sammen med undervurdering av omfang og kompleksitet og endringer.

(c) Operatørens økte prosjektoppfølgingskostnader

I samsvar med norsoks prinsipper skulle operatørene redusere sine prosjektoppfølgingskostnader og overlate ansvaret til leverandøren. Dette har i stor grad blitt gjennomført, men på enkelte prosjekt som har kommet ut av kontroll, har operatøren reversert dette og styrket sin oppfølging vesentlig. Dette gjelder spesielt for skrogleveransene fra skipsverft, men også på noen dekksanlegg.

På ett prosjekt har operatøren gjort dette som en konsekvens av foregående dårlige erfaring. På disse prosjektene representerer dette betydelige beløp.

(d) Det høye aktivitetsnivåets innvirkning på ressurssituasjonen

Foruten en prisøkning på innkjøpselementer/kontrakter som ikke var bundet opp på PUD-tidspunkt, har det høye aktivitetsnivået hatt en innvirkning på gjennomføringen av prosjektene. Dette skyldes ikke minst at arbeidsomfanget har vært undervurdert slik at ressursbehovet har vært mye større enn forutsatt. Det skyldes også uforutsette forhold som overført arbeid fra skipsverft og endrede prosjektforutsetninger.

Det høye aktivitetsnivået har sannsynligvis hatt størst negativ effekt på ledelse og prosjekteringssiden både hos operatør og leverandør. Dette gjelder både for prosjektdefinisjonsfasen og prosjektgjennomføring der mange prosjekt ble igangsatt samtidig. Det var sterk kamp om ressurser mellom selskapene og et underskudd på kompetanse hos aktørene. Dette forsterket de problemene leverandørene sto overfor i de krevende totalleveransene. Utfordringen har vært spesielt stor som en følge av kort gjennomføringstid, fordi dette økte konsekvensene av kompetanseunderskudd.

Utover at mangel på ressurser har medført en kostnadsøkning i form av økte timerater (større andel innleie og økte konsulentrater) er det vanskelig å vurdere betydningen av kapasitetsproblemet utover at det har forsterket de overskridelsene som er beskrevet.

På fabrikasjonssiden har en i perioder hatt store bemanningstopper som en følge av at flere prosjekt i sammenstillingsfase har hatt stor økning i arbeidsomfang samtidig. Men det er ikke grunnlag for å si at selve kapasitets-

situasjonen har hatt noen innvirkning utover høye timerater på verkstedssiden.

9.5 Undervannsanlegg

Undervannsanleggene omfatter kostnadene ved selve brønnrammene, kontrollkabler, feltrør og stigerør. De undersøkte 13 prosjektene har hatt en samlet gjennomsnittlig økning på 16 pst. på dette kostnadsstedet. De undervannsanleggene som har hatt kostnadsøkninger over 10 pst er vist i tabell 9.5. Operatørene sier at hovedgrunnen til kostnadsøkningene er underestimering/mangler i design, men også noen prisøkninger i markedet, spesielt på stigerør.

Tabell 9.5: Andel av prosjektkostnad og prosentvis kostnadsoverskridelse for undervannsanlegg

Prosjekt	Andel av prosjektkostnad pst	Økning PUD → siste CCE pst
Åsgard	14 pst.	44 pst.
Jotun	8 pst.	36 pst.
Njord	11 pst.	26 pst.
Oseberg sør	5 pst.	19 pst.
Visund	11 pst.	11 pst.

Utvalget har ikke innhentet ytterligere data om dette området.

9.6 Landanlegg

Av de tretten prosjektene er det bare ett landanlegg, Kårstø utbyggingsprosjekt.

Dette prosjektet har hatt den største kostnadsveksten. Investeringsutviklingen ved dette prosjektet er ikke sammenlignbart med prosjektene til havs fordi det i tillegg til å bygge mottaksanlegg for gassen fra Åsgard slik det var beskrevet i den opprinnelige PAD, er foretatt betydelig utvidelser av omfang.

Utbyggingen omfatter nå flere andre store prosjekter som er besluttet etter den opprinnelig utbyggingsbeslutningen. De nye prosjektene på Kårstø, dvs. etananlegget, integreringen av Naturkrafts anlegg og den delen av Europipe II og Åsgard transport som ligger innenfor gjerdet på Kårstø, er ikke omfattet av petroleumslovens PAD krav . De er derfor ikke behandlet som utvidelse av den opprinnelige PAD for Åsgardanleggene, og dette gjør sammenlikningen med andre prosjekter vanskelig. Kostnadene for de nye prosjektene er ca 2 milliarder kroner.

De anleggene som var inkludert i den opprinnelige PAD, har både gjennomgått utvidelser og vært gjenstand for kostnadsøkninger. Kapasiteten for propanutvinning er økt fra 78 til 97 pst. for å bedre inntektene, og det foretas en forhåndsinvestering på 300 mill kr for å legge til rette for fremtidig utnyttelse av Kårstøanleggene.

Årsakene til kostnadsoverskridelsen på Kårstø utbyggingsprosjekt er de samme som for prosjektene til havs. Startgrunnlaget for prosessanlegget, fastlegging av utbyggingsomfang og nødvendige modifikasjoner, er ikke grundig nok behandlet ved prosjektstart. Spesielt ble behovet for infrastruktur på anlegget da omfanget ble utvidet, kraftig undervurdert. Med det grunnlag utvalget har, kan i ettertid grenseoppgangen mellom kostnadsoverskridelser og tilleggsinvesteringer til det opprinnelig prosjekt fortone seg noe skjønnsmessig for utvalget. Utvalget har ikke hatt grunnlag til å gå videre inn på kostnadsøkningen på henholdsvis underestimering, forretningsutvikling og økte priser i markedet slik det er redegjort for av operatøren.

9.7 Marine operasjoner og øvrige kostnader

Kostnadsgruppene marine operasjoner og øvrige kostnader viser en økning på henholdsvis 15 pst og 17 pst. Disse to gruppene utgjør til sammen 6 pst av de samlede utbyggingskostnadene og består av et stort antall mindre poster. En nærmere gjennomgang av disse postene viser ikke noe bestemt mønster i kostnadsøkningen ut over de generelle trekkene som gjelder hele tallmaterialet.

Kapittel 10

Oppnådde resultater

I de foregående kapitler er prosjektenes siste kostnadsanslag sammenlignet med budsjetterte kostnader. En slik sammenligning gir informasjon om hvilke avvik prosjektene har hatt i forhold til budsjett, men sier ikke noe om feltet er bygget ut kostnadseffektivt eller ikke. Med et tilstrekkelig romslig budsjett kan et dårlig gjennomført prosjekt ende under budsjett på samme måte som et godt gjennomført prosjekt kan få kostnadsoverskridelser hvis budsjettet har vært for ambisiøst.

Ved å sammenligne de siste prosjektene med prosjekter i perioden foran, vil en finne indikatorer på om prosjektene gjennomføres mer kostnadseffektivt enn tidligere. I kapittel 10 sammenlignes prosjektene i perioden 1994-98 med en gruppe av prosjekter i perioden 1990-93, samt med to feltutbygginger på britisk kontinentalsokkel. I sammenligningen av prosjektene har utvalget brukt fire ulike måltall. Disse er; utbyggingskostnader i forhold til produksjonskapasiteten for prosjektet, kostnadene på dekksanlegg i forhold til dekksanleggets vekt, dekksanleggets vekt i forhold til prosjektets produksjonskapasitet og til slutt prosjektenes gjennomføringstid.

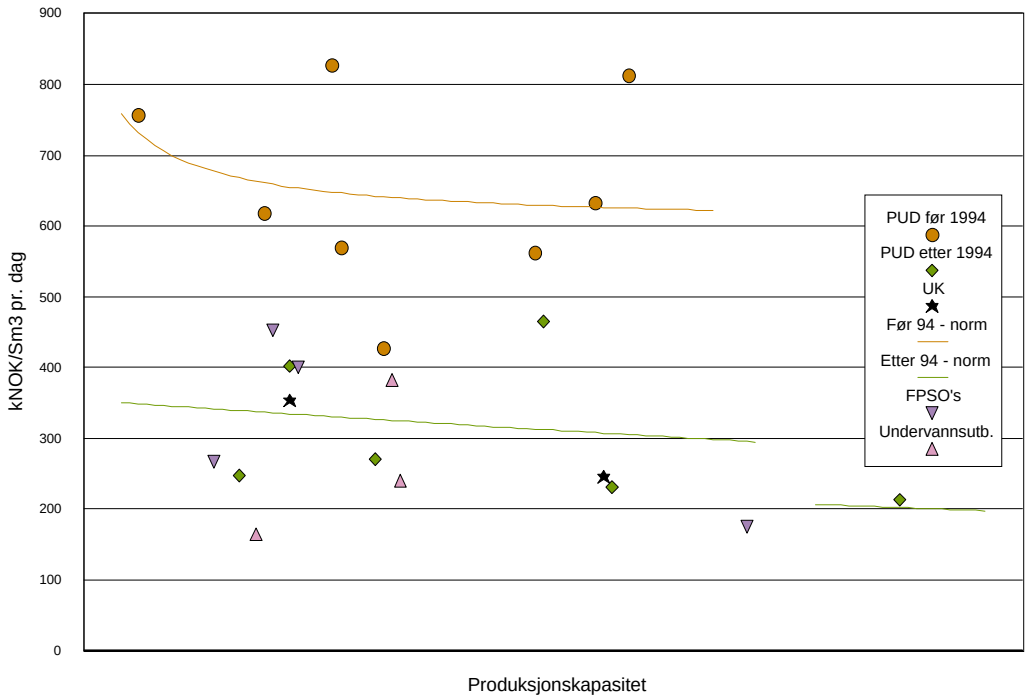
Det vil være usikkerheter knyttet til tallene fra prosjektperioden 1994-98 fordi en ennå ikke kjenner sluttkostnadene ved alle prosjektene. Dette skyldes at flere prosjekt ennå ikke er avsluttet og at det fortsatt er uavklarte sluttoppgjør mellom operatør og leverandør på noen prosjekt. I tillegg er ikke alle prosjektkostnader tatt med på flere av prosjektene fordi flere leverandører har måttet bokføre betydelige tap. Videre må en merke seg at de enkelte petroleumsfelt har svært ulike reservoarer. «Enkle» felt krever langt lavere investeringer i forhold til produksjonskapasitet enn for eksempel felt med høyt trykk og temperatur. Prosjektene i perioden 1994-98 er de samme feltutbyggingsprosjektene som utvalget har konsentrert rapporten rundt, mens feltene i perioden 1990-93 er: Brage, Draugen, Frøy, Heidrun, Oseberg C, Sleipner vest, Snorre, Statfjord satellitter, Tordis og Troll olje. De to britiske prosjektene som er tatt med for sammenligning er Andrew og Britannia. På enkelte av sammenligningene faller noen av prosjektene ut da de mangler relevante parametre (for eksempel faller rene undervannsutbygginger ut der dekksanlegg er en måleparameter).

10.1 Utbyggingskostnader i forhold til produksjonskapasitet

Et viktig måltall for industrien er hvor høye de totale utbyggingskostnadene (eksklusive boring og komplettering) er i forhold til den produksjonskapasiteten innretningen på feltet har. Denne størrelsen indikerer hvor kostnadseffektiv utbyggingen er, det vil si hvor stor produksjonskapasitet en får igjen per investerte krone. Dette er altså et mål for effekten av alle forbedringstiltak som er iverksatt, både når det gjelder teknologi og gjennomføring.

En svakhet ved dette måltallet er at den ikke tar hensyn til kostnadene som påløper i driftsfasen. På enkelte områder står utbygger foran avveiningen mellom lave investeringer i utbyggingsfasen kombinert med høye driftskostnader og høyere investeringer i utbyggingsfasen kombinert med lavere driftskostnader. Hvorvidt utbygger investerer i eget boreanlegg på plattformen, eller om borerigg skal leies inn er et eksempel på en slik avveining.

Måltallet finner en ved å dividere utbyggingskostnadene på produksjonskapasitet. Brøken viser da hvor store utbyggingskostnader som kreves for å produsere en måleenhet olje per dag på de ulike feltene. Jo lavere brøken er, dess mer produksjonskapasitet får en igjen for hver kostnadskrone. Figur 10.1 viser en grafisk fremstilling av dette for feltene i perioden 1990-93, 1994-98 og de to britiske utbyggingene.



Figur 10.1 Utbyggingskostnader i forhold til kapasitet
Felt i perioden 1990-93: Brage, Draugen, Frøy, Heidrun, Oseberg C, Sleipner vest, Snorre, Statfjord satellitter, Tordis og Troll olje. Felt i perioden 1994-98: Balder, Gullfaks satellitter fase 1, Jotun, Njord, Norne, Oseberg sør, Oseberg øst, Troll C, Varg, Visund, Åsgard. Felt på britisk kontinentalsokkel: Andrew og Britannia.

Kilde: OLF/Statoil.

Figurens y-akse viser utbyggingskostnader (alle kostnadene unntatt boring og komplettering) per produksjonskapasitet. X-aksen viser feltets totale produksjonskapasitet. Figuren viser en svak tendens til fall i kostnad per produsert enhet når produksjonskapasiteten øker. Begrunnelsen for dette er at grunnlagsinvesteringene i prosjektet fordeler seg utover en større produksjonskapasitet.

De runde merkene viser utbyggingskostnad per produsert enhet for åtte prosjekter i perioden 1990-93. Disse er Brage, Draugen, Frøy, Heidrun, Oseberg C, Sleipner vest, Snorre og Troll olje. Feltene i denne perioden varierer mellom utbyggingskostnader på drøye 800 000 kroner til døye 400 000 kroner per produksjonskapasitet Sm^3 per dag.

Rutene i figuren viser måltallene for de seks feltene som ble bygget ut med bunnfast plattform eller halvt nedsenkbar flyter i perioden 1994-98. Disse feltene er Njord, Norne, Oseberg sør, Oseberg øst, Visund og Åsgard. (Siden

Åsgardutbyggingen har en del felles kostnadsposter, er Åsgard A og Åsgard B slått sammen i denne figuren). Utbyggingskostnad per produksjonskapasitet Sm^3 per dag varierer for disse mellom drøye 500 000 kroner og drøye 200 000 kroner.

Trekantene med spiss ned viser fire felt som er bygd ut med produksjonsinnretninger med skrogform i denne perioden (Åsgard A er inkludert i Åsgard feltet som er redegjort for i forrige avsnitt). Disse er Balder, Jotun, Norne og Varg. Felt som er bygd ut med slike produksjonsinnretninger har en total utbyggingskostnad per produksjonskapasitet: Sm^3 per dag varierer mellom drøye 450 000 og ca. 180 000 kroner og synes å skille seg lite ut fra de resterende utbyggingene i denne perioden.

Trekantene med spiss vendt opp viser de tre rene undervannsutbyggingene som er kommet i de to periodene. Disse er Statfjord satellitter og Tordis i perioden 1990-93 (de to markeringene lengst til venstre i figur 10.1) og Gullfaks satellitter fase 1 i perioden 1994-98 (markeringen lengst til høyre). Nivået på undervannsutbyggingene synes å ligge på nivå med prosjektene i perioden 1994-98.

De to stjernene viser Andrew og Britannia fra britisk kontinentalsokkel. Utbyggingskostnad per produksjonskapasitet Sm^3 per dag ligger på henholdsvis ca. 350 000 kroner og 250 000 kroner for disse. I omregning til kroner er det brukt en pundkurs på 12. Disse prosjektene ligger også på nivå med de norske fra perioden1994-98.

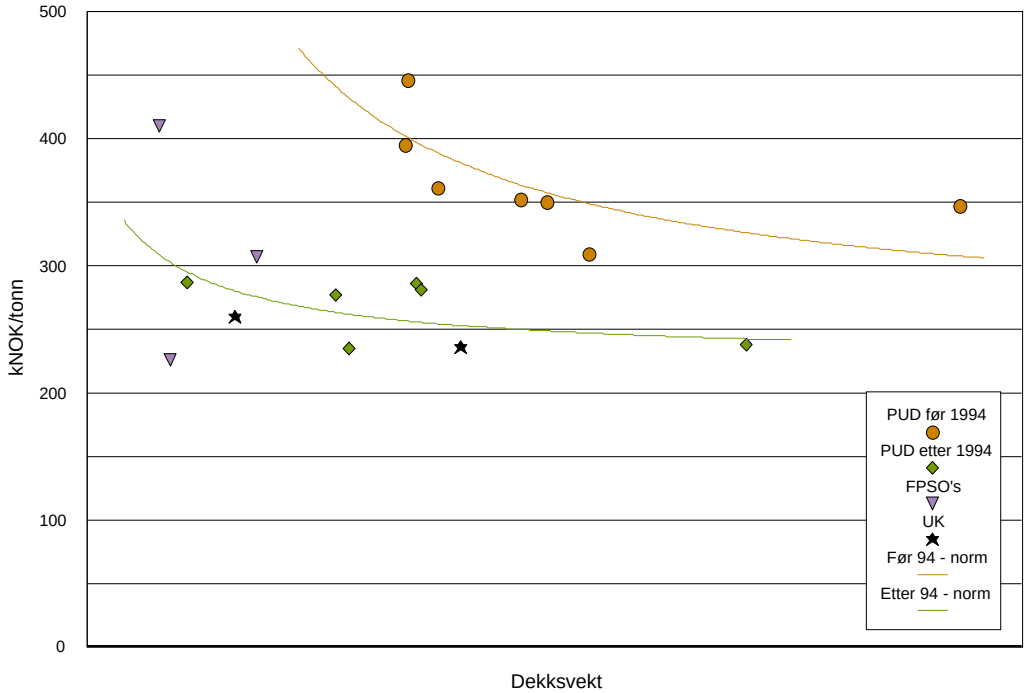
Den øverste streken i figur 10.1 er beregnet ut fra gjennomsnittet av alle prosjektene i perioden 1990-93, mens den nedre streken er beregnet ut fra gjennomsnittet av alle prosjektene i perioden 1994-98. En ser av figuren at det har vært et markant fall i utbyggingskostnader per produksjonskapasitet i Sm^3 per dag, på nesten 50 prosent.

Tallmaterialet viser at det har skjedd en vesentlig reduksjon av utbyggingskostnadene i den siste prosjektperioden, og at den samlede effekten av nye utbyggingsløsninger og mer effektiv gjennomføring har vært meget positiv. Noe av årsaken kan ligge i at flere av prosjektene i siste periode ikke hadde eget boreanlegg, men også de prosjekter med eget boreanlegg ligger under gjennomsnittet for perioden 1990-93. Kurvene viser også at de norske prosjektene står seg godt i forhold til de beste britiske prosjektene.

10.2 Kostnaden på dekksanlegget i forhold til vekten

Et annet viktig måltall som jevnlig brukes av industrien er vekten av dekket i forhold til kostnadene for dekksanlegget. Dette er ett mål for effektiviteten av prosjektgjennomføringen, dvs prosjektering, innkjøp og bygging. En svakhet med dette måltallet er at dekksanleggene kan være nokså ulike fordi de har ulike funksjoner og ytelseskrav og fordi prioritering av vekt kontra kostand vil variere. FPSO dekk har lite bærestruktur i stål, fordi skipsdekket oppfyller denne funksjonen. Allikevel gir dette måltallet en god pekepinn på hvor effektiv gjennomføringen har vært.

Dette måltallet finner en ved å dividere dekksanleggskostnaden med vekten av dekket. Figur 10.2 viser hvor mye det kostet å produsere ett tonn dekksanlegg på de utvalgte prosjektene.



Figur 10.2 Kostnader i forhold til dekksvekt
Felt i perioden 1990-93; Brage, Draugen, Heidrun, Oseberg C, Sleipner vest, Snorre, og Troll olje, felt i perioden 1994-98; Jotun FPSO, Njord, Norne, Oseberg sør, Oseberg øst, Troll C, Visund, Åsgard A og Åsgard B, felt på britisk kontinentalsokkel; Andrew og Britannia.

Kilde: OLF/Statoil.

Y-aksen i figur 10.2 viser hvor mange kroner det koster å produsere ett tonn dekksanlegg. X-aksen viser den totale dekksvekt for de enkelte utbyggingene. Det er en svakt fallende tendens i prosjektene, noe som tyder på stordriftsfordeler.

De runde merkene viser sju prosjekter i perioden 1990-93. Disse er Brage, Draugen, Heidrun, Oseberg C, Sleipner vest, Snorre og Troll olje. Plattformenes dekkskostnad per tonn varierer mellom ca. 450 000 og drøye 300 000 kroner.

Trekantene viser tre produksjonsinnretninger med skrogform i perioden 1994-98. Disse er Jotun, Norne og Åsgard A. Plattformenes dekkskostnad varierer mellom drøye 400 000 og ca. 230 000 kroner per tonn. Balder og Varg er utelatt da det var vanskelig å skille dekk og bærestruktur på disse prosjektene.

Rutene viser de halvt nedsenkbare flytende produksjonsinnretningene og de bunnfaste plattformene i perioden 1994-98. Disse er Njord, Oseberg sør, Oseberg øst, Troll C, Visund og Åsgard B. Gruppens dekkskostnad per tonn varierer mellom ca. 240 000 og ca. 280 000 kroner.

Stjernene viser de to britiske prosjektene Andrew og Britannia. Dekkskostnad per tonn på disse er henholdsvis ca. 260 000 og 240 000 kroner.

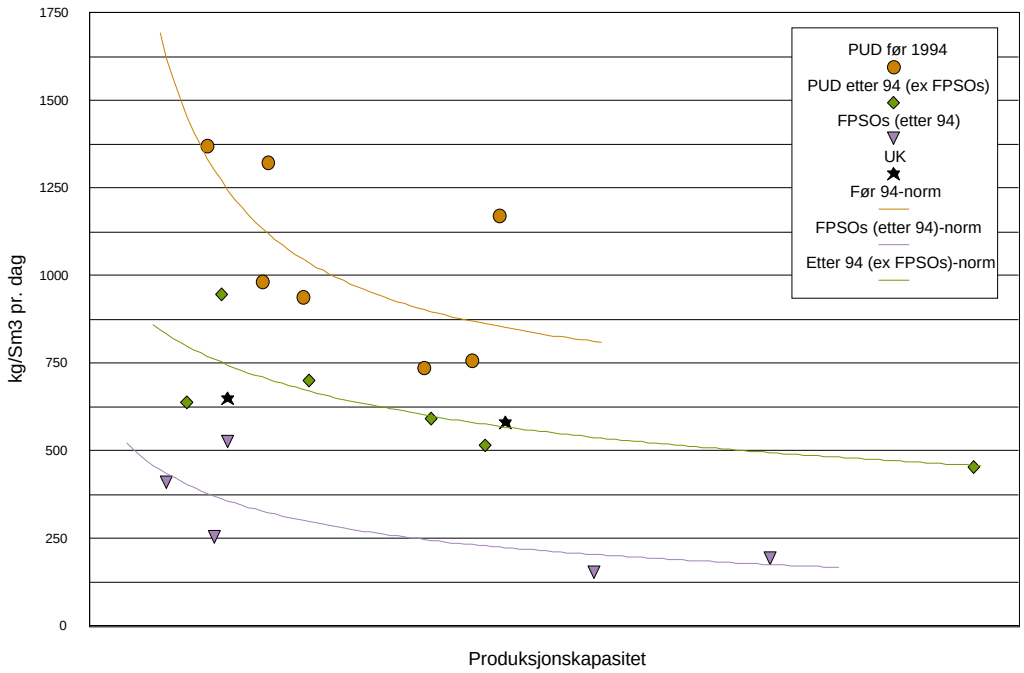
Den øverste linjen viser den gjennomsnittlige kostnaden for den tidligste perioden og den nederste for sistnevnte periode. Sammenligner en de to periodene med norske prosjekter, ser en også her en tydelig forbedring for siste periode, med ca. 14 prosent lavere gjennomsnitt enn forrige periode. De britiske prosjektene er på linje med de seneste norske prosjektene.

10.3 Vekt på dekksanlegget i forhold til kapasitet

Et tredje måltall viser vekten på dekksanlegget i forhold til den produksjonskapasitet plattformen har. Dette måltallet sier noe om hvor kostandseffektiv selve utbyggingsløsningen, og gir således ett mål for hvor mye overgangen til nye utbyggingsløsninger har bidratt. Den forteller dog ikke hele historien fordi utbyggingen av undervannsanlegg, bærestruktur (skrog, GBS, stålunderstell) og borekostnadene er en del av økonomien i konseptene. Måltallet gir oss dekksanleggets effektivitet. Jo færre kilo dekksanlegg som kreves for å produsere en enhet petroleum per dag, dess mer effektivt er produksjonsanlegget.

Det er et par åpenbare svakheter ved dette måltallet. De utbyggingene som har undervannsanlegg vil komme noe gunstigere ut i sammenligningen, da noe av brønnutstyret er plassert på havbunnen og dermed får en litt lavere vekt på dekksanleggene. Videre vil produksjonsinnretningene med skrogform komme noe gunstigere ut da deler av dekket som boligkvarteret og kraner, blir regnet som en del av skroget.

Måltallet finner en ved å dividere dekksanleggets vekt med dets produksjonskapasitet. Figur 10.3 viser en grafisk fremstilling av hvor mange kilo dekksanlegg som kreves for å produsere en Sm^3 per dag.



Figur 10.3 Vekt av dekksanlegg i forhold til produksjonskapasitet

Felter i perioden 1990-93; Brage, Draugen, Heidrun, Oseberg c, Sleipner vest, Snorre, og Troll olje, felter i perioden 1994-98; Balder, Jotun, Njord, Norne, Oseberg sør, Oseberg øst, Troll C, Varg, Visund, Åsgard A og Åsgard B. Felter på britisk kontinentalsokkel; Andrew og Britannia.

Kilde: OLF/Statoil.

Figurens y-akse viser hvor mange kilo dekksanlegg som kreves for å produsere en Sm^3 per dag. De enkelte feltenes produksjonskapasitet vises på x-aksen. Figuren viser at det er en fallende tendens i vekt per enhet produksjonskapasitet når produksjonskapasiteten øker. Det vil si at det også her er stordriftsfordeler.

De runde merkene viser prosjektene i perioden 1990-93. Disse er Brage, Draugen, Heidrun, Oseberg C, Sleipner vest, Snorre og Troll olje. Feltene krever mellom 700 og 1400 kilo dekksanlegg for å produsere en Sm^3. Den øverste streken i figuren viser et gjennomsnitt av prosjektene i denne perioden.

Trekantene viser de fem produksjonsinnretningene med skrogform i perioden 1994-98. Disse er Balder, Jotun, Norne, Varg og Åsgard A. Disse ligger svært lavt i forhold til de resterende prosjektene, med mellom 200 og 530 kilo dekksanlegg per produksjonskapasitet Sm^3. Årsaken til dette er at de alle har deler av produksjonsutstyret sitt på havbunnen i tillegg til at deler som boligkvarter og kraner blir regnet som en del av skroget. Den nederste streken viser gjennomsnittet av de fem produksjonsinnretningene.

Rutene i figuren viser de seks resterende plattformene i perioden 1994-98. Dekksanleggene på disse plattformene krever mellom 450 og 1350 kilo for å kunne produsere en Sm^3 per dag. Den midterste linjen i figuren viser gjennomsnittet for disse seks prosjektene.

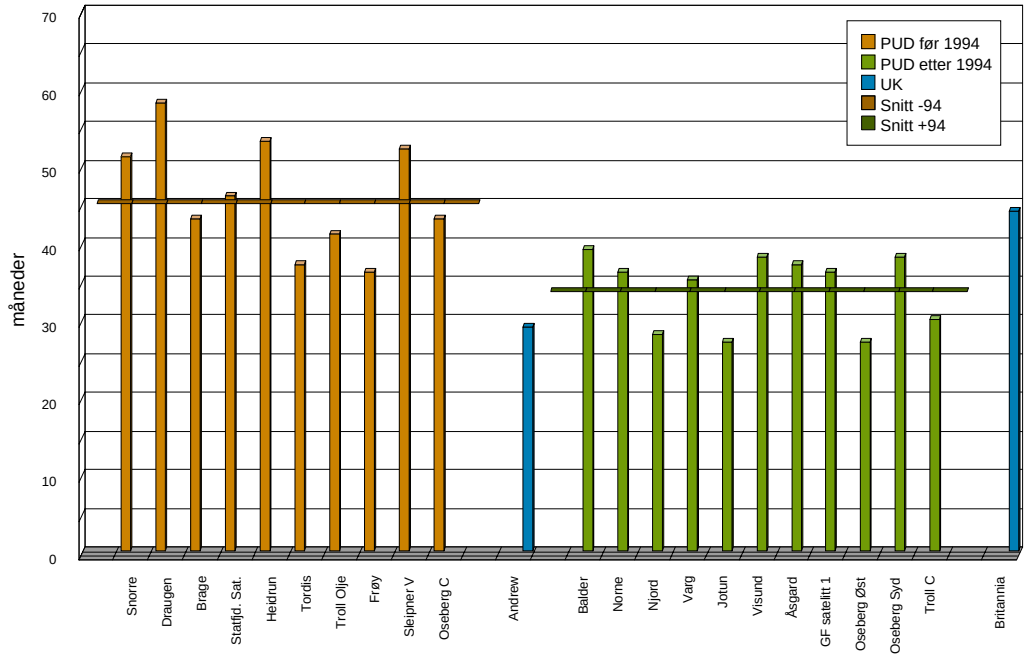
De to stjernene viser henholdsvis Andrew og Britannia på britisk kontinentalsokkel. Disse utbyggingene krevde henholdsvis 650 og 580 kilo per produksjonskapasitet Sm^3.

Ved å sammenligne prosjektene fra de to periodene ser en at prosjektene i perioden 1994-98 ligger vesentlig under prosjektene i perioden 1990-93. Dette gjelder også hvis en ser bort fra produksjonsinnretningene med skrogform. De britiske prosjektene ligger også her omtrent på linje med de norske prosjektene i perioden 1994-98

10.4 Gjennomføringstid

Gjennomføringstid er en viktig måleparameter for oljeselskapene. En tidligere produksjonsstart på feltet gir tidligere avkastning på investeringene. Det har derfor vært av stor betydning for oljeselskapene å korte ned på prosjektenes gjennomføringstid.

Figur 10.4 viser gjennomføringstiden for prosjektene i perioden 1990-93, 1994-98 og de to prosjektene på britisk kontinentalsokkel. Starttidspunkt er innlevering av PUD, mens gjennomføringen regnes som ferdig ved produksjonsstart.



Figur 10.4 Gjennomføringstid fra PUD til produksjonsstart
Kilde: OLF/Statoil.

Figurens y-akse viser antall måneder som er brukt fra PUD-innlevering til produksjonstart. Den første gruppen av prosjekter er feltene i perioden 1990-93. Utbyggingstiden for disse prosjektene varierer fra 37 til 53 måneder. Gjennomsnittlig utbyggingstid for gruppen var 45,6 måneder.

Den andre gruppen viser prosjektene i perioden 1994-98. Gjennomføringstiden varierer her fra 31 til 37 måneder og snittet for gruppen er 34,1 måneder. Det vil si at den gjennomsnittlige gjennomføringstiden er redusert med ca. 25 prosent.

De to britiske prosjektene har hatt gjennomføringstider på henholdsvis 29 og 44 måneder, og ligger med det på nivå med de norske utbyggingene i siste periode.

10.5 Oppsummering

I kapittel 5 ble det redegjort for tiden rett forut for 1994 som var preget av en kombinasjon av kostnadsnivå og oljepris som ga få lønnsomme utbyggingsprosjekt. Etterhvert gikk bransjen sammen i forsøket på å bedre den norske kontinentalsokkels konkurransekraft gjennom norsok-samarbeidet. Flere av endringene som kom i årene etter dette ville sannsynligvis kommet også uten norsok, og enkelte endringer som kom i denne perioden var heller ikke en del av norsoks anbefalinger. I ettertid har likevel alt som er skjedd av endringer i denne perioden blitt knyttet til begrepet norsok.

Som nevnt var målene om forbedring i perioden 1994-98 ambisiøse, med tids- og kostnadsreduksjoner på 40-50 prosent. I kapittel 8 ble et utvalg av prosjekter i perioden 1994-98 gjennomgått. Prosjektenes kostnadsestimat ved PUD-innlevering ble sammenlignet med de siste kontrollestimater og de

totale investeringsøkningene for de 13 prosjektene ble summert opp til 29,9 milliarder kroner der brorparten av dette var rene kostnadsoverskridelser. Samtlige prosjekter utvalget valgte å se nærmere på hadde overskridelser, de fleste av dem betydelige.

I avsnittene 10.1 og 10.2 er prosjektene i perioden 1994-98 sammenlignet med prosjektene 1990-93. Sammenligningen viste klare indikasjoner på utbyggingskostnadene per produksjonskapasitet og utbyggingskostnader per produsert vektenhet av dekket hadde blitt redusert betraktelig fra perioden 1990-93 til perioden 1994-98. Det er ut fra dette naturlig å konkludere med at på tross av de store kostnadsøkningene som er funnet sted på prosjektene i siste periode, er disse bygget ut langt rimeligere enn tidligere prosjekter. Sammenligningen med de to prosjektene på britisk kontinentalsokkel, som blir regnet som store suksessprosjekter i Storbritannia, gir også indikasjoner på at utbyggingene på norsk kontinentalsokkel i perioden 1994-98 har vært internasjonalt konkurransedyktig.

I kapittel 10.4 ble gjennomføringstiden fra PUD-innlevering til produksjonsstart for prosjektene i de to periodene sammenlignet. Også når det gjelder prosjektenes gjennomføringstid ser vi en markant forbedring for perioden 1994-98 sammenlignet med den foregående perioden. Sammenligningen med britisk kontinentalsokkel bekrefter at de norske prosjektene i perioden 1994-98 er på nivå med prosjekter internasjonalt. Kortere gjennomføringstid er svært vesentlig for et utbyggingsprosjekts lønnsomhet ut fra en nåverdibetraktning.

Ut fra sammenligningene som er foretatt mellom de to periodene mht. kostnader og tid, ser vi en betydelig forbedring i prosjektene før og under norsok-prosessen. Forbedringene har likevel ikke blitt av den størrelsesorden som ble skissert i norsoks mål om en reduksjon på 40-50 prosent på tids- og kostnadsbruk, men forbedringen må likevel sies å være betydelig. Sammenligningen med britiske prosjekter og de kostnadsanslag som er lagt til grunn i de aller seneste prosjekter på norsk kontinentalsokkel, tyder på at en stor del av kostnadsøkningene snarere skyldes at det ble lagt for ambisiøse mål, enn et resultat av dårlig prosjektgjennomføring. Kanskje var det også det faktum at så ambisiøse mål ble lagt, medvirkende til at en greide de betydelige forbedringer figur 10.1 og 10.2 viser.

I kapittel 9 så vi at en stor del av årsakene til kostnadsoverskridelsene for prosjektene i 1994-98 var relatert til forbedringstiltak som: mindre tid i tidligfasen av prosjektet, kortere gjennomføringstider, bruk av ny teknologi og utbyggingskonsepter og nye kontrakts- og samarbeidsformer.

Paradoksalt nok er det de høye ambisjonene på disse områdene som forskutterte større forbedringer enn de som lot seg gjennomføre, og dermed ble forbedringstiltakene også en kilde til overskridelser.

Kapittel 11

Helse, miljø og sikkerhet

11.1 Innledning

Det var en forutsetning for gjennomføring av norsok-anbefalingene at disse ikke skulle gå på bekostning av helse, miljø og sikkerhet.

For oljevirksomheten i Norge har sikkerhet og arbeidsmiljø alltid vært et fokusområde. Innsatsen har i første rekke vært rettet mot installasjonene til havs, og da spesielt på områdene teknisk sikkerhet, herunder rapportering av uønskede hendelser.

Lovgivningen knyttet til kontinentalsokkelen gir operatørene ansvaret for å utvikle og drive anleggene på en måte som sørger for at helse, miljø og sikkerhet blir ivaretatt. Dessuten er det ventet at man får en kontinuerlig forbedring innen disse områdene. Både operatører og leverandører har normalt styringssystemer for helse, miljø og sikkerhet. Disse er utviklet med utgangspunkt i internasjonale standarder ISO (International Standardisation Organisation) og retningslinjer fra API (American Petroleum Institute) og E&P, som er sentrale, faglige fellesorganer for oljeindustrien.

Operatørselskapene har engasjert seg i å få leverandørindustrien til å ta i bruk de styringssystem for sikkerhet og kvalitet som var innebygd i Oljedirektoratets regelverk. Dette har gitt resultater, men resultatene kom senere i leverandørindustrien enn i operatørselskapene.

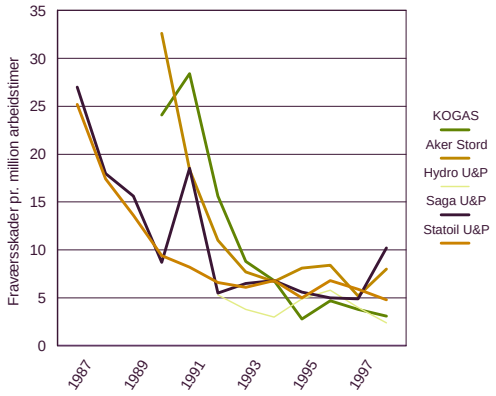
Alle sikkerhetskrav har gjennomgått en stor utvikling i 1990-årene. Erfaring fra sikkerhetsarbeidet er lagt inn i norsok-standardene. norsok- standardene reflekterer i dag et nivå for helse, miljø og sikkerhet som operatørselskapene mener er akseptable. norsok-standardene er knyttet nært opp til ISO-standardene og fyller ut de manglene man på norsk side mener disse standardene har.

11.2 Sikkerhet

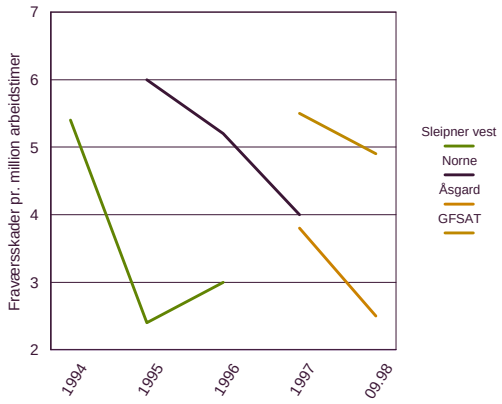
11.2.1 Sikkerhet på byggeplassene

Ansvaret ute på byggeplassene er regulert i arbeidsmiljøloven. Loven pålegger at det skal være en definert hovedbedrift som dermed får ansvar for at det gjøres et godt og systematisk arbeid for å bedre sikkerheten. Alle firma som hovedbedriften samarbeider med eller leier inn på byggeplassen, rapporterer inn til hovedbedriften vedrørende alle arbeidsmiljøforhold.

Den mest pålitelige og mest brukte indikator vi har for å vurdere sikkerheten på byggeplassene er fraværsskadefrekvensen. Statistikken på dette området viser at det de siste årene har skjedd en betydelig forbedring både i oljeselskapene og i leverandørindustrien (figur 11.1 og 11.2).



Figur 11.1 Fraværsskadefrekvenser
Kilde: Statoil



Figur 11.2 Fraværsskadefrekvenser
Kilde: Statoil

Dette har skjedd gjennom arbeid i leverandørbedriftene, men det har også vært et gjennomgående engasjement fra kundene representert ved operatørselskapene. De har bidradd til å overføre erfaring fra sikkerhetsarbeidet til havs inn i landindustrien; først gjennom sikkerhetsinspeksjoner, men senere gjennom felles helse, miljø og sikkerhets-komiteer og inspeksjonskurs. Dette har resultert i store forbedringer når det gjelder sikkerhetstiltak. I tillegg har operatørene bidratt til utarbeidelse av forpliktende helse, miljø og sikkerhetsprogrammer, som igjen har bidratt til mer systematisk og vedvarende sikkerhetsarbeid.

Et forhold som operatørselskapene i enkelte sammenhenger opplever blir misforstått og misbrukt, er rapporter om uønskede hendelser. Operatørselskapene mener de i mange år har hatt stor nytte av å oppmuntre til at enkeltpersoner rapporterer om uønskede hendelser og farlige forhold. Slike rapporter mener operatørselskapene gir innsikt i hendelser og nestenulykker som under litt andre omstendigheter kunne ført til større person- eller materi-

elle skader. Det har ikke vært tradisjon i norsk landindustri å rapportere slike hendelser så systematisk som det er gjort til havs. Det er nå en økning i slike rapporter også fra landindustrien. Dette blir av enkelte tolket som at sikkerheten er blitt dårligere. Dette er antakelig feil. Rapportene om uønskede hendelser blir brukt i HMS-komiteer for bevisstgjøring, og de tiltak som blir satt i verk etter disse hendelsene vil bedre sikkerheten både på kort og lang sikt.

11.2.2 Sikkerhet i produktet

Det er ingen ting på det nåværende tidspunkt som skulle tilsi at norsok har medført at sikkerheten som ligger i det leverte produktet er blitt dårligere. norsok har ikke redusert på kravene til sikkerhetsanalyser, HAZOP-vurderinger eller konsekvensanalyser. For de prosjektene som gjennomføres nå, er heller ikke ODs krav endret.

Nylig ble det utgitt en ny norsok standard for risiko- og beredskapsanalyse. Denne vil forbedre standarden for denne type analyser. Risiko og beredskapsanalyser benyttes i design- prosessen og er i dag en del av norsk kultur for helse, miljø og sikkerhet kanskje i større grad enn i noe annet land vi kan sammenligne oss med.

En betydelig forbedring som har skjedd som et resultat av norsok er bruken av norsok- standarder. Her har Statoil, Hydro, Saga og Phillips i samarbeid med leverandørindustrien laget et felles sett standarder som skal brukes av alle prosjektene.

Dette er funksjonelle standarder som spesifiserer krav til funksjon av det som installeres, men lite om teknisk løsning. Dette åpner opp for nye mere fleksible og riktige løsninger med hensyn på sikkerhet og kostnad.

Den kortere gjennomføringstiden kan medføre at det ikke alltid føles å bli nok tid til verifikasjon og kontroll av de valgte løsninger. Det er likevel både fra operatørselskapenes og leverandørindustriens ledelse alltid understreket at det forutsettes at de nødvendige uavhengige verifikasjoner gjennomføres. I enkelte prosjekter er det likevel oppdaget prosjekteringsfeil et stykke ut i løpet, noe som har medført kostbare endringer. Dette understreker at dette er et område som må ha stor oppmerksomhet i tiden framover.

Funksjonelle standarder som grunnlag for anskaffelser forutsetter også at leverandørene har detaljerte spesifikasjoner for det utstyret de ønsker å levere. Det har vist seg at leverandørene i svært liten grad har utarbeidet disse spesifikasjonene. Dette er korrigert ved at operatørene har gått tilbake til sine spesifikasjoner i den grad det har vært nødvendig.

Alt i alt har ikke bruk av norsok-standarder bidratt til en senking av sikkerhetsnivået. Det kan sikkert vises til eksempler der utstyr i praksis har vist seg å fungere dårlig. Men det er ikke noe nytt, det har vi hatt i alle prosjekter, og det kan ikke sies å være en konsekvens av norsok. Etter hvert som norsok-standardene blir innarbeidet i ODs forskrifter, er utvalget overbevist om at det arbeidet som er gjort vil bidra til både økt sikkerhet og en mer smidig prosjektgjennomføring.

11.2.3 Helsebelastninger.

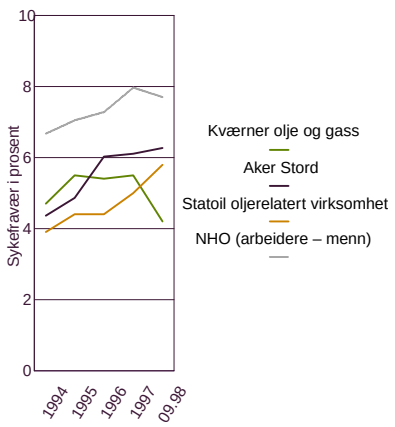
I vurdering av helsebelastninger er det viktig å inkludere indikatorer for skader og dødsfall som følge både av skader på arbeidet og arbeidsrelatert sykdom. En amerikansk undersøkelse viser at mens det er 16 dødsfall per dag som følge av skader på jobben, er det 137 dødsfall per dag som følge av

arbeidsrelatert sykdom. Det vil være ønskelig å få gjennomført undersøkelser i Norge som kan gi grunnlag for tilsvarende indikatorer.

Helsebelastninger kan tolkes som en kostnad på samme måten som økonomiske kostnader. Likeledes kan ekstraordinære helsebelastninger tolkes som kostnadsoverskridelser. Helsebelastninger vil påvirke trivselsfaktorer og produktivitet og i lengden slå ut i sykefravær og merkostnader både for bedriften og for samfunnet ved siden av belastningene for den enkelte. Det var en forutsetning for gjennomføringen av norsok-anbefalingene at gjennomføringen av disse ikke skulle gå på bekostning av helse, miljø og sikkerhet. Selskapene er pålagt oppfølging av arbeidsmiljøbestemmelsene i samsvar med arbeidsmiljøloven. Oppfølgingen skjer ved internkontroll.

I oljesektoren er man kommet langt i utvikling av tiltak for å forebygge ulykker og helseskader som følge av ulykker. Kontroll og oppfølging er satt i system og blitt en del av den daglige sikkerhetsrutine. Det er etablert enkle måleparametre, indikatorer, for å overvåke utviklingen og resultatoppnåelsen på dette område. Når det gjelder vurdering av helserisiko samt kartlegging av helseplager har Oljedirektoratet siden 1992 gjennomført en systematisk kartlegging av sykdommer som antas å være relatert til arbeid i petroleumsvirksomheten i tillegg til de klassifiserte yrkessykdommer, jfr SAM-forskriften. Denne databasen, ordnet etter sykdomskategori, omfatter nå over 3000 tilfeller og viser at muskel-, skjelett- og hudlidelser står for flertallet av registrerte tilfeller. Analyser av disse dataene vil kunne gi et godt bidrag til både identifisering av risikofaktorer og beregning av samfunnsmessige kostnader ved yrkesrelatert sykdom og tiltak for å forebygge helserisiko og helseplager.

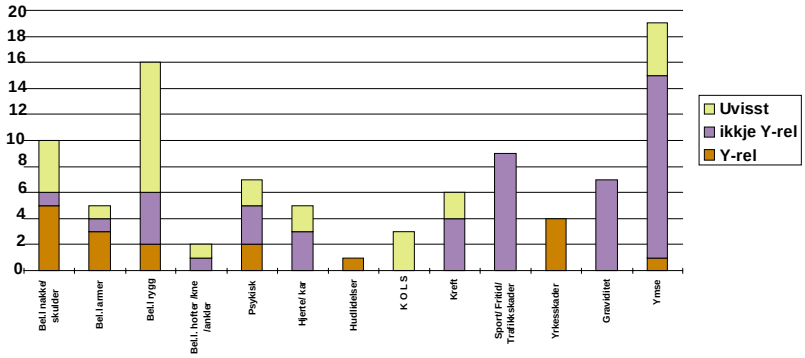
Den beste statistikken vi har for å følge opp helsemessige forhold, er statistikk over sykefravær. Ut fra figur 11.3 kan vi ikke dra klare konklusjoner. Vi ser at sykefraværet i verkstedindustrien har gått opp, men det har den også i resten av industrien. Utviklingen indikerer at tiltak må settes i verk for å bedre den utviklingen vi nå er inne i.



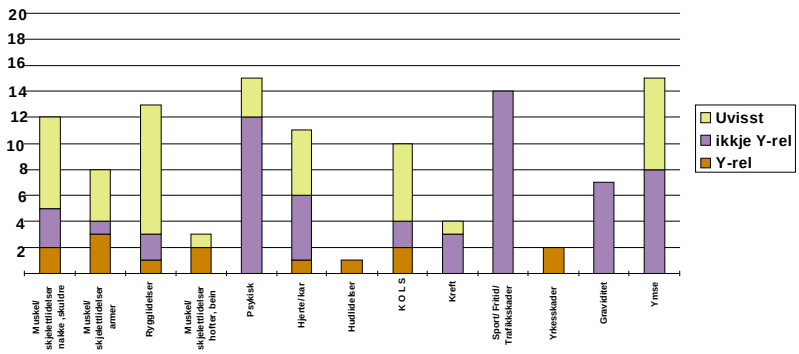
Figur 11.3 Sykefravær
Kilde: Statoil

I møtene med de fleste selskapene ba utvalget om at de særlig presenterte problemstillinger knyttet til helse, miljø og sikkerhet. Alle selskapene som hadde en slik presentasjon, presenterte endringene fra skadestatistikken, men ingen selskap viste helseindikatorer som kan fanges opp fra sykefraværsstatistikken slik den er illustrert i figur 11.3.

Leverandørene har oversikt over kortids- og langtidssykefravær knyttet til sykdomskategori samt oversikt over fravær som er yrkesrelatert. En slik oppstilling for langtidssykemeldte er illustrert for Aker Stord i figurene 11.4 og 11.5. Av figurene fremgår det at det som betegnes som belastningslidelser, er den dominerende diagnosen og at 1/3 av diagnosene ikke spesifiserer om de er yrkesrelatert eller ikke.



Figur 11.4 Diagnoseoversikt for langtidssykemeldte pr. 31.12.1997
Kilde: Aker Stord



Figur 11.5 Diagnoseoversikt for langtidssykemeldte pr. 30.09.1998
Kilde: Aker Stord

En annen arbeidsmiljøindikator som har med helsebelastninger å gjøre, er den økning av gjennomtrekket i arbeidsstokken som stor belastning over lang tid kan gi. Flere selskap trakk fram i møtene med utvalget at de hadde hatt en betydelig økning av gjennomtrekket i arbeidsstokken i prosjekteringsmiljøet.

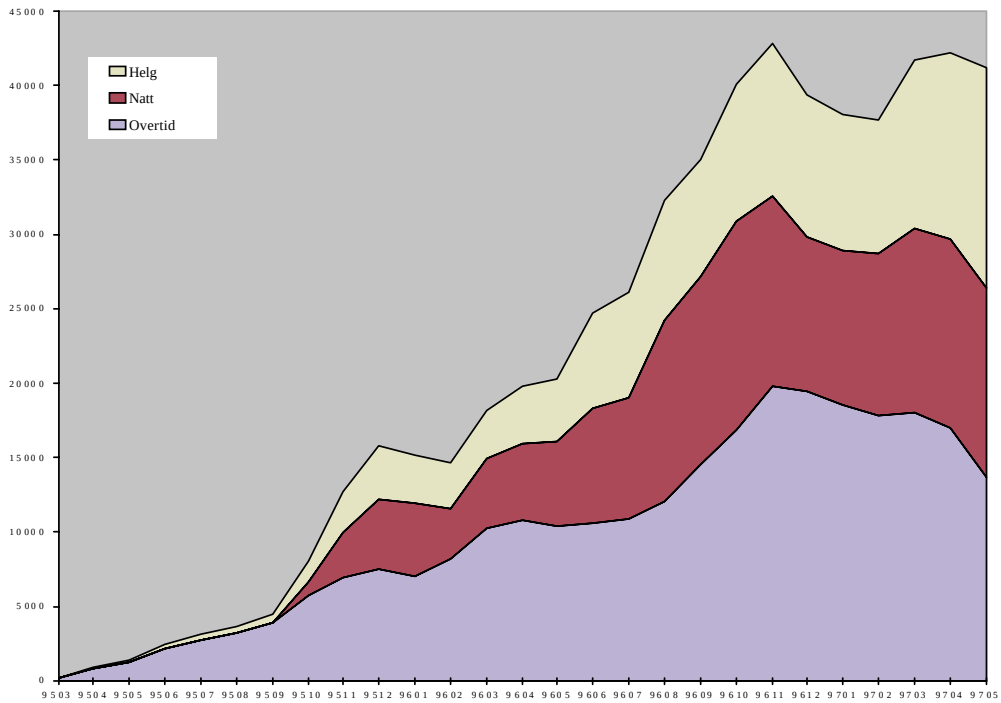
Økning av gjennomtrekket i arbeidsstokken ble tolket som et uttrykk for at denne arbeidsstokken over lang tid hadde vært belastet sterkt, og at en måte for de ansatte å komme ut av belastningen på er å skifte arbeidsgiver. Økning i mobiliteten kan ha med mange andre forhold å gjøre som lønn, stor økning i etterspørselen i arbeidsmarkedet og økte karrieremuligheter. En økning i mobiliteten utover «det normale» i denne bransjen kan være en indikator på økte helsebelastninger, men må tolkes med varsomhet. Foreløpig hadde bedriftene ikke materiale som viste hvor denne nøkkelkompetansen i petroleumssektoren søkte, dvs. om det bare var skifte av arbeidsgiver innenfor sektoren eller om man valgte å forlate petroleumssektoren. Flere av selskapene opplyste at de hadde satt igang undersøkelser for å kartlegge dette, og noen antydet at det kunne være aktuelt å lage egne undersøkelser for å kartlegge årsaker til at de ansatte skiftet arbeidsgiver. Utvalgets inntrykk var at selskapene ikke systematisk innhentet informasjon om sluttegrunn og begrunnelse for valg av ny arbeidsgiver, og derfor ikke hadde mulighet til å fange opp denne indikatoren på gjennomtrekket i arbeidsstokken som et resultat av endring i arbeidsmiljøet.

Til tross for at det var få helseindikatorer i presentasjonene til leverandørbedriftene, så var det hos noen av selskapene en påfallende sterk fremheving av den helsemessige belastning arbeidstokken har vært utsatt for i perioden med store kostnadsoverskridelser. Uten at det har vært tid til å samle inn data som kunne gi en mer fyldesgjørende arbeidsmiljøbeskrivelse, har utvalget valgt å peke på noen helseindikatorer som kan illustrere noe av dette ut fra de angivelser som ble gitt:

- Utstrakt bruk av overtid som har tøyd grensen for arbeidsmiljøloven.
- Nattarbeid.
- Helgearbeid.
- Arbeid i påske, pinse, jul og nyttårshelg samt på normale ferietidspunkt.
- Uoversiktlige skiftordninger med hyppige uforutsette endringer i arbeidstid og oppgaver.
- Langvarig uønskede stressituasjoner for å holde tidsfrister og utløse store bonuser som begrenser friheten til å «være syk når en er det», velge arbeidstider og overtid som passer egen helse, familieliv og velferd samt mulighet for å påvirke egen arbeidssituasjon.
- Mange endringer i prosjektene som skapte frustrasjon fordi oppgaver måtte gjøres om igjen.
- Mye folk, ofte uerfarne innleide, på et avgrenset område som kan påvirke arbeidsmiljøet negativt.
- Belastninger fra transportløsninger som bruk av «shuttle» for å ferdigstille på kontinentalsokkelen og innflyging av innleid personale.
- Signaler og strid om store kostnadsoverskridelser og økonomiske problemer oppfattes som en trussel om mangel på fremtidige oppdrag og arbeidsplasser med den psykiske belastningen dette gir for arbeidsstokken som fra før er i en stresset situasjon.

Selv om det ikke er faglig belegg for en enkel, entydig årsaks-virknings kjede fra alle disse faktorene til økt helsebelastning, er dette årsaker som kan ha virkninger via helse til trivsel på arbeidsplassen, produktivitet og korttids og langtids sykefravær samt på mulighetene for å leve et godt familieliv. Sammenhengen mellom ubekvem arbeidstid og helsebelastninger er det godt belegg for i faglitteraturen, men også virkninger via sosial isolasjon som mindre kontakt med venner, sosiale sammenkomster og organisasjonsarbeid kan være et

resultat av ubekvem arbeidstid. Slike arbeidsforhold kan derfor gi tretthetssymptomer og psykososiale problemer. Figur 11.6 er et eksempel, som viser en oversikt over merarbeid som er satt inn på Njord- prosjektet og hvordan dette påvirker bruken av overtid og arbeid på ubekvemme tidspunkt.



Figur 11.6 Bruk av overtid og ubekvem arbeidstid på Njordprosjektet
Kilde: Aker Stord

Selv om selskapene i møter med utvalget trakk fram slike faktorer som her er omtalt, så ble det ikke presentert indikatorer som kunne fange opp slike ulike årsaker til forringelser av arbeidsmiljøet. Mange av disse årsakene til arbeidsmiljøproblemer vil en tro kan fanges opp i indikatorer ved å bearbeide eksisterende data. Det ble påpekt for noen selskaper at slike årsaker kunne oppstå uten at gjeldende arbeidsmiljølov, samt ordningen med internkontroll var i stand til å fange dette opp eller sette inn systematiske mottiltak. Utvalget er ikke kjent med systematiske arbeidsmiljøundersøkelser for å utvikle systematiske helseindikatorer innrettet mot oljesektoren som også kan gi indikasjoner på sammenhengen mellom årsak og virkning og grunnlag for kontroll, oppfølging og tiltak. Det er store problemer med å tolke enkle helseindikatorer og disse bør derfor suppleres med egne arbeidsmiljøundersøkelser. Både i Norge og internasjonalt har det vært omfattende arbeid for å utvikle metoder for risikohåndtering knyttet til arbeidsmiljø og negative helsekonsekvenser.

Etter ulykken med helikopteret til Norne feltet og flyulykken på Stord, er det laget intervjuopplegg for å kartlegge miljøbelastninger på transportområdet. Undersøkelser som tidligere har vært gjennomført viser at mange føler

helikoptertrafikk til og fra , samt mellom feltene i Nordsjøen som psykisk belastende, også for deres familiemedlemmer. I en rapport utarbeidet av konsulentselskapet Preventor i samarbeid med Statoil, Hydro, Saga og Elf fremkommer at FAR-verdien, som viser antall døde pr. hundre millioner arbeidstimer/flytimer, er oppe i 160 for helikopter i tiårsperioden 1988 - 1997, mens den til sammenligning er på 2,8 for arbeid på faste installasjoner. Fra ansattes organisasjoner blir det påpekt at transport av arbeidskraft, både til og fra kontinentalsokkelen og til og fra de store byggeplassene på land, er for lite fokusert som sikkerhets og arbeidsmiljøfaktor.

Det er også laget opplegg sammen med Kreftregisteret for å identifisere om det finnes elementer i petroleumsmiljøet som øker eksponeringen og risikoen for at kreft oppstår i denne arbeidsstokken. Hos totalleverandørene hvor det var størst miljøbelastning i perioden med stor kapasitetsutnyttelse, er vi ikke kjent med planer om å lage slike arbeidsmiljøundersøkelser.

Arbeidsmiljøbelastningene innen bygging er først og fremst resultat av den kapasitetsbelastning som er drøftet flere steder i rapporten. I perioden etter 1994 medførte de mange prosjektene at det i bransjen var nær full kapasitetsutnyttelse. Når så prosjektene av årsaker som er drøftet i tidligere kapitler fikk betydelige mengder ekstra- og forandringsarbeid, hadde man i liten grad kapasitet for å ta unna dette merarbeidet. Arbeidsbelastningen i prosjekteringssektoren ble på mange prosjekt svært stor. I produksjonen ble også arbeidsbelastningen stor, særlig i sluttfasen av prosjektene, med mye bruk av overtid, natt- og helgearbeid og krevende skift og arbeidstidsordninger. Knapphet på egne ressurser førte også til utstrakt bruk av innleid arbeidskraft, med tilhørende kostnadskonsekvenser.

Intensivkontraktene, med knappe tidsfrister kombinert med bonusmilepæler, har nok også bidratt til noe av helsebelastningen i denne perioden. For å sikre at man kom med som totalentreprenør med det nye anbudssystemet som ble innført fra 1994, ble det lagt inn mange anbud med svært knappe økonomiske marginer. Når så mange av prosjektene utviklet seg helt annerledes enn forutsatt, førte dette til stort press for å oppnå milepæler og bonusutbetalinger som influerte svært mye på økonomien i kontraktene. Flere leverandører har pekt på poenget ved at når de ansatte på tross av den massive innsats like fullt opplevde at bedriften tapte penger på kontraktene, var dette sterkt demotiverende.

Dette kapasitetsproblemet er ved inngangen til 1999 langt på vei over, og de samme grupper som tidligere har vært helsemessig belastet ut fra kapasitetspress står nå overfor den psykiske belastning som trussel om permitteringer og arbeidsledighet gir. Stabilitet og forutsigbarhet i utbyggingsaktivitetene på kontinentalsokkelen, samt kontroll over arbeidsprosessene i byggefasen synes derved å være av spesielt stor betydning for graden av de merkostnader som påføres arbeidsstokken rent helsemessig.

Utvalget mener det kan være behov for en mer systematisk oppfølging av arbeidsmiljøindikatorer for å overvåke utvikling som en del av den pålagte internkontrollen. Men man skal være varsom med å utvikle store rutiner som ikke får noen praktisk anvendelse. Utvalget mener at det blir viktig å fokusere på planlegging og oppfølging som gir bedre forutsigbarhet for regulert arbeidstid, og at man overvåker brudd på slike mål om å begrense ukurante arbeidstider. I tillegg mener utvalget at det kan være hensiktsmessig å utføre arbeidsmiljøundersøkelser tilpasset petroleumssektoren som utvikler helseindikatorer som kan sammenlignes med andre sektorer. Slike undersøkelser av arbeidsmiljøet har vært gjennomført i Statistisk sentralbyrå (SSB)

som egne helseundersøkelser (helt tilbake til 1968) og knyttet til levekårsundersøkelsene, samt SINTEF/IFIMs sammenfatninger av undersøkelser som omhandler dette problemområde.

Forskning viser at skiftarbeid som inkluderer nattarbeid gir økt risiko for helseproblem. Det strider mot vår biologiske klokke. Kun 10 pst. mestrer nattarbeid forholdsvis problemfritt. 70 pst. klarer det i kortere eller lengre tid. Ca 20 pst. tåler ikke å arbeide nattskift. Skiftarbeid kan gi mangel på søvn eller dårlig søvnkvalitet. 3 av 4 arbeidere med kontinuerlige skift, har problemer med søvnen og dette øker med alderen og allerede på slutten av 30 års alder. Kontinuerlig skiftarbeid gjør det vanskelig å få nok søvn, og søvn i etterkant av nattskift er vanligvis kortere og gir mindre hvile enn den søvnen man får på natten. Dette er en hovedfaktor bak sentrale utslag som feilbehandling og ulykker og stress som igjen knyttes til hjertelidelser og fordøyelsesproblemer og økt risiko for muskelskjelett- og psykososiale plager. Risikoen for hjerte- og karsykdommer øker kraftig for dem som har hatt skiftarbeid i 10 år eller mer. Langvarig skiftarbeid gir også økt risiko for mage/tarmsykdommer. Også ulykkesrisikoen øker kraftig på nattid.

Fem faktorer som har betydning for hvor stor belastning skiftarbeid vil ha:

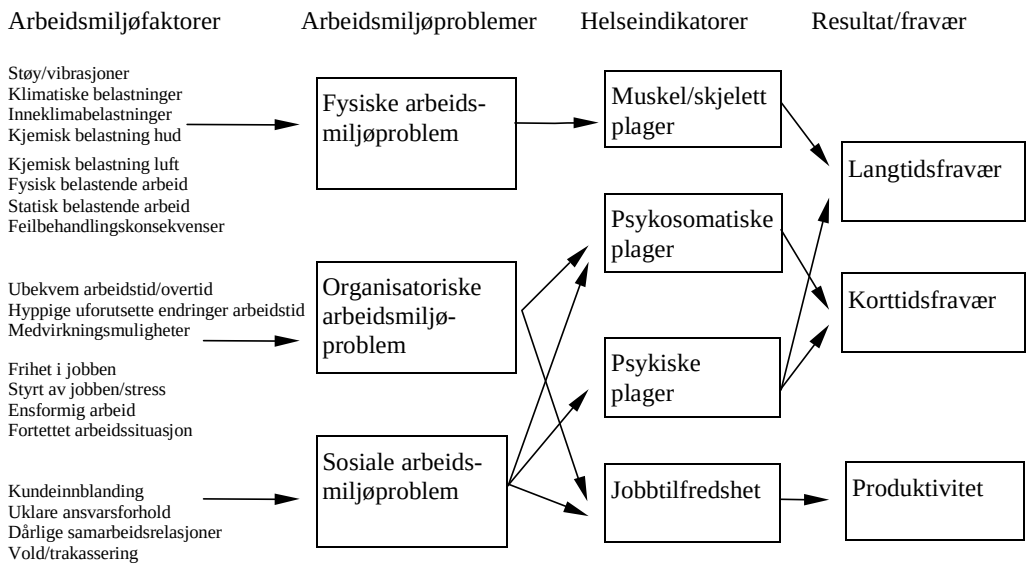
1. Krav i arbeidet (tempo, vanskelighetsgrad og ansvar).
2. Hvor stimulerende arbeidet er (interessant, variert meningsfylt).
3. Graden av sosial støtte (holdninger hos ledelse og kolleger).
4. Grad av innflytelse.
5. Fysiske krav hvor forholdet mellom aktivitet og restitusjon er viktig.

Graden av belastning på helse vil avhenge av hvor langvarig den høye arbeidsbelastningen er, og de fem faktorene som er nevnt ovenfor. Utenlandske studier indikerer at forutsigbarhet og medvirkning i utforming av arbeidstidsordningen har stor betydning for en god helsemessig tilpasning med redusert helserisiko, redusert sykefravær og økt trivsel.

Statistisk sentralbyrå har gjennomført tre større arbeidsmiljøundersøkelser i Norge, i 1989, 1993 og 1996. Undersøkelsene i 1989 og 1993 omfatter 5000 arbeidstakere som er intervjuet med et omfattende intervjuskjema. Man har forsøkt å kartlegge de viktigste miljøfaktorer som er gruppert under ulike arbeidsmiljøproblemer og hvilke konsekvenser belastning vil ha for ulike helseindikatorer som igjen får konsekvenser for sykefravær og produktivitet. Figur 11.6. gir en forenklet modell på sammenhengene hvor de mange arbeidsmiljøfaktorene er gruppert til de tre problemområdene som vi kaller for arbeidsmiljøproblem, og disse påvirker igjen ulike helseindikatorer og jobbtilfredshet. Dette påvirker igjen fravær og produktivitet. I denne enkle modellen går årsaks-virkningsforløpet som en prosess fra venstre mot høyre i figuren og ikke på tvers. Med bakgrunn i en omfattende database som baserer seg på et stort antall spørsmål om arbeidstakernes opplevelse av arbeidsmiljøet, har man analysert seg fram til de sammenhenger som er illustrert med piler i figuren. Endringene i arbeidsmiljøet fra 1989-93 har vært små. De som sjelden opplever organisatoriske eller sosiale miljøproblemer på arbeidsplassen, er mest tilfreds med jobben og mest produktive. Fysiske belastende miljøfaktorer er sterkest i industrien, og det er en sammenheng mellom disse og fysiske arbeidsmiljøproblemer og forekomsten av muskel og skjelettskader. De som opplever organisatoriske arbeidsmiljøproblemer, løper en høyere risiko for å få plager av psykosomatisk karakter. Analysen (Grimsmo, A.: Norsk arbeidsmiljø i en endringstid, AFI rapport nr 4/1996) viser også en sammenheng mellom sosiale arbeidsmiljøproblemer på arbeidsplassen og foreko-

msten av psykiske og psykosomatiske plager. De mest helseplagede gjennom arbeidsmiljøet har oftere sykefravær. De med smerter i musklene eller skjelettet er oftere borte fra jobben i to uker eller mer enn andre arbeidstakere. Rapporten bekrefter også at psykiske skader kan føre til sykefravær i kortere eller lengre tid. Hvis helseskadene er psykosomatiske, vil arbeidstakeren mest sannsynlig være tilbake på jobb igjen etter noen få dager. Undersøkelsene viste også at to år etter at internkontrollen var lovfestet var det mange som ennå ikke hadde gjennomført den og at den organisatoriske arbeidsmiljøaktivteten ofte var mangelfull. Dette er eksempel på en undersøkelse som har fokusert psykososiale og velferdsmessige sider, og det finnes andre analyser som knytter den økte helserisiko til ergonomiske forhold, støy og kjemisk eksponering som viktigste risikoelementer.

I en slik arbeidsmiljøundersøkelse som her drøftet, opererer man med mange ulike indikatorer som settes i en sammenheng slik som vist i figur 11.7. En arbeidsmiljøundersøkelse i petroleumssektoren kunne ha en tilsvarende ramme som ville gi grunnlag for sammenligning med andre bransjer. Den enkleste måten å få gjennomført dette på, ville være å delta i SSB undersøkelsen med et utvalg fra petroleumssektoren som sikret at utvalget her ble stort nok til statistiske analyser. En annen fremgangsmåte ville være å designe en egen arbeidsmiljøundersøkelse for problemene i petroleumssektoren. Slike undersøkelser kan bli et nyttig hjelpemiddel for å få en dypere forståelse for enkle helseindikatorer og for å utforme miljøtiltak. En tredje vei vil være å anvende de data som finnes i Oljedirektoratets statistikker over arbeidsbetingede sykdommer og arbeidsulykker for å identifisere risikofaktorer, omfang og mulige innsatsområder.



Figur 11.7 Sammenheng mellom arbeidsmiljøfaktorer, problemområder, helseindikatorer, sykefravær, jobbtilfredshet og produktivitet

Kilde: Grimsmo, A: Norsk arbeidsmiljø i en endringstid. AFI rapport nr 4/96

11.3 Oppsummering

- De belastninger vi har hatt på deler av arbeidsstokken spesielt innenfor selskaper som har hatt med bygging å gjøre, gir indikasjoner om en stor merbelastning som helsekostnad på linje med de økonomiske kostnadsoverskridelser vi har sett på. Dette gir grunn til å fokusere mer på identifisering av risikofaktorer, og overvåkning av de kostnader og ulemper som dette medfører i form av redusert velferd, økte helseplager, ulykker, økt fravær og redusert produktivitet. Et utgangspunkt for denne virksomheten ligger i det regelverket som ligger til grunn for petroleumsvirksomheten i dag (bl.a. SAM-forskriften) og de krav til analyser og oppfølging av arbeidsmiljø som følger i norsok-standardene (S-002 og S-005).
- Det er av betydning at man har bearbeidede konsepter som gir oversiktlige arbeidsprosesser uten store uforutsatte mengder merarbeide, og dermed mulighet for bedre planlegging av kapasitet innenfor det enkelte selskap. Dette ville ha stor virkning for å unngå arbeidsmiljøbelastninger som er spesielt knyttet til arbeidstidsproblemer.
- Kritisk vurdere tidsrammen for prosjektene opp mot mulighetene for å absorbere vekst og forandringsarbeide, og grundig drøfte gjennomføringsplan mellom operatør og leverandør før prosjektet starter.
- Arbeide frem kontraktsmodeller som i seg selv ikke vil fungere demotiverende og belastende, slik det er mange eksempler på i perioden.
- Utvalget foreslår at man systematisk utvikler arbeidsmiljøindikatorer som kartlegger bruk av skift, nattarbeid, overtid, lengde på arbeidsøkter, helgedagsarbeid og mulighet for normal ferieavvikling samt fraværsstatistikk og gjennomtrekk i arbeidsstokken. Dette kan inngå i internkontrollen knyttet til å overvåke, følge opp og sette i verk tiltak for å bedre arbeidsmiljøet.
- Arbeidsmiljøundersøkelser vil i denne sammenheng kunne være et velegnet virkemiddel for å forstå indikatorene bedre og utforme bedre tiltak, og slike undersøkelser bør prøves ut i deler av petroleumssektoren.
- Utvalget vil advare mot å utvikle noen stor måleprosedyre som er lite robust og lite relevant for utvikling av et bedre arbeidsmiljø. Det synes viktig å skille mellom forhold som berører økt risiko for negative helsekonsekvenser og forhold som berører velferd og trivsel, samtidig som man er klar over sammenhengen mellom disse. Det vil være avgjørende å fokusere på de forhold som mest kan bidra til å gi en samlet redusert helserisiko med de individuelle, samfunnsmessige og økonomiske konsekvenser dette vil kunne gi.
- Det gode arbeidet innenfor sikkerhet må holde frem, men utvalget vil likevel i likhet med norsok-rapporten Samspillnormer (juni 1998), peke på at økonomiske insentiver for å unngå fraværsskader ikke anbefales benyttet, da risiko for underslag av hendelser lett kan bli resultatet.

Kapittel 12

Historiske erfaringer

Det er ikke bare i perioden etter 1994 det har vært kostnadsøkninger på kontinentalsokkelen.

I 1970 årene var det kostnadsøkninger på alle de store feltene som ble bygget ut. Som et resultat av de betydelige kostnadsøkningene den gang, ble det nedsatt et utvalg, Kostnadsanalysen norsk kontinentalsokkel, som innleverte sin rapport i mars 1980. Sammenfatning av de viktigste årsaker til kostnadsøkningene iht. Kostnadsanalysen er gjengitt i avsnitt 12.1.

I 1980-årene ble det registrerte få kostnadsøkninger for prosjekter til havs. Fokus i den perioden var kostnadsøkningen knyttet til raffineriet på Mongstad. Det er en alminnelig oppfatning at utbyggingene til havs i denne perioden var kostbare, og det var få overskridelser. Anslagene var også den gang gitt i faste priser, men utover i 1980-årene var prisstigningen lavere enn hva som lå til grunn i de fleste kostnadsanslag. Det medførte at prosjektene fikk noe romsligere budsjett enn det som var lagt til grunn ved utbyggingsbeslutning.

I begynnelsen av 1990-årene fikk vi også betydelige kostnadsøkninger. Departementet satte da ned en intern arbeidsgruppe som analyserte dette. Resultatene av dette arbeidet er gjengitt i avsnitt 12.2.

12.1 Kostnadsanalysen 1980. Sammenfatning av de viktigste årsaker til kostnadsøkningene

Resultatene av komitéens utredninger og vurderinger kan i hovedsak kort oppsummeres slik:

- Samtlige fullførte prosjekter er blitt undervurdert med hensyn til omfang og kompleksitet. Av en samlet kostnadsøkning på 178 pst. for fullførte prosjekter på norsk kontinentalsokkel utgjorde inflasjonen ca. 48 pst. mens økning i ressursforbruk utgjorde ca. 52 pst.. For en del av de pågående utbyggingsprosjektene synes kostnadene å være under bedre kontroll.
- Noen av prosjektene er blitt svakt styrt av operatøren. Delvis skyldes dette undervurdering av oppgavene og delvis skyldes det uhensiktsmessige organisatoriske opplegg. Ved enkelte prosjekter har en stor andel av oppgavene vært overlatt til konsulenter som til dels har anvendt påfallende mye ressurser til prosjektering og ledelse.
- Ufullstendig planlegging før byggearbeidene ble igangsatt førte til mangel på tegningsgrunnlag og materialer i byggefasen, forandringer i planene underveis, forsinkelser, forseringer og fordyrelser. Forsinkelsene bidro til den store inflasjonsandelen som er nevnt foran.
- Kostnadskontrollen har etter komiteens oppfatning ikke vært tilfredsstillende ved de hittil fullførte prosjektene. Forholdene synes å være gunstigere for noen av de pågående utbygginger.
- Kostnadsbevisstheten har til dels vært utilfredsstillende, spesielt i de tilfellene hvor prosjekterings- og ledelsesansvaret var overlatt som regningsarbeid til konsulenter som ikke ble gjenstand for tilfredsstillende styring fra operatørens side.
- Kostbare tekniske løsninger, ikke minst gjelder dette Frigg og Statfjord B.

- Oppkoplingsarbeidene offshore ble betydelig dyrere enn planlagt, delvis fordi arbeidsomfanget ble større som følge av manglende ferdigstilling fra leverandørverkstedene, delvis som følge av de hurtig stigende kostnader ved gjennomføring av arbeidsoppgaver offshore. Kostnadene pr. timeverk er 4 – 5 doblet i løpet av 70-årene samtidig med at produktiviteten synes å ha gått ned.
- Produksjon for offshorevirksomhet stiller høye kvalitetskrav som verkstedene til dels har hatt vansker med å tilfredsstille.
- Værforholdene var vanskeligere enn ventet, og forårsaket avbrudd i arbeidet, forsinkelser og til dels havarier.
- Nordsjø-markedet var i midten av 70-årene meget stramt med hensyn til leveranser av viktige innsatsvarer til utbyggingene på norsk og britisk kontinentalsokkel. det stramme markedet skyldtes at en rekke store utbyggingsprosjekter kom samtidig med høy industriaktivitet for øvrig.
- Markedet var spesielt stramt for kranlektere og andre spesialfartøyer, noe som medførte høye kostnader og stramme kontraktsbetingelser for arbeider med transport og installasjon av understell, dekk og moduler.
- Nye sikkerhetspålegg fra myndighetene har medført merkbare tillegg til kostnadene for enkelte prosjekter, men ikke av en slik størrelsesorden at de kan sies å ha vært avgjørende for kostnadsbildet. Hva angår boligkvarterets plassering på Statfjord B, henvises til drøftelser i Kostnadsanalysen avsnitt 3.3.
- Lover og forskrifter vedrørende arbeidsmiljø, arbeidervern, vern av havmiljøet etc. har også medført betydelige kostnader uten å ha vært avgjørende for det totale kostnadsbildet. Unntak er her oppkoplingsarbeidene, som på grunn av nye bestemmelser i lover og forskrifter samt strengere håndheving av eldre lover, er blitt fordyret med anslagsvis 15 pst., samt spørsmål knyttet til plassering av og standard for boligkvarter.
- Kravet om kjøp av norske varer og tjenester har medført kostnadsøkning, men ikke av særlig stort omfang i forhold til totalkostnadene. Indirekte effekter har etter komiteens skjønn vært av større betydning.

Hva angår kvantifiseringen av disse årsakene, henvises til kapitlene 3, 5 og 6 i Kostnadsanalysen. De enkelte faktorer samvirker på en så komplisert måte at det har ikke vært mulig å adskille dem i detalj. I stedet har komiteen nøyd seg med å studere noen av de viktigste faktorene enkeltvis.

12.2 Årsaker til overskridelser i prosjektene i perioden 1990-93

Departementet foretok i 1993 en gjennomgang av de prosjekter som da var under utbygging for å finne årsaker til at investeringene økte. Gjennomgangen omfattet 12 utbyggingsprosjekter og tre rørleggingsprosjekter. Undersøkelsen ble foretatt i nært samarbeid med OD og det ble avholdt en møteserie med de aktuelle operatørselskapene.

I rapporten ble PUD og siste kontrollanslag (CCE) lagt til grunn for å fastsette investeringsøkningene. Nedenfor er investeringsendringene i de 12 utbyggingsprosjektene gjengitt. Det er viktig å understreke at dette er kostnadsbilde for disse prosjektene i 1993, ikke sluttkostnaden.

Tabell 12.1: Kostnadsutvikling for prosjekter 1990-93

Prosjekt	PUD/rev PUD mrd 1992-kr.	Budsjett mrd 1992-kr.	Investerings- økning mrd 1992-kr.	Prosentvis økning
Heidrun	21,6	25,7	4,1	19 pst.
Draugen	11,6	12,9	1,2	11 pst.
Sleipner øst	21,2	23,4	2,2	10 pst.
Sleipner vest	18,9	18,9	0	0 pst.
Statfjord sat.	6,6	7,4	0,8	12 pst.
Troll fase I	28,1	32,1	4,0	15 pst.
Troll fase II	14,7	16,8	2,1	14 pst.
Brage	9,6	10,5	0,9	9 pst.
Tordis	3,1	3,7	0,5	17 pst.
Embla	2,0	2,3	0,3	18 pst.
Frøy	3,8	4,0	0,2	5 pst.
Lille Frigg	1,9	2,6	0,7	35 pst.
Totalt	143,1	160,3	17,2	12 pst.

Kilde: Intern OED-rapport av 1993. Prosjektene var på dette tidspunkt ikke sluttført

Som vi ser av tabellen har alle utbyggingsprosjektene i denne undersøkelsen, med unntak av Sleipner vest, hatt investeringsøkninger. Lille Frigg skiller seg ut med en økning på 35 pst. For de resterende prosjektene ligger økningen mellom 5 og 19 pst.. Samlet hadde disse 12 prosjektene en investeringsøkning på 17,2 mrd. kr, eller 12 pst., da kostnadstallene ble innhentet.

Årsakene til investeringsøkningene blir i rapporten delt inn i fire hovedområder, disse står for i alt 98 pst. av økningene. Hovedårsaksområdene var;

1. Feilestimeringer
2. Markedsforhold
3. Prosjektendringer
4. Ytterligere teknisk forståelse

I årsaksområde «feilestimeringer» kommer investeringsøkninger som ikke gir positive effekter på prosjektet, som ikke skyldes prisøkning på produksjonsfaktorene eller en ytterligere teknisk forståelse. Dette er med andre ord rene kostnadsoverskridelse som skyldes manglende kunnskap om gjennomføringen ved PUD-innlevering. Gruppen feilestimeringer er den største og står for 48 pst. av de totale kostnadene.

Årsaksområde markedsforhold utgjør 36 pst. av de totale investeringsøkningene. Gruppen refererer seg til endringer i markedet for enkelte vare- og tjenestekategorier. Dette har sammenheng med at enhetskostnadene er blitt høye grunnet høyt aktivitetsnivå på norsk kontinentalsokkel i disse årene. Det var også høyt aktivitetsnivå på britisk sektor i denne perioden, noe som nok har bidratt til ytterligere press innen en del vare- og tjenestekategorier.

Investeringsendringer som har fått positiv innvirkning på prosjektene, herunder lønnsomme tilleggsinvesteringer, er blitt samlet i kategorien

prosjektendringer. Gruppen utgjør til sammen 9 pst. av de totale investeringsøkningene.

Det siste hovedårsaksområde, «ytterligere teknisk forståelse», inneholder investeringsøkninger som at ny teknologisk forståelse ble avdekket etter at prosjektene var startet. Nesten alt i denne gruppen henføres til oppdagelsen av «ringing-effekten» på betongstrukturer. «Ytterligere teknisk forståelse» utgjør ca. 5 pst. av de totale investeringsøkningene.

Kapittel 13

Årsaker: Sammenfattende vurderinger

13.1 Hovedsynspunkter

Utvalget har sett nærmere på 13 prosjekter med PUD-godkjennelse i perioden 1994-98. Disse prosjektene hadde et opprinnelig budsjett på 112 mrd kroner. Kostnadsøkningen for prosjektene er omlag 30 mrd kroner og utgjør således kostnadsøkning på om lag 27 pst. for disse prosjektene. Av denne samlede overskridelsen utgjør kostnadsposten boring og komplettering 10 mrd kroner, altså 1/3 av overskridelsene. For alle prosjektene på kontinentalsokkelen i den aktuelle perioden utgjør overskridelsene totalt om lag 26 mrd kroner, noe som tilsvarer en gjennomsnittlig investeringsoverskridelse på 13 pst. for kontinentalsokkelen sett under ett. Flertallet av prosjektene i perioden er ennå ikke fullført. Det knytter seg derfor usikkerhet til de endelige kostnadene.

Det vil alltid være en risiko for overskridelser på et olje- og gassprosjekt på tidspunktet for godkjenning av PUD. Dette skyldes at en ikke fører boreprogram og prosjektering så langt fram at alle prosjektforutsetninger er frosset og tekniske løsninger beskrevet i detalj. Dessuten vil det finnes usikkerheter i markedet og i gjennomføringen av prosjektet. Det har da også vært betydelige kostnadsøkninger på norsk kontinentalsokkel før den periode utvalget ser spesielt på.

I perioden 1994-98 er likevel de gjennomsnittlige overskridelsene større enn i tidligere perioder, og det er overskridelser på svært mange prosjekter. Dette lar seg ikke forklare av en enkelt faktor. En rekke forhold har spilt sammen og skapt en spesiell situasjon.

Overskridelsene måles i forhold til PUD-estimatet. Det er ikke et entydig suksesskriterium i et prosjekt at dette budsjettet holdes. Forhold som inntreffer eller avdekkes etter PUD-godkjennelsen, kan tilsi et høyere eller lavere budsjett for at utbyggingen skal være optimal utfra en bedrifts- og/eller samfunnsøkonomisk vurdering. PUD-estimatet skal derfor ikke oppfattes som en hindring for fleksibilitet i prosjektene, f.eks. for å utnytte nye forretningsmuligheter eller ny teknologi. Det er den uønskede eller ikke styrte kostnadsøkning som må unngås. Og det er den optimale, ikke nødvendigvis budsjetterte, prosjektgjennomføring som må tilstrebes.

Utvalget har kunnet påvise at forhold som angår helse, miljø, sikkerhetsfaktorer har blitt tillagt minst samme vekt i prosjektene som tidligere. I flere av prosjektene er det påvist særskilte forbedringer innen miljøområdet, og fraværsskadefrekvensen er redusert i perioden. Det er likevel påvist til dels betydelige økte belastninger som følge av aktivitetsnivået for aktivitetene prosjektering, bygging og ferdigstillelse.

Oppnådde resultater

Selv om utvalget, i tråd med mandatet, konsentrerer seg om å belyse og vurdere kostnadsoverskridelser for det som gikk galt med prosjektene vedtatt i 1994-98, er det innledningsvis grunn til å minne om at:

- Tallmaterialet tyder på at også de 13 prosjektene utvalget har sett nærmere på, gjennomgående har hatt en betydelig kostnadsreduksjon og

raskere gjennomføring sammenliknet med prosjekter som ble vedtatt utbygget før 1994.
- Det er indikasjoner på at en på norsk kontinentalsokkel har resultater på linje med britisk kontinentalsokkel i perioden.

Resultatene er oppnådd ved at aktørene i virksomheten sammen satte seg ambisiøse mål mht. kostnadsnivå og gjennomføringstid. De tok i bruk nye utbyggingsløsninger og nye virkemidler i prosjektgjennomføringen. Målene ga det insitament til fornyelse som var nødvendig for å oppnå vesentlige forbedringer.

Holdninger i industrien

Det er således viktig å erkjenne at viljen til å satse på nye løsninger med tilhørende ambisjoner var viktige forutsetninger for å oppnå disse forbedringene. Men det må samtidig fastslås at her ligger en gjennomgående forutsetning for de svakheter som førte til kostnadsoverskridelsene. Høye ambisjoner i budsjetteringen er en nærliggende forklaring på at budsjettene ikke holder. Tiltakene økte risikoen for overskridelser ved at erfaringsgrunnlaget manglet. Men utvalget mener at sammenhengen også viser seg i de underliggende årsakene. norsok-holdningen til at vesentlige forbedringer lot seg gjennomføre på alle sektorer nesten umiddelbart, var en forutsetning for eller i hvert fall en foranledning til en rekke av de kostnadsøkende forhold som skal påpekes i det følgende.

Utvalget har inntrykk av at den sterke tro bransjen hadde på sine egne evner og muligheter til å løse oppgavene på en bedre og billigere måte har hatt betydning for hvilken forsiktighet som er vist. Utvalget har også inntrykk av at det er slike strømninger som medvirket til at hovedleverandørene inngikk de totalkontraktene som omfattet både prosjektering, innkjøp og prosjektledelse.

Når vi ser på alle enkeltelementene som utgjør kostnadsøkningene, kan hvert enkelt av dem være godt forståelig og godt begrunnet. Men spørsmålet er snarere hvorfor den samlede virkning og utviklingsforløpet blir slik. Dette har antakelig sammenheng med holdninger i oljeindustrien og kanskje i leverandørindustrien. Det avkastingskravet som bransjen legger til grunn og dermed vektleggingen av inntekt på kort og lang sikt har betydning for hvordan industrien foretar sine beslutninger. Tradisjonelt har dette resultert i at det blir viktig å få feltene tidlig i produksjon. Ofte vil en kostnadsøkning kunne rettferdiggjøres ved at man får feltet tidligere i produksjon. Det er formodentlig noe av årsaken til at bransjen tradisjonelt har vært mindre bekymret for endringer under bygging enn man er i andre bransjer. Men i denne perioden har ønsket om kort gjennomføringstid falt sammen med høyt aktivitetsnivå hos de fleste aktører, slik at korrigerende tiltak har vært vanskeligere å gjennomføre enn i tidligere perioder med lavere aktivitet.

Felles ansvar

De svakheter ved beslutningsunderlaget, og gjennomføring som påpekes i dette kapittel, kan ikke tilskrives en enkelt gruppe av virksomhetens aktører. Operatører og leverandører og for så vidt også myndigheter var alle opptatt av å redusere prosjektenes kostnader og gjennomføringstid. De mente alle at dette krevde en radikal omlegging av prosjektarbeidet. Både operatører og

leverandører var pådrivere i retning av store totalkontrakter der leverandørene skulle tilby egne utbyggingsløsninger. Og alle parter så en klar gevinst i å bringe leverandørene inn på et tidligere stadium i prosjektutviklingen og med en rask igangsettelse av prosjektene i stedet for atskilte faser før og etter PUD.

Den dugnadsånd som var norsoks forutsetning og langt på vei styrke, har således også tilrettelagt for det som senere materialiserte seg i betydelige overskridelser av PUD-estimatene, nemlig den spinklere risikoprising. Ikke bare ble budsjettene av denne grunn urealistiske med den naturlige konsekvens at de ble overskredet. Det spinkle startgrunnlag fikk også selvstendige virkninger i gjennomføringsfasen.

13.2 Beslutningsgrunnlag, budsjett, forståelse av risiko

Det må aksepteres at grunnlaget for en utbyggingsbeslutning ikke kan være ferdig utredet i detalj, og at budsjettet derfor må bli beheftet med ikke ubetydelig usikkerhet. Utvalget mener imidlertid at flertallet av PUD-estimatene i perioden har vært urealistiske av grunner som kan tilbakeføres til underliggende forhold som særpreget perioden. Tilretteleggelse av beslutningsgrunnlaget og beslutningsprosessen var ofte preget av overdreven optimisme på grunnlag av positive trender, samstemte urealistiske ambisjoner om vesentlige ytterligere forbedringer og lav forståelse av den usikkerhet som fulgte av spinkel prosjektmodning og introduksjon av nye elementer. En vesentlig del av kostnadsoverskridelsene må tilskrives disse gjennomgående og oftest samvirkende grunnene til urealistisk budsjettering.

Utvalget vil i det følgende kort nærmere kommentere disse forholdene enkeltvis.

(a) Valg av leverandør før PUD

Det første forholdet er overgangen fra en tradisjonell sekvensiell prosjektgjennomføring til ny gjennomføringsmodell med valg av leverandør før PUD. Dette har medført en stor endring i budsjettprosessen ved at estimatene på plattformdelen av prosjektene i stor grad er blitt basert på anbud fra totalleverandørene med svært små usikkerhetspåslag. En har således gått fra en konservativ budsjettprosess der oljeselskapene utarbeidet estimater basert på erfaringstall og med betydelige usikkerhetspåslag, til en budsjettprosess basert på anbud gitt i en konkurransesituasjon.

Dertil kommer at leverandørene ikke hadde erfaringstall fra totalleveranser, men baserte seg på kalkyletall som ikke inneholdt tilstrekkelige usikkerhetspåslag for grensesnittkostnader.

Det er samtidig ikke slik at operatøren har kunnet basere en slik budsjettering på at all risiko er overført til leverandørene gjennom fastpris-kontrakter. I majoriteten av prosjektene bærer fortsatt oppdragsgiveren en stor del av risikoen, slik at lave anbud representerer en fare for budsjettoverskridelse.

Leverandørene beregnet mengder, timetall og risikopåslag for grensesnittkostnader i en konkurransesituasjon. Til tross et høyt aktivitetsnivå har en ikke fått «selgers marked» fordi en alltid har hatt den situasjonen at siste anbud i en serie med kontraktstildelinger ble levert før første tildeling av første kontrakt og at det var tilstrekkelig anbydere til å få en reell konkurranse med minst tre anbydere på hver kontrakt.

I tillegg ble det skapt en «toget går» -situasjon for leverandørene ved at det å etablere seg som totalleverandør med egne konsept ble sett på som strategisk viktig.

(b) Budsjettering av usikkerhet og nye elementer

I tillegg til at selve budsjettprosessen er blitt mindre konservativ som en følge av ny gjennomføringsmodell, er det også økt usikkerhet i estimatene både hos operatøren og leverandøren. Operatøren må definere prosjektforutsetningene på et tidlig tidspunkt (anbudsinnbydelse) når mange forhold ved feltutbyggingen er uavklart, og løper således en økt risiko for endringer: Leverandørene hadde ikke utviklet sine utbyggingsløsninger så langt at de kunne utarbeide sikre nok mengdeanslag, ei heller har de hatt gode nok metoder for å utarbeide slike anslag basert på begrenset teknisk definisjonsgrad. På toppen av dette kommer at leverandørene ikke hadde erfaring med leveranser av komplette plattformer.

De nye elementene som ble brakt inn i prosjektene for å redusere kostnadene, førte samtidig til økt usikkerhet. Dette gjelder de nye tekniske løsningene, flytende produksjonsplattformer, der en ikke hadde gode erfaringstall på arbeidsomfang. Det gjelder også nye samarbeids- og kontraktsformer som ble anvendt for totalleveransene og som en ikke hadde erfaring med. Samtidig tok en i bruk nye standarder, norsok-standarder, før operatør og leverandør hadde etablert noen praksis for hvordan en skulle tolke dem. Den korte gjennomføringstiden en baserte seg på, medførte også at det ble enda mer utfordrende å innfri ambisiøse mål for gjennomføringen.

(c) Optimisme og ambisjoner

Utvalget vil også påpeke den optimismen som rådet i bransjen i starten av norsok-prosessen. Den tradisjonelle prosjektgjennomføringen i olje- og gassindustrien hadde rom for store forbedringer med sin byråkratiske organisering og en rigid oppfølging og mange ikke-verdiskapende aktiviteter. Forut for og i parallell med norsok ble det løst opp i denne prosjektgjennomføringen ved at partene i et prosjekt ble ført sammen og verdiskapning og effektivisering ble fokusert. For alle prosjekter ble det meldt om radikale forbedringer og store besparelser p.g.a. effektivisering samtidig som en gjorde store teknologiske framskritt bl.a. innenfor boring, undervannsanlegg og flytende produksjon.

Det var derfor en bransje preget av stor optimisme som satte seg svært høye mål både når det gjaldt utbyggingskostnad og gjennomføringstid. Estimater ble for ukritisk basert på beste oppnådde produktivitetstall og nye tekniske løsninger, uten at det ble tatt høyde for usikkerhet. Hvis en skal rette noen kritikk mot det klima som ble skapt gjennom norsok, må det være at denne optimisme tok overhånd og at det var svært vanskelig å mane til forsiktighet.

Dessuten etablerte operatøren på flere prosjekt svært ambisiøse mål. Dette kan forklares med at den valgte utbyggingsløsning konkurrerte med andre løsninger, at prosjektet konkurrerte med andre prosjekt om gassallokering, at en forsøkte å få utbyggingskostnaden lavere enn 5 milliarder kroner eller at prosjektene bare tålte en viss utbyggingskostnad for å være lønnsomme.

(d) Rammebetingelser

Det er utvalgets inntrykk at prosessen med gassallokering (jf avsnitt 7.2) har hatt betydning for kostnadsutviklingen. Dette illustreres ved beslutningsgrunnlaget for Åsgard. For Haltenbanken var de betydelige volumer som var oppe for allokering i 1995 særlig viktige. Rettighetshaverne i Åsgard oppfattet denne situasjonen som en slags siste sjanse for allokering av så store mengder på en gang. For å beslutte en utbygging av Åsgard, krevdes det et markedsgrunnlag for betydelige volumer. Disse volumene kunne gi en tilstrekkelig sikkerhet for inntektene og danne grunnlaget for en utbyggingsbeslutning. For Åsgard var det gunstig at allokeringen ble utsatt slik at det ble mulig for rettighetshaverne å bringe prosjektet så langt fram at man kunne se utbyggingskostnader og gassinntekter i sammenheng. Dette medførte en stram tidsplan for utbyggingen av Åsgard siden leveringstidspunktet forble uforandret. Selv om rettighetshaverne til Åsgard var oppmerksomme på dette, mente de likevel at de kunne bygge ut feltet i tide. Det stramme tidsløpet kan også ha påvirket valg av utbyggingsløsning. For alle gassfelt gjelder det for øvrig at allokeringsprosessen innbyr til å anslå både utbyggings- og driftskostnader lavt fordi feltene ved allokeringen blir vurdert etter lønnsomhet.

Utvalget har inntrykk av at noen av utbyggerne ser på kostnadsanslagene i plan for utbygging og drift som mindre grunnleggende enn hva som tidligere var tilfellet. Selskapene kan nå i realiteten inngå kontrakter i stort omfang før prosjektet er godkjent av Stortinget. Dette gjør PUD-anslaget mindre egnet som styringsinstrument enn tidligere. I utgangspunktet skal rettighetshaverne beslutte utbygging på samme anslag som legges til grunn i PUD, men det ser ut til at de fleste rettighetshavere legger et annet anslag til grunn for sin beslutning. Kostnadsutviklingen kan derfor fortone seg annerledes for selskapene enn for myndighetene.

13.3 Boring og komplettering

Boring og komplettering av produksjons- og injeksjonsbrønner står for 1/3 av den samlede kostnadsøkning. Dette forholdet har til dels kommet noe i skyggen av overskridelsene i tilknytning til produksjonsinnretningene, som prosentvis er vesentlig mindre, men har blitt viet atskillig mer oppmerksomhet og omtale. Ved siden av den kostnadsmessige utvikling, har også brønnene blitt senere ferdigstilt for produksjon, og betydelige inntekter har blitt skjøvet ut i tid.

(a) Planlegging.

De iøynefallende kostnadsøkningene har etter utvalgets oppfatning i første rekke sammenheng med at operatørene ikke i tilstrekkelig grad har detaljplanlagt bore- og kompletteringsoperasjonene ved utarbeidelse av PUD. Det synes ikke å være en del av kulturen i bransjen å foreta slik detaljert planlegging på grunn av at kunnskapen om de geologiske forholdene er begrenset og at den bygges gradvis opp gjennom boring av produksjonsbrønnene.

(b) Kvalitet i utstyr og operasjon.

Alle operatørene har påpekt reservoarmessig kompleksitet og teknologisk avanserte brønner som viktige karakteristika ved boreoperasjonene. Brøn-

nene har ofte lange horisontale seksjoner som skal plasseres med høy presisjon i tynne reservoarsoner eller de skal penetrere dreneringsområder som ligger på stort dyp og med uvanlig høye trykk og temperaturer. Kvalitet i operasjon og forventningsrett planlegging, dvs. at gjennomføring samsvarer med plan, fordrer at utstyr, personell og samhandling mellom ulike bidragsytere ligger på et kvalitetsmessig høyt nivå.

De aller fleste brønnene som inngår i de utvalgte prosjektene har blitt boret fra halvt nedsenkbare borerigger designet for og med erfaring hovedsakelig fra leteboring. Det er sider ved de resultatene som er oppnådd som tyder på at slike rigger ikke er optimale ut fra de krav som operasjonene stiller. Dette synes mest fremtredende for kompletteringsoperasjonene hvor en finner en relativt større del av avvikene fra planlagte kostnader.

Også utbygginger med eget boreanlegg har møtt problemer knyttet til bygging, ferdigstilling og idriftsetting av anleggene. Årsakene til disse forsinkelsene eller overskridelse er de samme som for de øvrige deler av produksjonsinnretningene.

(c) Kapasitet og kompetanse.

Det store antall undervannsbrønner som har inngått i prosjektene i perioden, har medført stor etterspørsel etter mobile borerigger. Tilnærmet all riggkapasitet som møter kvalitetskravene for norsk kontinentalsokkel har blitt utnyttet. På samme måte har det vært stor etterspørsel etter personell til både bore- og brønnserviceselskapene. Bransjen har i denne situasjonen slitt med å holde kompetansenivået jevnt og høyt nok.

Den sterke etterspørselsveksten har medført uvanlig høye rater, også for rigger som etter hvert må betraktes som eldre (mer enn 15 års aktiv operasjon), noe som også har bidratt til kostnadsøkningen. Boreentreprenørene har i noen grad gått igang med ombyggings- eller nybyggingsprosjekter for å oppgradere flåten. Dessverre har også disse byggeprosjektene blitt rammet av kostnadsøkninger og forsinkelser. Forsinkelsene har vært betydelige og ingen av feltutbyggingene som utvalget har sett på, har ennå fått nyte godt av moderne og mer velegnede borerigger. Dette har også bidratt til kostnadsøkningene og senere ferdigstilling av brønnene for produksjon.

Bore- og brønnoperasjoner er sikkerhetsmessige krevende og det er stort potensiale for uhell eller tilløp til alvorlige uhell. Utvalget har ikke fått opplyst fra operatørene at HMS- krav har blitt satt til side eller sett bort fra i operasjonene, men det krever hele tiden stor oppmerksomhet og at operasjoner og tempo tilpasses det utstyret som benyttes.

Operatører og boreentreprenører bør i fellesskap tilstrebe å få til en fortsatt oppgradering og fornyelse av riggflåten som opererer på norsk kontinentalsokkel.

13.4 Teknologi

Det er gjennom prosjektene i perioden gjennomført et teknologiskift, særlig mht. produksjonboring og -komplettering og flytende produksjonsanlegg med havbunnsbrønner. Denne utviklingen er svært viktig i lys av det som må ventes å bli utfordringene i fremtidige utbygginger, bl.a. mht. havdyp, reservoarstørrelse og dreneringsforhold.

Implementeringen av ny teknologi har likevel også introdusert betydelige usikkerhetsfaktorer som ikke har vært tilstrekkelig påaktet i budsjettering og gjennomføring av prosjektene. Dette gjelder særlig innenfor områdene boring (se ovenfor) og flytere.

En betydelig del av overskridelsene kan relateres til introduksjon av en ny generasjon flytende produksjonsinnretninger. Disse løsningene er enten produksjonsinnretninger med skrogform som på tradisjonelle skip eller halvt nedsenkbare produksjonsinnretninger som på tradisjonelle borerigger. Ideen var å utnytte en effektiv industri og en effektiv design for å redusere utbyggingskostnader.

De betydelige overskridelsene som kan henføres til introduksjon av flytende produksjonsinnretninger gjelder ikke uforutsette problemer med disse løsningenes funksjonalitet. Det dreier seg i første rekke om at en på flere prosjekter møtte utfordringer med leveranser fra nye leverandører til olje- og gassindustrien, skipsverftene. Flere skrog ble levert til sammenstillingsverksted i Norge med et stort omfang av utestående arbeid. Dette skyldes manglende kvalifisering av disse leverandørene, undervurdering av oppfølgingsbehov, problemer med å anvende olje- og gassindustriens endringsmekanismer i en annen industri og svikt i verftenes forståelse av kompleksitet, kvalitetskrav og gjeldende regelverk og i deres leveringsevne. Aktørene undervurderte således problemene ved å utnytte de fordelene bruken av skipsverftene ble antatt å innebære.

For de halvt nedsenkbare plattformene relateres en andel av overskridelsene til uforutsette utfordringer med prosjektering av platebærerkonstruksjonen i dekket p.g.a. vektsensitivitet, mindre fleksibilitet for endringer og utmatting.

13.5 Prosjektgjennomføring

Prosjektgjennomføringen i de aktuelle prosjektene kjennetegnes av kort prosjektgjennomføringstid der en har kortet ned på tiden både i fasen forut for igangsettelse av prosjektet og i selve prosjektet. Dette har vært det viktige bidrag til de forbedringene vi har sett i perioden 1994-1998. En rekke av de elementene som har bidratt til forbedringene, har imidlertid samtidig også bidratt til overskridelsene.

(a) Nye samarbeidsformer

Overskridelsene kan bl.a. relateres til de nye samarbeidsformene mellom operatør og leverandør. Dette gjelder først og fremst de kontraktuelle forhold, der en har gått fra et sett med standardkontrakter for prosjekteringskontrakter og fabrikasjonskontrakter, til mer individuelt utformede totalkontrakter.

Disse kontraktene har medført økt risiko for leverandøren, men også en betydelig kontraktuell eksponering for operatøren. Dette skyldes at kontraktene tildeles på et tidlig tidspunkt (før PUD) og at det således er en fare for at prosjektforutsetninger vil endre seg. Det skyldes også at leverandørenes risikoeksponering er svært høy, og at dette i seg selv utgjør en risiko for operatøren i det tilfellet at prosjektestimatet er urealistisk.

I tillegg til ordinære endringer er det andre forhold som har bidratt til at det har oppstått kontraktuell uenighet mellom operatør og leverandør. De nye norsok standardene er på noen områder funksjonsrettede og det har på flere

prosjekt oppstått uenighet om tolkningen av disse funksjonskravene. Operatørene har overført sine rammeavtaler til leverandøren, uten at sistnevnte har fått tilstrekkelig innsyn i disse. Dette gir uenighet hvis ikke rammeavtalen innfrir de forutsetninger leverandøren har lagt til grunn for sin gjennomføring. Uenighet om kontraktsforhold kan dessuten i seg selv medføre kostnadsøkning fordi den fører til at partene ikke fatter beslutninger så effektivt som mulig i prosjektet.

(b) Redusert gjennomføringstid og parallellitet mellom aktiviteter

Den korte gjennomføringstiden har medført en stor overlapp mellom de ulike fasene i prosjektet; prosjektering, bygging og uttesting.

Dette har ført til en økende risiko for at en feil/endring i den ene fasen medfører forsinkelser og økte kostnader i den neste fasen. Uforutsette problemer og økt arbeidsomfang i prosjektering og endringer av prosjektforutsetningene har fått store konsekvenser med kostnadsoverskridelser i byggefasen og uferdige leveranser.

(c) Leverandørenes evne til å gjennomføre totalleveranser

En har i denne perioden hatt en markant overgang fra en gjennomføringsmodell med mange enkeltkontrakter til totalleveranser. Leverandørene har hatt erfaring med enkeltelementene i disse kontraktene, men ikke med den totale prosjektstyringen som tidligere var operatørens ansvar. Det har ikke foregått noen særskilt erfaringsoverføring fra operatør til leverandør på dette området, og det er ikke tvil om at leverandørene har hatt problemer med å gjennomføre totalleveransene så effektivt som forutsatt. Dette gjelder ikke minst organiseringen og styringen av store underleveranser inn i totalleveransen. På noen prosjekter har kostnadene økt fordi operatøren har funnet det nødvendig å øke sin oppfølging vesentlig fordi han ikke har hatt tillit til leverandørens styring av prosjektet.

(d) Aktivitetsnivå

Det sykliske preg for virksomheten er påfallende. Et betydelig antall prosjekter som ble besluttet utbygget fra høsten 1994, medførte en tilsvarende betydelig økning i oppdragsmengden til norske leverandører. Selv om denne sammenhengen ikke er entydig, er indikasjonene at aktivitetsnivået har hatt betydning for kostnadsøkningen. Utvalget har sannsynliggjort at hoveddelen av grunnlaget for kostnadsøkningen ble lagt tidlig i prosjektet og kompetanse- og ressursknapphet har dessuten gjort det vanskelig for operatørene og leverandørene å gjennomføre prosjektene så effektivt som mulig. Økt pris på innsatsfaktorer som ingeniørtimer, verkstedtjenester, materialkjøp, fartøyrater og dagrater for boring har også samlet hatt en innflytelse på kostnadsoverskridelsene i prosjektene.

Foruten en prisøkning på innkjøpselementer/kontrakter som ikke var bundet opp på PUD-tidspunkt, har det høye aktivitetsnivået hatt en innvirkning på gjennomføringen av prosjektene. Dette skyldes ikke minst at arbeidsomfanget har vært undervurdert slik at ressursbehovet har vært mye større enn forutsatt. Det skyldes også uforutsette forhold som overført arbeid og endrede prosjektforutsetninger.

Det høye aktivitetsnivået har sannsynligvis hatt størst negativ effekt på ledelse og prosjekteringssiden både på operatør- og leverandørsiden. Dette gjelder både for prosjektdefinisjonsfasen og prosjektgjennomføring der mange prosjekt ble igangsatt samtidig.

Kapittel 14

Tiltak: Sammenfattende vurderinger

14.1 Hovedsynspunkter

Det er av avgjørende betydning for norsk olje- og gassvirksomhet at man fortsetter å redusere kostnadene ved utbyggingsprosjekter. En lav oljepris forsterker dette behovet. Uten fortsatte kostnadsreduksjoner vil det kunne bli umulig å gjennomføre de mindre og mer krevende utbygginger som etterhvert vil dominere kontinentalsokkelen. Dette gjelder både når norsk kontinentalsokkel sees isolert, og særlig når den skal konkurrere med andre regioner om investeringene.

Samtidig må hensynet til helse, miljø og sikkerhet ivaretas i alle ledd av virksomheten, både under utbygging og i driftsfasen.

Utvalget har konstatert at målene om lavere kostnadsnivå og redusert gjennomføringstid har gitt klare resultater i norsok-perioden, se kap. 10 ovenfor. Men beslutningsgrunnlagene har i urovekkende grad vist seg å være urealistiske, samtidig som overskridelsene i etterpåklokskapens lys indikerer at deler av utbyggingsaktiviteten ikke har fått et optimalt forløp, til dels som en følge av at beslutningsgrunnlagene var urealistiske, men også av andre grunner. Mange aktører er også påført alvorlige tap som ikke reflekteres i overskridelser av PUD-budsjettet. Dessuten har flere miljøer fått ugunstige arbeidsbelastninger, særlig innen prosjektering og på de byggesteder som har hatt stor vekst i arbeidet. I disse miljøene er det også en bekymring for at belastningene ikke er begrenset til en spesiell fase eller spesielle årsaker, men er mer varig.

Utfordringen er å identifisere og gjennomføre tiltak som kan hindre at dette fortsetter. Estimatene som legges til grunn for utbyggings beslutninger, må ikke bare bli sikrere, de må også fortsatt være drevet av behovet for å bringe kostnadene ned på et nivå som gjør utbyggingene lønnsomme.

Erfaringene fra utbyggingsprosjektene i de siste år har allerede gitt næringen grunnlag for en del tiltak for å oppnå sikrere beslutningsgrunnlag og samtidig mest mulig optimale for utbygginger. En har også etablert et bedre erfaringsgrunnlag å bygge videre på. Utvalgets forslag til tiltak er ment å støtte og supplere denne prosessen. Det er viktig å fastholde at erfaringene ikke tilsier at man bør vende tilbake til tidligere praksis i måten å tilrettelegge og gjennomføre utbyggingene på.

Utfordringen er å rendyrke og videreføre de beste elementer i de siste årenes utbygginger i erkjennelse av de svakheter kostnadsøkningene har avdekket. Ambisjonene må altså videreføres, men metoden må undergis korrigeringer. Stikkordet er djerv realisme.

På grunnlag av de årsaker utvalget mener er avgjørende for kostnadsoverskridelsene i perioden 1994-98, foreslår utvalget i det følgende tiltak på fem ulike områder. Tiltakene er rettet mot oljenæringen som helhet

14.2 Holdninger og samarbeid

Holdninger og samarbeid var sentrale elementer i norsok-arbeidet. På samme måte må aktørenes holdninger og samarbeidet mellom aktørene prege de korrigerende tiltak man nå bør gjennomføre. Det er ikke tale om at ett enkelt ledd i kjeden alene må stå for de forbedringene som kreves. Den grunnleggende norsok-filosofi om samspill mellom aktørene må fortsatt gjelde.

(a) Grunnleggende holdningsendring: Større åpenhet, mindre posisjonering.

Den norske olje- gassindustri har gjennomført en rekke krevende prosjekter på rekordtid og til en kostnad som innebærer en markant forbedring og som står seg godt i internasjonal sammenheng. Utvalget tillater seg likevel å påpeke at det i fortsettelsen av norsok er helt avgjørende at industrien lykkes med grunnleggende holdningsendringer på flere områder:

- Det er behov for større vilje til i fellesskap *å kartlegge virkningene av de radikale endringer* bransjen har gjennomgått i de senere år. Endringene har omfattet hele spekteret fra teknologi og reservoarutfordringer til organisatoriske systemer og markedsstruktur. Aktørgruppene er berørt enkeltvis, men endringene har særlig betydning for samspillet mellom dem. Myndigheter, operatører og leverandører bør sammen enes om de kursjusteringer som er nødvendig for å sikre en positiv utvikling.
- Det er behov for *større åpenhet om reelle resultater og utfordringer* i prosjektutviklingsfasen, både hos leverandører og operatører. norsok-prosessen nødvendiggjorde nok bruk av inspirerende og holdningsskapende retorikk. Men bransjen er nå inne i en fase preget av færre radikale nye elementer og mer konsolidering. Dette bør også føre til mer realistiske holdninger ved tilrettelegginger av grunnleggende forutsetninger for utbygginger.
- Det er behov for *større åpenhet mellom aktørene* for at en skal kunne utnytte de samlede erfaringer. Dette gjelder operatørene imellom, og i forholdet mellom operatør og øvrige rettighetshavere som ofte har verdifull kompetanse fra andre regioner, mellom operatør og leverandør, og leverandørene imellom.
- Det er behov for større vilje til i fellesskap å kartlegge virkningene av de radikale endringene.

Det er avgjørende at aktørene etablerer og utvikler relasjoner som muliggjør holdninger og adferd som her er nevnt.

(b) Partene må samarbeide om håndteringen av risiko i kontraktsforholdene.

Kontraktsforholdene mellom operatør og forskjellige grupper leverandører er sentrale for utbyggingskostnadene. Utvalget mener at forhold som har sammenheng med håndteringen av risiko knyttet til partenes kontraktsrelasjoner har hatt en ikke ubetydelig innvirkning på kostnadsoverskridelsene.

Risikobildet i disse kontraktsforholdene er endret i de senere år. Dette skyldes flere forhold. Utbyggingsprosjekter organiseres nå annerledes enn tidligere. Viktige stikkord er parallelle faser i stedet for sekvensielle, tidlig involvering av leverandøren, totalkontrakter i stedet for separate kontrakter på hovedkomponenter i utbyggingen, og kortere gjennomføringstid. Samtidig

med disse organisasjonsendringene er det ofte introdusert ny teknologi, hvor erfaringsgrunnlag har manglet.

Det endrede risikobildet byr på store utfordringer for både operatør og leverandør, men det krever fremfor alt et samarbeid mellom disse aktørene. Behovet har alltid vært erkjent i norsok-arbeidet, men betydningen har etterhvert blitt fremhevet enda sterkere, jfr. rapporten Samspillnormer (juni 1998).

Utvalget mener at det er nødvendig å identifisere og håndtere risiko knyttet til kontraktsrelasjonene på en mer effektiv og rasjonell måte enn man hittil har maktet. Det er derfor en sentral oppgave å etablere en felles forståelse for at det her må settes inn krefter. Det er viktig at dette gjøres både i den individuelle kontraheringssituasjon og i en generell sammenheng.

Mer konkret mener utvalget at det må gjøres en innsats på følgende punkter:

- Partene *må i fellesskap analysere prosjektrisiko* som en del av sine kontraktsforhandlinger. De må adressere risikoen for at prosjektforutsetninger endres og hvilke konsekvenser dette kan få, og hvordan det skal ivaretas kontraktuelt.
  Operatøren må søke å avdekke om det er felles forståelse av alle viktige elementer (standarder, rammeavtaler, forutsetninger osv.) og om leverandørens estimater er basert på en forsvarlig balansering av kontraktsforståelse, erfaringsgrunnlag og usikkerhetspåslag. Leverandøren må på sin side være villig til å føre forhandlinger på disse premissene, med vekt på felles forståelse av oppgavene og sannsynliggjøring av estimater. Dette krever en grunnleggende holdningsendring hos alle som er involvert i arbeidsprosessen, på begge sider av bordet og ikke bare ledelsen.
  Dette gjelder uavhengig av om operatøren velger en fastpriskontrakt, en allianse med felles målbudsjett eller en mellomting mellom disse. Operatøren vil uansett være tjent med at leverandøren har fornuftige estimater, og vil bedre kunne vurdere sin egen risikoeksponering gjennom å ha full innsikt i dette.
- Utvalget anbefaler at *partene viderefører arbeidet med å utvikle standardiserte kontraktsvilkår*, løsrevet fra de individuelle kontraktsinngåelsene.
  De grunnleggende regler om riskofordeling er for viktige og til dels teknisk kompliserte til at de bør overlates til ad hoc tautrekking ved den enkelte kontrahering. Standardisering bedrer muligheten til å finne fram til kommersielt balanserte og derfor økonomisk generelt effektive kontraktsvilkår, samtidig som transaksjonskostnadene blir lavere. Partene på norsk kontinentalsokkel har ligget langt fremme på dette område, siden slike standarder har vært i bruk siden 1983. En av anbefalingene i crinerapporten i Storbritannia var nettopp å utarbeide standardkontrakter, hvilket likevel ennå ikke har lykkes i særlig grad.
  Kontraktene må utformes i skjæringspunktet mellom to grunnleggende hensyn: Behovet for å etablere effektive samarbeidsrelasjoner, og behovet for klare kjøreregler som styringsredskap i prosjektet. Innenfor kontraktsrammen (og altså løsrevet fra prosjektets fremtidige inntekter) har partene prinsipielt klart motstridende interesser: Operatøren ønsker et best mulig produkt til en lavest mulig pris, mens leverandøren ønsker et høyest mulig vederlag. Det er viktig at kontraktene legger grunnlag for samarbeidsrelasjoner som toner ned denne latente motsetningen. Men det er også viktig at det ikke legges opp til uklarhet i partenes roller.

14.3 Mer kvalitet tidlig

Et gjennomgående trekk i de prosjekter utvalget har sett nærmere på, er at beslutningsunderlaget var svakt da utbyggingen ble igangsatt og PUD ble godkjent.

Det oppstår her et avveiningsproblem fordi det kan være et motsetningsforhold mellom tiltak som skal sikre at budsjettforutsetningene er realistiske, og tiltak som primært tilsikter at utbyggingskostnadene skal være lavest mulig. Optimal prosjektgjennomføring kan meget vel kreve at operatør tar i bruk nye metoder – teknologisk, organisatorisk eller på annen måte. Lykkes dette, vil kostnadene bli lavere enn ved en mer konvensjonell fremgangsmåte. Men risikoen for ikke å lykkes øker. Og det er i alle tilfelle vanskelig å estimere kostnadene når erfaringsgrunnlag mangler. En optimal prosjektgjennomføring kan derfor lett føre til at budsjettene samtidig blir mer usikre. Erfaringene fra perioden 1994-98 illustrerer dette. Utvalgets mandat foretar ingen prioritering mellom ønsket om budsjettsikkerhet (mandatets pkt. 1 og 2) og om optimal gjennomføring (mandatets pkt. 3). Oppgaven for operatøren er å få til en samordning – altså oppnå realistiske budsjetter som er optimale. Et viktig element i dette arbeidet er å styrke beslutningsunderlaget.

Utvalget mener det her er potensiale for betydelige forbedringer, og anbefaler tiltak på følgende områder for å bedre beslutningsunderlaget i fremtidige prosjekter:

(a) Prosjektene bør utvikles så langt at utbyggingselementer kan estimeres med rimelig sikkerhet før PUD godkjennes.

Rettighetshaverne bør investere så mye i prosjektets tidligfase at det er rimelig sikkert at grunnleggende prosjektforutsetninger ikke vil endre seg vesentlig og at de tekniske løsningene er så godt definert at en kan utarbeide rimelig sikre estimater.

Viktige elementer i dette er:

- Beslutningsgrunnlagets *forskjellige grunnforutsetninger må søkes brakt frem til samme nivå*. Innsikt i og definisjon av reservoar, prosess, operasjon, transport og salg må være noenlunde jevn, og tilstrekkelig detaljert til at utbyggingsløsninger og estimater kan utarbeides med nødvendig trygghet. Dette er krevende fordi disse størrelsene i betydelig grad er gjensidig avhengige og må fastlegges i samspill med andre aktører, som andre rettighetshavergrupper og myndigheter. For kvaliteten av beslutningsgrunnlaget er en samordnet avklaring desto viktigere.
- Grunnforutsetningene må *fastlegges på et riktig tidspunkt*, slik at prosjektet ikke må trekke med seg store usikkerheter og mange alternativer når anbudsperioden starter og prosjektet tar fart.
- Fortsatt *standardisering* av konsept eller deler av konseptet vil legge til rette for gjenbruk av underlag og god utnyttelse av erfaring. Standardisering gir også grunnlag for å inngå *rammeavtaler* på viktige komponenter eller systemer. Tiltak og videreføring av praksis på disse to områdene vil gi gode bidrag til lavere kostnad, høyere presisjon i kostandsanslagene og større forutsigbarhet for partene.
- Jo tidligere en kan konsentrere innsatsen om *en bestemt utbyggingsløsning*, jo større er mulighetene for å kunne optimalisere løsningen og etablere sikre estimater. Det er også viktig å benytte pålitelige metoder for å definere mest kostnadseffektive løsninger. Hensikten med slike metoder vil

være at alle kostnadsreduksjoner baseres på beslutninger som innebærer reelle forenklinger, og ikke på urealistiske ambisjoner.

- Det må utføres en *tilstrekkelig utvikling og prosjektering av valgte utbyggingsløsninger* for å kunne utarbeide rimelig sikre estimater. Det har avgjørende betydning at omfanget av utviklings- og prosjekteringsarbeid tilpasses den erfaring man har med tilsvarende utbyggingsløsninger. Løsninger som inneholder mange nye elementer eller er svært store krever mer tidligfasearbeid enn utbygginger der man har solid erfaring med arbeidsomfang og kostnader. Forutsetningen er at industrien etablerer erfaringsbaser på grunnlag av gjennomløpte prosjekter, og nyttiggjør seg gode metoder for å estimere arbeidsomfang utfra en begrenset teknisk definisjonsgrad.
- *Samspillet med leverandørene i prosjektutviklingen* må nyanseres. For utbyggingsløsninger der det finnes pålitelig erfaringsgrunnlag, kan man velge en modell der leverandørene kompenseres for å bringe utbyggingsløsningene fram til en tilstrekkelig modenhet som gjør at det eksempelvis er forsvarlig å tilby i en anbudskonkurranse. Derimot bør operatørene vise større forsiktighet med å la leverandørene konkurrere om utbyggingsoppdrag som baseres på helt nye tekniske løsninger eller svært store og kompliserte løsninger med stor usikkerhet i seg. En må ha klart for seg at en anbudskonkurranse da vil være et redskap mer for å velge leverandør(er), enn for å fastlegge utbyggingskostnad. I slike tilfeller vil operatøren være tjent med å føre utviklingen av prosjektet videre til en har etablert den nødvendige sikkerhet for PUD-estimat. Dette kan skje ved at operatøren etablerer en allianse for utvikling og gjennomføring eller ved å føre prosjektet så langt fram at en ordinær anbudsprosess er forsvarlig.

(b) Estimatene må baseres på en grundigere vurdering av gjenværende risikoelementer.

Selv om operatøren kan redusere risikoen for overskridelser gjennom å investere mer i tidlig fase og sørge for at han har ivaretatt risikoelementet i de kontrakter han inngår, vil det fortsatt være usikkerhet i estimatene som inngår i budsjettet. Budsjetteringsmetodene må reflektere dette, slik at intensjonen om et 50/50-estimat etterleves. Dette krever en vurdering av sannsynligheten for en rekke uforutsette begivenheter, og en estimering av hvilke konsekvenser de vil kunne ha. Slik risiko kan f.eks. springe ut av at prosjektforutsetninger endrer seg, at det oppstår grensesnittkostnader mellom ulike utbyggingselementer, eller at estimerte mengder, kostnader og markedspriser endrer seg uten at operatøren er kontraktsmessig dekket. Det er også viktig at det inkluderes for operatørens egen risiko på toppen av kontraktsprisene for totalleveranser.

(c) Estimeringsarbeidet tilknyttet boring og komplettering må gis et sikrere grunnlag.

Kostnadsoverskridelsene på produksjonsboring var 1/3 av overskridelsene på de prosjekter utvalget har sett nærmere på. Dette tilsier at det må innføres bedre arbeidsrutiner og metoder for estimering av bore- og ferdigstillelseskostnadene og tidsbruken. Det må også bli en bedre forståelse av gjenværende usikkerhet og risiko. På den annen side understreker utvalget at fremtidige utbygginger i stor grad vil være avhengige av en videreføring av de teknolo-

gisprang man har sett de senere år. Usikkerhet og risiko for at teknologisprangene blir mer kostbare enn antatt i et ambisiøst basisestimat må ikke føre til en overdreven tilbakeholdenhet med å utvikle og ta i bruk nye løsninger.

For å bedre estimeringsgrunnlaget vil det generelt være naturlig å benytte den samme arbeidsmetodikk som brukes ved bygging av selve produksjonsanlegget, herunder ta hensyn til de ovennevnte anbefalinger. For øvrig peker disse tiltakene seg ut:

- *Fagmiljøer* med innsikt i boring, komplettering og reservoar *må bringes tettere sammen* ved utarbeidelsen av dreneringsstrategi og andre forutsetninger i estimeringsgrunnlaget. Avveiningene og resultatene fra dette arbeidet må integreres bedre i planleggings- og designarbeidet med produksjonsanleggene og nedstrømsanleggene, og inngå i vurderinger tilknyttet produktmarkedet.
- De mest velegnede *seismiske metoder* må brukes dersom det skal kunne forsvares å ta den risiko som ligger i å redusere antall avgrensningsboringer før utbyggingsbeslutning. Risikoen ved en slik prioritering må for øvrig vurderes nøye og eventuelt prissettes.
- Ved bruk av *mobile borerigger* må det stilles *kvalitetskrav* som reflekterer forskjellen mellom tradisjonell leteboring og kompleks produksjonsboring og brønnkomplettering. Dette er nødvendig for å oppnå forventningsrette estimater og kostnadseffektivitet i boreoperasjonene. Nytt og bedre utstyr enn det hittil brukte må tas i bruk dersom det skal kunne oppnås kostnadsnivå på linje med det som ble lagt til grunn for de utbygginger utvalget har sett nærmere på.
- Den etablerte arbeidsdeling og *samhandlingsmodell mellom operatør og entreprenør/serviceselskap* må videreføres og forbedres. Dette krever også at oppdragene styres slik at kapasitetsproblemer ikke fører til reduksjon i den kvalitet og kompetanse hos entreprenør- og serviceselskapene som er nødvendig for å realisere ønsket teknologiutvikling på området.

(d) Det bør treffes tiltak for å synliggjøre og håndtere belastninger mht. helse, miljø og sikkerhet.

Ethvert utbyggingsprosjekt har økonomisk målbare kostnader i form av sykefravær, skader, miljøinvesteringer osv. Utvalget har ikke funnet grunnlag for å fastslå at disse kostnadene har vist noen markert økning i den aktuelle periode i forhold til det man måtte forvente ved beslutningen om utbygging på kort tid.

Utbyggingsprosjekter har også effekter for helse, miljø og sikkerhet som ikke så enkelt lar seg måle økonomisk. Dette gjelder særlig helse- og miljøbelastninger som gjennom arbeidsmiljøundersøkelser ikke gir seg uttrykk i fravær eller direkte målbar produktivitetssvikt. Utvalget mener det foreligger sterke indikasjoner på at denne type belastninger i visse tilfeller har økt markert i perioden i forhold til hva man normalt skulle forvente da prosjektene ble vedtatt. Det foreligger for så vidt en kostnadsøkning, selv om den ikke enkelt kan uttrykkes økonomisk. Årsakene henger nær sammen med de forhold som også har gitt seg utslag i direkte kostnadsøkninger i prosjektene.

Ut fra mandates målsetning om kostnadseffektive utbygginger er hensynet til helse, miljø og sikkerhet et vilkår. Det er viktig – og har også stadig vært en grunnforutsetning i norsok-arbeidet – at dette vilkåret blir ivaretatt i jakten på lavere utbyggingskostnader.

De tiltak utvalget foreslår for å oppnå realistiske og optimale investeringsanslag vil generelt være egnet til å unngå slike økninger i helsebelastningen som utvalget mener å konstatere. Utvalget ser likevel også behov for tiltak som mer spesifikt er rettet mot helse, miljø og sikkerhet.

- Man bør gjennom arbeidsmiljundersøkelser søke å utarbeide *indikatorer som kan synliggjøre* de hittil ofte skjulte helsebelastningene, slik at denne kostnaden blir en reell del av beslutningsgrunnlaget og prosjektstyring. Bruk av skiftarbeid, nattarbeid og overtid kan gi relevante indikasjoner. Det samme kan lengde av arbeidsøkter, omfang av helgearbeid, fraværsstatestikk og gjennomtrekk i arbeidsstokken.
- Det bør treffes tiltak som direkte eller indirekte er egnet til *å hindre at helsebelastningen øker* i situasjoner som de vi har sett de siste årene. Bearbeidede konsepter som gir oversiktlige arbeidsprosesser uten store uforutsette mengder merarbeid, vil eksempelvis være et godt virkemiddel for å unngå arbeidsmiljøbelastninger som er knyttet til arbeidstidsproblemer.

14.4 Beslutningsprosessene ved utbyggingsprosjekter

Utvalget mener det er grunn til å vurdere samspillet mellom PUD og rettighetshavernes interne beslutningssystemer i forbindelse med utbygging.

(a) Det bør avklares hvilken formell og reell funksjon PUD skal ha i beslutningsprosessen.

Utvinningstillatelsen, petroleumsloven og petroleumsforskriftene, samt enkelte andre viktige institusjonelle forhold som GFU- og FU-prosessene, setter premissene for gjennomføring av prosjektene. PUD er gitt en sentral, koordinerende rolle som grunnlag for myndighetenes godkjennelse av utbyggingen. Det er likevel klare indikasjoner på at PUD ikke lenger fyller denne rollen helt ut. Viktige parametre står ofte uavklart eller er beheftet med stor usikkerhet ved denne sentrale milepælen. På den annen side må det erkjennes at det er en latent konflikt mellom ønsket om å redusere usikkerheten i PUD-estimatene og myndighetenes ønske om å beholde en reell handlefrihet ved godkjennelsen av utbyggingsprosjekter.

Myndighetene og rettighetshaverne har en felles interesse av å utarbeide klare retningslinjer for når de forskjellige prosjektforutsetninger må fastlegges i PUD-utviklingsfasen. Dette gjelder ikke minst for spørsmålet om gassallokering. Utvalget anbefaler følgende tiltak:

- Det er behov for større *beslutningsdisiplin i rettighetshavergruppene.* Det bør ikke være akseptabelt å sende inn en PUD for myndighetsbehandling når vesentlige punkter i sentrale nøkkelparametre står uavklart. Slike parametre vil eksempelvis være dreneringsstrategi, teknisk konsept, produktspekter og tredje parts avtaleforhold av stor betydning for teknisk konsept. Manglende avklaring på slike punkter påvirker åpenbart både kostnadsanslaget i seg selv og i hvilken grad det er mulig å gjennomarbeide det.
- Estimater i PUD må utarbeides i henhold til *PUD-veilederen*, dvs. med 90/10 – 10/90 usikkerhetsspenn, og dette spennet må inngå som en del av beslutningen og myndighetskonsultasjon.
- I lys av ovenstående bør det drøftes og avklares *på hvilket tidspunkt i prosessen PUD bør innsendes.* Utvalget går ikke nærmere inn på dette komplis-

erte spørsmålet, men peker på noen elementer som kan inngå i diskusjonen:

- Man kan forsøke å definere klarere hvilket kvalitetsnivå forutsetningene for PUD skal bringes fram til før innsendelse.
- Man kan se på muligheten av å dele opp PUD f.eks. basert på hvilke formål de forskjellige deler av planen har i beslutningsprosessen.
- Man kan vurdere utvidede retningslinjer for interaksjon mellom rettighetshaver og myndigheter i forberedelsen av PUD.
- Man kan vurdere vilkårene for og virkningene av dagens ordning med godkjennelse av at større kontraktsmessige forpliktelser inngås før PUD.

(b) Utvalget anbefaler at kriteriene for revisjon av PUD avklares.

Det er urealistisk at andre enn rettighetshaverne, f.eks. departementet eller Stortinget, skulle kunne styre kostnadsutviklingen i prosjektene i mer gunstig retning ved en nærmere oppfølgning eller mer omfattende rapportering fra operatøren. Likevel er det klart at departementet og Stortinget vier mindre oppmerksomhet til *endringer av forutsetninger og investeringer* i de enkelte prosjekter enn til selve investeringsnivået fastlagt i PUD. Det er uklart hvordan denne forskjellen påvirker prosjektene og kostnadsutviklingen.

Imidlertid reiser det seg her spørsmål om hvilken betydning PUD skal ha dersom vesentlige parametre i utbyggingen endrer seg etter at planen er godkjent. Eksempelvis endrer reservoarforståelsen seg på viktige punkter, eller man ønsker å utvide prosjektet for å høste ytterligere inntekter. Utvalget har inntrykk av at det ikke er noen klar holdning, hverken blant operatørene eller hos myndighetene, til når PUD formelt bør revideres i slike situasjoner.

14.5 Anspore til videre forbedring

Det er nødvendig at aktørene i industrien fortsetter den prosessen de har startet for å redusere utbyggingskostnader. En må bygge videre på de forbedringer som er oppnådd og ikke la pendelen svinge tilbake mot mer konservative og ineffektive gjennomføringsmodeller som en følge av de tilbakeslagene en har erfart. Det er behov for at norsok-prosessen fortsetter med uforminsket styrke, men at det samtidig tas lærdom av de feilene som har ført til kraftige tilbakeslag i den perioden industrien har vært gjennom.

Industrien må arbeide videre med kontinuerlig forbedring med basis i oppnådde resultater. Nye forbedringstiltak for å oppnå radikal forbedring må være gjennomarbeidet før de iverksettes på prosjekter.

Utvalget ser at det vil være en utfordring å oppnå tilstrekkelig åpenhet om dette erfaringsgrunnlag på grunn av konkurransemessige forhold. I forhold til de utfordringer industrien står overfor, vil aktørene likevel være bedre tjent med større åpenhet og bedre erfaringsoverføring enn det motsatte.

Utvalget foreslår noen tiltak for å sikre at forbedringsprosessen fortsetter. Disse tiltakene vil henge nært sammen med de tiltakene som er anbefalt for å oppnå sikrere estimater: mer kvalitet tidlig.

(a) Etablere et sikkert fundament for kontinuerlig forbedring.

En har vært i gjennom en turbulent periode i industrien med gjennomføring av en serie prosjekt med mange radikalt nye elementer i seg.

- Operatørene og leverandørene bør utarbeide et pålitelig erfarings-

grunnlag basert på gjennomførte prosjekter, slik at den videre utviklingen tar utgangspunkt i virkelig oppnådde resultater. Dette vil være et nytt fundament som industrien kan bygge videre på.

- Industrien bør også i større grad basere seg på pålitelig benchmarking der måltall for nye utbygginger sammenholdes med sammenlignbare feltutbygginger med noenlunde sammenfallende forutsetninger på norsk kontinentalsokkel og andre steder.
- Forbedringer som legges inn i estimater, må dokumenteres i forhold til tidligere oppnådde resultater, slik at en er sikker på realismen i dette.

(b) Videreutvikle arbeidsprosesser og kompetanse basert på læring fra gjennomførte prosjekter.

Industrien har tatt fatt på en bratt lærekurve med ny gjennomføringsmodell og nye utbyggingløsninger. Et av hovedtrekkene fra prosjektperioden et at det ble igangsatt så mange prosjekter at en ikke rakk å overføre erfaringer fra et prosjekt til det neste.

Selv om en har oppnådd tids- og kostnadsreduksjoner, er det fortsatt rom for store forbedringer i gjennomføringen. Det gjelder nå å lære av det en ikke gjorde godt nok på prosjektene, og som er fremhevet som årsaker til kostnadsoverskridelser – slik som:

- planlegging og styring av totalleveranser
- optimal bruk av skipsverft i olje- og gassprosjekt
- prosjekteringsmessige og gjennomføringsmessige utfordringer på flyteløsninger osv.

Det vil først og fremst være opp til leverandørene å forbedre sin kompetanse og sine arbeidsprosesser på disse områder.

(c) Utfordre etablert praksis

En har ikke lykkes fullt ut med å realisere potensialet i de tiltakene som ble identifisert i norsok-prosessen. Desto viktigere er det å fortsette å utfordre etablert praksis, og benytte økt forståelse til å realisere betydelige kostnadsreduksjoner.

Et eksempel på dette er å ta ut potensialet som ligger i anvendelsen av standarder. Det gjelder nå for aktørene å realisere de muligheter som ligger i norsok-standardene ved at en rekke leverandører nå har utviklet spesifikasjoner for sine produkter basert på disse standardene. Dette bør gi lavere kostnader på en rekke utstyrskomponenter. Operatøren bør kvalifisere disse produktene. Totalleverandørene må kunne anvende dem på sine utbyggingsløsninger, samtidig som de selv må kunne praktisere funksjonsspesifikasjonene på en kostnadsoptimal måte.

Et annet eksempel er muligheten for at industrien og myndigheter finner fram til en praktisering av klassekrav/OD-regelverk på flytende produksjonsinnretninger som gir aksept for at leverandørene kan tilby «godt-nok»-løsninger.

(d) Invester i utvikling av konkurransedyktige løsninger

Det er behov for *å utvikle dagens utbyggingsløsninger* videre for å redusere kostnadsnivået. Til tross for at operatørene kutter kostnader som en følge av lave

oljepriser, er det også i en periode med lavere inntjening viktig å investere i utvikling av konkurransedyktige løsninger. Erfaringen viser at en raskt ender opp i tidspress og med dårlig definerte utbyggingsløsninger når prosjektutviklingen forseres i oppløpet til utarbeidelse av PUD. Ved å satse offensivt på utvikling av nye utbyggingsprosjekter, med basis i nyvunnen erfaring, vil en kunne utvikle dem fram til lønnsomhet, samtidig som en har bedre trygghet for at estimatene er pålitelige. Det er dessuten viktig at leverandørene beholder den produktkompetansen de har bygget opp, og dette kan de gis anledning til gjennom utviklingsoppdrag.

14.6 Aktivitetsnivået

Det totale aktivitetsnivået i olje- og gassvirksomheten har vært meget høyt i perioden 1994-98, selv om det er betydelige variasjoner mellom næringens forskjellige sektorer og over tid. Det er sterke indikasjoner på at aktivitetsnivået har hatt betydning for deler av kostnadsøkningen. Dette gjelder særlig innen boring, men også innen prosjektering og bygging som en indirekte følge av at ikke planlagte aktiviteter har kommet i tillegg hos aktører hvor kapasitetsutnyttelsen allerede har vært tilnærmet fullt utnyttet.

På den annen side er det grunn til å anta at variasjon i aktivitetsnivå vil gjøre det vanskeligere å holde ved like kompetanse generelt, og spesielt den kompetanse leverandørene har bygget opp på grunnlag av totalkontraktenes overføring av funksjoner fra operatør til leverandør. På lengre sikt vil dette kunne ha en kostnadsdrivende effekt med mindre leverandørene tar mål av seg til å vinne kontrakter i et større marked enn hva norsk kontinentalsokkel representerer.

Forutsetningen for å kunne redusere uheldige sider av for store svingninger i aktivitetsnivået er at aktørene har innsikt i både det sannsynlige nivå og virkningene av det både for kostnadsutvikling og helsebelastning. Bare på denne måten kan betydningen av aktivitetsnivå legges inn som en beslutningsparameter i utbyggingssaker.

På denne bakgrunn anbefaler utvalget at aktørene i virksomheten *vier større oppmerksomhet til hvilke konsekvenser beslutninger om igangsetting* av nye utbyggingsprosjekter *vil ha for aktivitetsnivået* i det berørte prosjekt såvel som for allerede igangsatte prosjekter.

Kapittel 15

Hovedpunkter

15.1 Oppsummering

- 29,9 milliarder kroner i overskridelser på 13 prosjekter i perioden 1994-98.
  - Dette er 27 prosent overskridelse i forhold til hva som var lagt til grunn i PUD.
  - Av den samlede overskridelsen utgjør boring 10 milliarder kroner, det vil si en tredjedel av de totale overskridelsene.
  - For alle prosjektene i denne perioden er de totale overskridelser 26 milliarder kroner, eller en økning i forhold til PUD på 13 prosent.

15.2 Årsaker

- Beslutningsgrunnlag, budsjett, forståelse av risiko
  - Valg av leverandør før PUD
  - Budsjettering av usikkerhet og nye elementer
  - Optimisme og holdninger: høye norsok-ambisjoner og manglende erfaringsgrunnlag
  - Rammebetingelser

- Boring og komplettering
  - Beslutningsgrunnlaget for boring og komplettering
  - Kvalitet i utstyr og operasjon
  - Kapasitet og kompetanse

- Teknologi
  - Teknologiskift for produksjonsboring og komplettering
  - Ny generasjon flytende produksjonsinnretninger

- Prosjektgjennomføring
  - Leverandørens evne til å gjennomføre totalleveranser
  - Nye samarbeidsformer: totalkontrakter, tolkning av funksjonskrav
  - Redusert gjennomføringstid og parallellitet mellom aktiviteter
  - Aktivitetsnivå

15.3 Resultater

- norsok mål og ambisjoner
  - Betydelige reduksjoner i tid og kostnader, men nådde ikke alle mål

- Oppnådde resultater
  - Betydelige lavere utbyggingskostnader enn i perioden 1990-93
  - Betydelig kortere gjennomføringstid enn i perioden 1990-93
  - På linje både kostnadsmessig og tidsmessig med suksessprosjekter på britisk kontinentalsokkel

15.4 Tiltak

- Holdninger og samarbeid
  - Grunnleggende holdningsendring: større åpenhet, mindre posisjonering
  - Åpenhet mellom aktørene for å sikre erfaringsoverføringer
  - Realistiske holdninger
  - Partene må samarbeide om håndteringen av risiko i kontraktsforholdene
  - Videreføre arbeidet med å standardisere kontraktsvilkår, frikoplet fra individuelle kontraktsinngåelser
  - I fellesskap kartlegge virkningene av gjennomgripende endringer

- Mer kvalitet tidlig
  - Prosjektene bør utvikles så langt at utbyggingselementer kan estimeres med rimelig sikkerhet før PUD godkjennes
  - Budsjettgrunnlagets forskjellige grunnforutsetninger må søkes bragt frem til samme nivå
  - Grunnforutsetningene fastsettes tidlig nok
  - Utvikling og prosjektering tidlig for å oppnå sikre kostnadsestimater
  - Samspill mellom leverandører i prosjektutvikling
  - Estimatene må baseres på en grundigere vurdering av gjenværende risikoelementer

- Bedre beslutningsgrunnlag for boring og komplettering
  - Kompetansesamspill i boring, komplettering og reservoar
  - Vurdering og eventuell prissetting av risiko ved redusert avgrensningsboring
  - Større krav til bruk av mobile borerigger ved kompleks produksjonsboring
  - Samspill operatør, entreprenør og serviceselskap

- Synliggjøre og håndtere HMS-belastninger
  - Utarbeide indikatorer for å synliggjøre HMS-belastninger
  - Tiltak som direkte eller indirekte hindrer at HMS-belastninger øker, spesielt ved økt aktivitetsnivå og uforutsette mengder merarbeid

- Beslutningsprosessen ved utbyggingsprosjekter
  - Det bør avklares hvilken formell og reell funksjon PUD skal ha i beslutningsprosessen
  - Større beslutningsdisiplin i rettighetshavergruppen
  - Større tilbakeholdenhet til sentrale spørsmål av teknisk og kommersiell art er avklart
  - Sterkere binding mellom kostnadsestimater i PUD og operatørs budsjettstyring?
  - Optimalt tidspunkt for PUD innsendelse
  - Utvalget anbefaler at kriteriene for revisjon av PUD avklares

- Anspore til videre forbedring
  - Etablere et sikkert fundament for kontinuerlig forbedring
  - Utarbeide pålitelige erfaringsgrunnlag
  - Åpenhet i utveksling av erfaringsgrunnlag
  - Videreutvikle arbeidsprosesser og kompetanse basert på læring fra

gjennomførte prosjekter
  - Utfordre etablert praksis
  - Videreføring av norsok-ambisjonene – reelle forenklinger og endring av arbeidsprosesser
  - Ta ut potensiale i anvendelse av norsok-standarder
  - Invester i utvikling av konkurransedyktige løsninger

- Aktivitetsnivå
  - Større oppmerksomhet på konsekvensene av utbygging for aktivitetsnivået i alle berørte prosjekter

Vedlegg 1

Forklaring av noen fagtermer

Allianser

Allianser som knytter seg til investeringsprosjekter kan defineres som en bindende avtale mellom organisasjoner som har bestemt seg for å arbeide sammen for en bestemt periode eller for et bestemt prosjekt.

CCE Current Control Estimate

Gjeldende styringsanslag.

CCEX

Det sist tilgjengelige styringsanslag.

EMC-kontrakter

Kontrakter som omfatter prosjektering, prosjektledelse og bygging, såkalte totalkontrakter.

EPC-kontrakter

Kontrakter som omfatter prosjektering, innkjøp og bygging.

EPCI-kontrakter

Kontrakter som omfatter prosjektering, innkjøp, bygging og installasjon.

Estimat

Samme som anslag.

Fabrikasjonskontrakter

Kontrakter som kun omfatter bygging med tilhørende tegningsgrunnlag.

FC

Fabrikasjon og sammenstilling.

FPSO

FPSO (Floating Production Storage and Offloading) blir omtalt på norsk som en flytende produksjonsinnretning med skipsskrog. Skroget brukes primært som lager for produsert olje.

GBS

Gravity base structure som er betongunderstell som fester seg på havbunnen ved sin egen vekt.

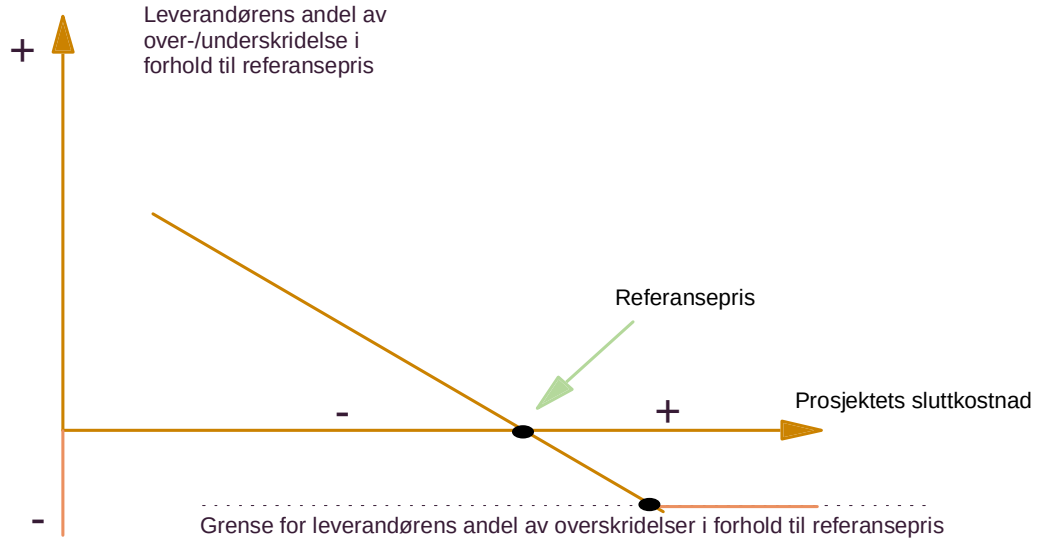
H_2S (Hydrogensulfid)

En giftig og sterk korrosiv gass som i varierende grad finnes i olje- og gassreservoarer. Denne må fjernes for å unngå korrosjon i prosess og transportsystemene.

Insentiver i kontrakter

Insentiver er mekanismer som benyttes i kontrakter for å få leverandøren eventuelt partene i en allianse, til å velge innsats og handlingsmønster som bidrar til å forbedre prosjektets resultat.

Et godt resultat krever at partene har et omforenet syn på virkningene av insentivordningene. Disse bør derfor være enkle å vurdere og administrere.



Figur 1.1 Modell for insentivmekanisme

Kilde: Rapport fra norsoks arbeidsgruppe 1996

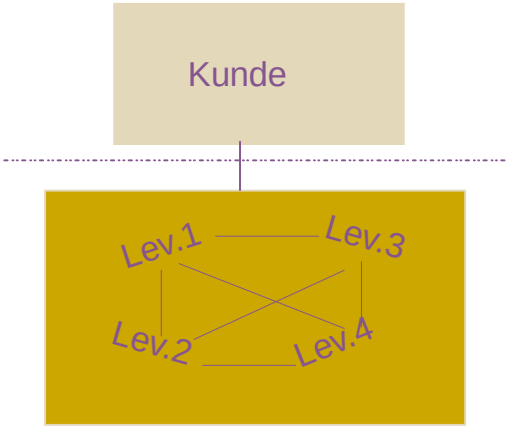
Integrert organisasjon

Samarbeidsform som medfører at partene arbeider innen samme prosjektorganisasjon.

Ansvar og arbeidsoppgaver til den enkelte deltaker er knyttet til posisjon og ikke til partenes avtale. Dette innebærer at den enkelte deltakers kontraktsansvar kan bli utydelig og muligens usynlig avhengig av integreringsgraden. Det er en forutsetning at deltagerne har omforente mål for gjennomføringen.

Leverandør allianser

En allianse mellom to eller flere leverandører som illustrert i fig. 1.2. Organisasjonen kan være integrert eller ikke. Normalt vil hver av partene i leverandør alliansen signere den samme avtalen som regulerer alliansens forhold til kunden.



Figur 1.2 Leverandørallianser

Kilde: Rapport fra norsok arbeidsgruppe 1996

MEG (Monoetylenglykol)

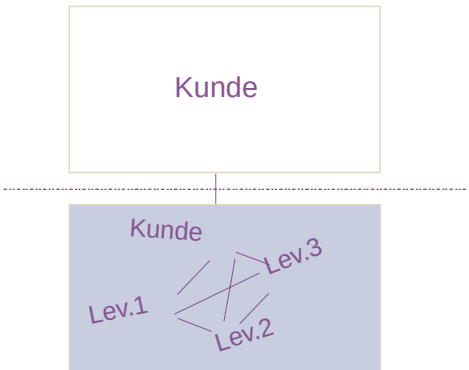
Væske som benyttes for tørking av gass og for å forhindre hydratdannelse.

MCE Master Control Estimate

Hovedkontrollestimat

Prosjekt allianse

En allianse hvor kunde er med som «leverandør» i en integrert organisasjon som vist i fig. 1.3.



Figur 1.3 Prosjektallianser
Kilde: Rapport fra norsoks arbeidsgruppe 1996

Prosjekteringskontrakter

Kontrakter som omfatter prosjektering og i noen tilfeller innkjøp (E eller EP).

Rammeavtale

Avtale mellom kjøper og selger om kjøp/salg av en vare/tjeneste som strekker seg over tid. Kjøper av en vare/tjeneste kan ha ulike motiver for å inngå en rammeavtale; for eksempel oppnå kvantumsrabatt, standardisere enkelte komponenter for egne plattformer mht driftsfasen, sikre seg levering av kritiske komponenter, drive teknologiutvikling med leverandør.

Referansepris

Referansepris er den pris kunde og leverandørene avtaler ved prosjektets start som den mest sannsynlige sluttkostnad for prosjektet.

Semi

Semi er kortform for en semi-submersible, og betegner en halvt nedsenkbar innretning. Hvis den brukes til produksjon, er det en halvt nedsenkbar produksjonsinnretning, men betegnelsen flyter brukes også. Den er i alminnelighet forankret med ankerkjettinger.

Swivel

Dreieskive.

Vedlegg 2

Prisindekser

Metode for beregning av kostnadsoverskridelse på utbyggingsprosjekter i olje- og gassvirksomheten

Utvalget har behandlet utbyggingsprosjekter der det er fremlagt plan for myndighetsgodkjennelse i perioden 1994-1998. Kostnadsanslagene i disse planene er i henhold til myndighetskrav angitt i faste priser på tidspunkt for utarbeidelse. Dette innebærer f eks at en plan for utbygging og drift som er fremlagt for godkjennelse i 2. halvår 1995 vil inneholde kostnadsanslag basert på prisnivået i 1995, dvs at kostnadene er anslått i faste 1995-kroner.

Operatøren vil operere med løpende priser i sine kontrollestimater. Ved beregning av løpende priser legges det ofte til grunn ulike prisforventninger for de enkelte delelementene som inngår i utbyggingsprosjektene, f eks boring og komplettering, fabrikasjon, mv. Etter hvert som prosjektet starter opp og kostnader begynner å påløpe, og etter hvert som disse utfakturereres i løpende valuta, registreres disse i regnskapene i løpende kroneverdi.

For å kunne ha en oversikt over hvilket omfang kostnadsoverskridelsene har hatt for utbyggingsprosjekter i nevnte periode, så har utvalget funnet det hensiktsmessig å omregne alle kostnader til faste 1998-kroner. Denne omregningen er foretatt ved å benytte konsumprisindeksen for årene 1994-1998, samt Finansdepartementets forventede prisvekst for 1999 og fremover som lå til grunn i Revidert Nasjonalbudsjett 1998.

Utvalget er kjent med at prisveksten i olje- og gassvirksomheten i perioder avviker til dels betydelig fra prisveksten i samfunnet for øvrig. Dette gjelder også i perioden 1994-1998 da prisveksten i næringen gjennomgående har vært høyere enn hva konsumprisindeksen gjenspeiler, se tabell nedenfor. Utvalget har likevel valgt å legge konsumprisindeksen til grunn for arbeidet, bl.a. fordi myndighetene benytter denne i forbindelse med utarbeidelse av nasjonalbudsjettet.

Tabell 2.1: Prisvekst

År	Prisvekst iht konsumprisindeksen (årlig prisvekst i pst.)	Prisvekst iht næringsspesifikk indeks (årlig prisvekst i pst.)
1994-98	1,095 (2,4)	1,185 (3,6)
1995-98	1,069 (1,3)	1,145 (3,3)
1996-98	1,056 (2,6)	1,108 (5,9)
1997-98	1,029 (2,9)	1,046 (4,6)

*) Avvik fra tabell 7.1 skyldes at det er benyttet anslag gitt på ulike tidspunkt

Kilde: Kilde: Statistisk sentralbyrå

Vedlegg 3

Estimering

Estimatklasser

Kostnadsestimatet skal være en begrunnet antagelse om hva prosjektets sluttkostnad vil bli og i forhold til beskrevet teknisk løsning, forutsetninger og marked.

Klasseestimat i Statoil (A til F) har krav til teknisk underlag, nøyaktighet og dokumentasjon ved de forskjellige beslutningspunktene.

I Statoils prosjekter er det ulike krav til detaljering på estimatene avhengig av prosjektfasen. Etter hvert som prosjektene modner, kan man utarbeide mer detaljerte estimater med høyere konfidensnivå.

Det som er felles for estimatklassene B-F er at konfidensnivået er det samme, dvs. 80 pst., som betyr at en skal være like sikker på nøyaktigheten i alle disse estimatene.

Klassifikasjonssystemet er etablert for enklere å kunne kommunisere hvilken grunnlagsinformasjon, estimeringsmetode og usikkerhetsvurdering som kostnadsestimatene er basert på. I forbindelse med prosjektutvikling utarbeides kostnadsestimater til følgende hovedmilepæler:

- Beslutning om konkretisering
- Beslutning om videreføring
- Tilslutning til prosjektrammer
- Robusthet i lønnsomhet avgjør hvilken klasse som er nødvendig (spredning på estimat) på de forskjellige beslutningspunktene.
- Estimater baserer seg på:
- Statoils estimeringsmanual som inneholder erfaringsdata fra gjennomførte prosjekter og forventet teknisk og markedsmessig utvikling
- Estimater fra leverandører
- Fortløpende erfaringer fra prosjekter i gjennomføring, både Statoils egne og partner opererte.
- Vurderinger med hensyn på usikkerhets faktorer (teknisk, forutsetninger, marked).

Endringer i estimeringsprosessen

Tidligere var det tekniske underlaget så godt som ferdig før prosjektet vurderte kostnader og planer. De økonomiske vurderingene ble utført med basis i estimatene (tradisjonell gjennomføringsmodell).

I dag samarbeider reservoar, teknisk, prosjektstyring og kommersiell enhet samtidig med at økonomiske analyser blir utført parallelt (ny gjennomføringsmodell).

Denne nye prosjektgjennomføringsmodellen med kortere gjennomføringstider, tverrfaglig samarbeid, parallellegging av aktiviteter, mer fokus på verdiskapning, lønnsomhet og krav til vurderinger av alternative løsninger, har ført til endringer i estimeringsprosessen.

Tidligere gjennomføringsmodell hadde en sekvensiell prosess ved at neste fase først ble startet når de definerte klassekravene var tilfredsstilt.

Denne modellen krevde en entydig oppfatning av usikkerhet ved ulike beslutningspunkter.

Ny gjennomføringsmodell har en større grad av parallelle prosesser med en samlet vurdering av et akseptabelt usikkerhetsnivå både på inntekts- og kostnadssiden. Beslutningspunktene er knyttet opp mot en slik samlet vurdering. Innenfor kostnadssiden kan de ulike delene av estimatet ha ulike krav til spredning og robuste prosjekter kan aksepteres en beslutning/tilslutning i en tidligfase med relativt stor spredning, mens marginale felt vil kreve mindre spredning.

I tillegg til denne nye gjennomføringsmodell har vi fått andre tekniske løsninger og nye markeder slik at erfaringsdata fra gjennomførte prosjekter ikke alltid kan brukes direkte som underlag til nye estimater.

Funksjonskrav til tekniske løsninger har ført til en mindre teknisk detaljeringsgrad for nye konsepter.

Vedlegg 4

Kostnadsoverskridelser sett ut i fra økonomisk kontrakts- og insentivteori

Petter Osmundsen Høgskolen i Stavanger / Norges handelshøyskole

1 Innledning

I dette vedlegget gis en oppdatert karakterisering av de nye leverandørkontraktene, den nye arbeidsdelingen, og de nye organisasjonsformene som er tatt i bruk på norsk sokkel. Siktemålet er å analysere disse med utgangspunkt i insentivteori og økonomisk kontraktsteori. Disposisjonen er som følger: del 2 karakteriserer og evaluerer de nye leverandørkontraktene, forhandlinger om endringsordrer drøftes i del 3, i del 4 diskuteres endinger i risikodelingen mellom kontraktør og operatør ved overgang til nye kontraktsformer og ny arbeidsdeling på sokkelen, en spillteoretisk tilnærming til kontraktørenes anbudsstrategier behandles i del 5, problemstillinger knyttet til opphopning av utbygginger drøftes i del 6, og en oppsummering av sentrale momenter er lagt til del 7.[12]

2 EPC-kontrakter

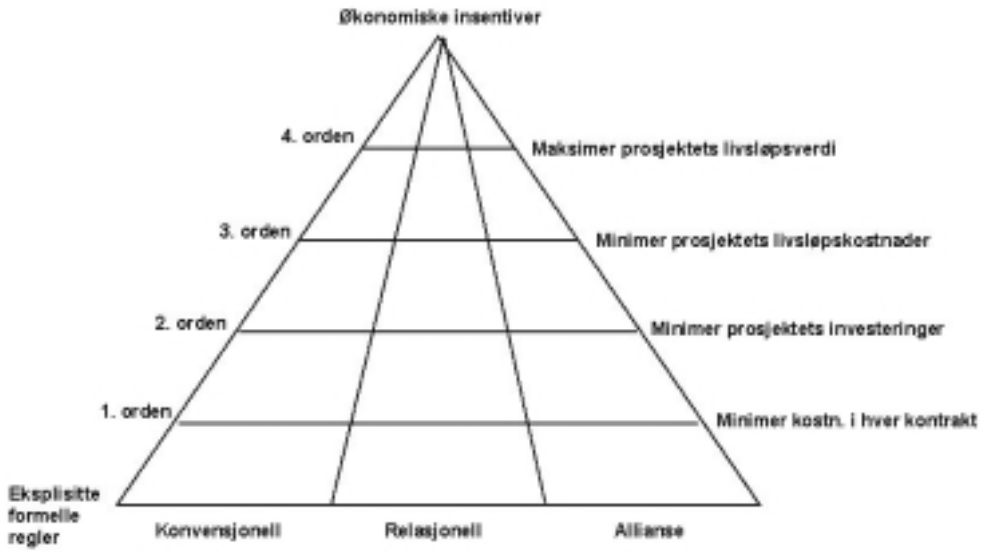
I tradisjonelle anbudskontrakter har vi en prinsipal (operatør) som delegerer et spesifisert oppdrag til en agent (kontraktør). Etter tildeling av kontrakt følger prinsipalen opp med kontroll, men bidrar ikke til selve arbeidet. Deler av bransjen kom til den erkjennelse at dette ikke nødvendigvis var en egnet arbeidsform i mange av leveransene til petroleumsindustrien, av minst to grunner. For det første kunne det være ønskelig å trekke inn kontraktørens kompetanse allerede i design av prosjektene (kontraktørenes utvidete virkefelt framgår av navnet på kontraktene; EPC: *Engineering, Procurement, Construction*,[3] og for det andre kunne det være ønskelig om prinsipalen deltok aktivt under selve prosjektarbeidet. Dette ble forsøkt realisert gjennom relasjonskontrakter og partnering (disse begrepene, som ikke er helt klart definert, brukes om situasjoner med tettete integrasjon mellom kontraktspartene). Den helt tradisjonelle *Prinsipal-Agent relasjonen* får derfor ikke nødvendigvis anvendelse. Men hovedtrekkene består; den ene parten er innkjøper og den andre er leverandør, og den ene partens kompensasjon er den andre partens kostnad. Det har imidlertid vært delte erfaringer med aktiv deltakelse fra operatør i selve prosjektarbeidet. På den ene siden vil det, i hvert fall i en overgangsperiode, være viktig med slik deltagelse for å få den nødvendige erfaringsoverføring. På den annen side kan aktiv deltakelse fra prinsipalen være med å

1. Iver Bragelien, Hans Jacob Fevang, Per Ivar Gjærum, Arild Hervik, Per Willy Hetland, Ragnar Tveterås, Lars Jørgen Ytrehus, samt representanter for petroleumsselskapene, kontraktørselskapene, OED og OD takkes for nyttige kommentarer til en tidligere versjon av vedlegget. Jeg vil også få takke seminardeltakere på Norges handelshøyskole for konstruktive kommentarer underveis i arbeidet.
2. Institutt for petroleumsteknologi, Høgskolen i Stavanger
3. I det følgende benyttes *EPC-kontrakter* og *Norsok-relaterte kontrakter* synonymt.

viske ut partenes ansvarsgrenser, som igjen kan danne grobunn for uoverensstemmelser. Det er en organisatorisk utfordring å få til tettere relasjoner og erfaringsoverføring samtidig som man opprettholder klare ansvarsgrenser.

Ulike kontraktstrategier

Ulike kontraktstrategier kan karakteriseres langs to dimensjoner: (1) graden av integrasjon mellom partene, og (2) graden av målkongruens i insentiver; se Figur 4.1 (Kilde: Hetland og Fevang (1997)).[4]



Figur 4.1 En ramme for alternative kontraktstragier

Ytterpunktene for integrasjon er konvensjonelle kontrakter med armlengde avstand mellom aktørene (klassiske kontrakter), og allianser der partene samarbeider nært og har felles ansvar for prosjektgjennomføringen. En mellomform er relasjonskontrakter, som representerer hyppig interaksjon mellom (de uavhengige) kontraktspartene, uten at de formelle ansvarsforhold som trekkes opp av kontrakten settes ut av spill. Ulike insentivsystem kan karakteriseres ut i fra i hvilken grad kontraktørens vederlagsstruktur knyttes opp mot operatørens målsetting. Ytterpunktene er at insentivene knyttes til å minimere kostnadene ved å gjennomføre den enkelte kontrakt, og at vederlaget knyttes opp mot prosjektets livsløpsverdi. Sistnevnte knytter insentivene opp mot hele operatørens verdikjede, mens førstnevnte relaterer seg kun til en avgrenset del. Crine og norsok initiativene har vært katalysatorer for en utvikling fra det sørvestlige hjørnet i Figur 4.1, og i nordøstlig retning: En tettere integrasjon mellom partene er implementert gjennom relasjonskontrakter, og insentivene er knyttet til kostnadene i det samlede prosjektet.

4. Modellen er utviklet ved European Institute of Advanced Project and Contract Management (Epci).

I det følgende blir det gitt en mer detaljert karakterisering av ulike vederlagsformer og kontraktstyper.

Hovedtyper av vederlagsformer

Ved feltutbygginger i Nordsjøen gjøres svært omfattende og varierte innkjøp. En hovedinnsikt fra insentivteori er at agentens vederlag må skreddersys til den aktuelle situasjon, som innebærer at ulike typer innkjøp bør reguleres av ulike kompensasjonstyper. Ved totalleveranser vil dette si at man utformer en hybridavtale mellom operatør og kontraktør, som grovt sett består av følgende vederlagskomponenter: (1) fastpris, (2) regningselementer (*reimbursable*), og (3) målsum.[5] Fordelene ved enkle markedskjøp (fastpriskontrakter) er størst for leveranser av standardiserte input, når det er flere konkurrerende leverandører, når partene ikke trenger å foreta spesifikke investeringer, og når det er mulig å utarbeide detaljert produktspesifikasjon.[6] Det er verdt å merke seg at norsok fortsatt anbefaler tradisjonelle anbudsløsninger i slike tilfeller. Undervannsinstallasjoner er nevnt som eksempel på en leveranse til sokkelen der teknologien er utviklet og der leveransen etter hvert har karakter av et standardprodukt. Et annet ytterpunkt er utviklingsprosjekter. Her står man overfor helt spesielle problemer med hensyn til oppdragsspesifikasjon og kalkulasjon, og det vil derfor være ønskelig i henhold til insentivteori å skille ut slike arbeidsoppgaver og la disse bli regulert av egne kontrakter, gjerne ved regningsbaserte oppgjørsformer. En tredje type arbeidsoppdrag, som er en mellomting mellom (1) og (2), er oppdrag der man ikke kan trekke et klart skille mellom standardjobber og utvikling. Leveranser til Nordsjøen er karakterisert ved rask teknologisk utvikling, og det er ofte vanskelig å skille ut utviklingskomponentene da disse inngår som en integrert del av leveransen. Denne problemstillingen er ytterligere aktualisert ved at man har forsert utbyggingstempoet: detaljert prosjektering foreligger ikke ved tidspunktet for kontraktsinngåelse. Vederlagsform (3), målsum, innebærer at partene deler overskridelser og besparelser i forhold til en beregnet referansepris. Målsum har vært brukt som vederlagsform for arbeid som utføres i gråsonen mellom utbygging og utvikling. Ved å dele overskridelsene og ved å innføre et øvre tak på kontraktørens tap, reduseres kontraktørens risikobæring.

Hovedtyper av kontraktsformer

Ytterpunktene for langsiktige kontraktstyper mellom separate (ikke-integrerte) selskaper er klassiske langtidskontrakter og relasjonskontrakter, se Milgrom og Roberts (1992), Haugland (1996), og Nesheim og Ness (1996). Klassiske langtidskontrakter (eksplisitte, juridiske kontrakter) forutsetter at alle relevante framtidige tilstander for avtaleforholdet kan spesifiseres og reguleres i detalj. Ved endrede omstendigheter kan det være ønskelig å endre avtalen, enten innenfor rammen av den opprinnelige avtalen eller gjennom reforhandlinger. På tidspunktet for signering av kontrakt for en totalleveranse av en offshore produksjonsinstallasjon er det imidlertid stor usikkerhet i og

5. Muligheten for å knytte insentivene opp mot levetidskostnader diskuteres i del 2.
6. Se Milgrom og Roberts (1992). Et tilleggsmoment er at fastpriskontrakter er gunstig i situasjoner der det er fordelaktig at kontraktøren får stor handlefrihet. Hvis derimot operatør ønsker å aktivt påvirke produktutviklingen, bør kontraktør holdes skadesløs fra operatørens inngrep underveis. Dette fordrer andre typer kompensasjonsformat.

med at fullstendige tegninger ikke foreligger. For offshore-prosjekter karakterisert ved simultan og parallell koordinering er det ikke mulig å kontraktsfeste alle detaljer, ettersom man må gjøre mange tilpasninger og endringer underveis. Ved bruk av relasjonskontrakter reguleres forholdet mellom partene gjennom kontinuerlig gjensidig tilpasning. Relasjonskontrakter representerer et utvidet kontraktsbegrep, dvs. utover juridiske kontrakter. Man tenker her på implisitte kontrakter; definert som summen av forventningene partene har til avtaleforholdet. Disse er velegnet der varigheten og kompleksiteten i samarbeidet stiller store krav til partenes gjensidige tilpasningsevne. Avtaleforholdet reguleres av tillit snarere enn jus, og problemet med manglende detaljer i kontraktene løses ved felles målsettinger, verdier og normer. Mens klassiske langtidskontrakter baserer seg på insentiver, er belønningsmekanismene i *rendyrkede* relasjonskontrakter oftest gitt ved at leverandør får forlenget avtalen (langsiktig forretningsforbindelse). Bruk av relasjonskontrakter kan utvide mulighetsrommet for partene, blant annet gjennom bedre kommunikasjon, mer fleksibilitet, og større grad av erfaringsoverføring. Anvendelse av relasjonskontrakter bygger imidlertid på den forutsetning at partene har felles målsettinger, eller at man gjennom utforming av insentivsystemet klarer å etablere målkongruens. Dersom det er sentrale interessekonflikter mellom partene, kan anvendelse av relasjonskontrakter være problematisk i den grad disse ikke er insentivforenlige.

Alle virkelige kontraktforhold vil være en kombinasjon av klassiske langtidskontrakter, som utgjøres av en skriftlig, juridisk kontrakt, og relasjonskontrakter, som omfatter de forhold som ikke lar seg regulere juridisk. I en mellomstilling står f.eks. prosedyrer for behandling av endringsordrer og tvistehåndteringsmekanismer som inngår i EPC-kontraktene, se del 3. Disse er juridiske komponenter som inngår i den skriftlige avtalen. Imidlertid detaljregulerer ikke disse arbeidet med endringsordrer, de trekker bare opp generelle prosedyrer og retningslinjer, og etablerer ytre rammer for forhandlinger. Ettersom det her dreier seg om skjønn (f.eks. skillet mellom funksjonsendring og funksjonsforbedring), og ettersom partene står overfor asymmetrisk og ikke-verifiserbar informasjon, gir de skriftlige avtalene fortsatt rom for strategisk tilpasning. Gode relasjoner og tillit mellom kontraktspartene er derfor viktig.

Vertikal integrasjon?

Leverandørene til petroleumssektoren må ofte foreta spesifikke investeringer, dvs. investeringer i utstyr og kompetanse som har lavere verdi utenfor det eksisterende avtaleforholdet med operatøren. Leverandører er ofte motvillige til å gjøre slike investeringer dersom de er på kortsiktige kontrakter. Problemene med spesifikke investeringer, komplekse leveranser og hyppige endringer i produktspesifikasjon kan i henhold til ny økonomisk organisasjonsteori avhjelpes ved to hovedtyper av virkemidler: vertikal integrasjon eller relasjonskontrakter. Norsk petroleumsindustri har forsøkt elementer av sistnevnte løsning for operatørene (på oppstrømssiden), mens man for kontraktørene har sett innslag av begge løsninger. Kontraktørene har utvidet med vertikal integrasjon for å tilpasse seg rollen som totalleverandør. Ett eksempel på dette er at Aker fusjonerte med Maritime Group som leverer boreutstyr, og dermed ble Aker Maritime. Vertikal integrasjon mot konstruksjonsbransjen synes imidlertid ikke å være en aktuell problemstilling for operatørene på norsk sokkel.[7] Tvert i mot lar enkelte operatørselskaper intern organisering

bli erstattet av eksterne kontrakter ved å sette ut stadig større deler av aktiviteten. Dette varsler en snevrere definisjon av strategisk kjerne: leting, utvinning, raffinering og distribusjon av olje og gass.[8] Etablering av totalleveranser for utbyggingsprosjekter kan ses som et ledd i utviklingen mot å endre operatørselskapenes effektive grenser. Kontraktørene har med dette tatt over sentrale oppgaver innen konsept- og teknologiutvikling, prosjektering og prosjektstyring. I tillegg står de for en del vedlikehold og operativ virksomhet. Operatørene kan på dette vis over tid nyttiggjøre seg den økte kompetansen hos kontraktørene. I britisk sektor har enkelte industriselskaper også fått tildelt lisenser. De store norske kontraktørselskapene har hittil ikke varslet at de er interessert i det.[9]

Relasjonskontrakter?

Ved å bruke et utvidet kontraktsbegrep kan vi si at leveransene til sokkelen reguleres av to kontrakter: en eksplisitt og en implisitt kontrakt. Den eksplisitte kontrakten omfatter de forhold som lar seg juridisk kontraktsfeste i detalj på avtaletidspunktet. Dette er forhold som er klart observerbare og verifiserbare, og som er kjent på det tidspunktet man inngår avtalen. Den implisitte kontrakten kan defineres som de underforståtte forventningene partene har til kontraktsforholdet, og som ikke kan reguleres juridisk. Mens den eksplisitte kontrakten kan håndheves av domstolene, må den implisitte kontraktens baseres på tillit mellom partene. Det har i de senere år skjedd en betydelig forsering av utbyggingstempoet, blant annet ved at kontrakten mellom operatør og kontraktør inngås på et tidligere tidspunkt. Ved kontraktsingåelsen har man derfor mindre informasjon enn det som var vanlig tidligere, dvs. at den relative betydningen av den implisitte kontrakten har økt. For å kunne utføre effektive utbyggingsoppdrag er derfor operatørene avhengig av å etablere tillit og troverdighet overfor leverandørbransjen, og motsatt. Dette står også sentralt i anbefalingene fra norsok, der god kommunikasjon, etablering av felles verdigrunnlag, og felles lagbyggingsarbeid framheves som suksess-kriterier. Dette er kjernen i relasjonskontrakter: etablering av felles målsettinger og tillit mellom partene skaper et godt samarbeidsklima og virker konfliktforebyggende. Oppbygging av langsiktige relasjoner betyr i praksis at partene må avstå fra strategisk adferd som kan gi kortsiktige gevinster. Ideelt sett er det slik at kortsiktige gevinster vil bli mer enn oppveiet av langsiktige tap som følge av at tap av troverdighet vil gi dårligere leverandørrelasjoner i framtiden. Relasjonskontrakter er i slike tilfeller selvoppfyllende (*self enforcing*). Av ulike grunner er ikke dette nødvendigvis oppfylt for alle typer leverandørkontraktene på norsk sokkel.

---

7. For å sikre jevn kapasitetsutnyttelse i egne verft, ville operatørene - med mulig unntak av Statoil - måtte levert produksjonsinstallasjoner til konkurrerende petroleumsselskaper. Dette anses som en uønsket situasjon. I tillegg kommer det faktum at et verft som er eid av et operatørselskap vil ha svakere insentiver til å utvikle nye tekniske løsninger og til å redusere kostnader enn et separat selskap som konkurrerer i markedet om å bli tildelt byggeoppdrag.
8. Vi har i de senere år fått et generelt fokus på vedlikehold og utvikling av strategisk kjerne, se Nesheim (1998). Det er en erkjennelse av at det er vanskelig å ha god kompetanse på alle områder. For å opprettholde konkurranseevnen søker man derfor å konsentrere seg om færre aktiviteter.
9. Dette skyldes bl.a. ønsket å fokusere på sine kjerneområder, ønsket om å begrense risiko, og at egne lisenser ville være problematisk ettersom det ville innebære at kontraktørene ville konkurrere med sine kunder (operatørselskapene) om tildeling av lisenser.

At troverdige langsiktige bindinger er å foretrekke framfor kortsiktig tilpasning er et relativt allment økonomisk resultat, se Kydland og Prescott (1977). Prinsippene om troverdig binding er også trukket fram i debatten om norsk petroleumsbeskatning, se Osmundsen (1996). Det er her en klar analogi til langsiktige leverandørrelasjoner: gjennom en overraskende skatteøkning på sokkelen vil myndighetene kunne få en kortsiktig provenyøkning, som mer enn oppveies av framtidig skattetap som følge av at selskapene får reduserte investeringsinsentiver. Det vil følgelig være samfunnsøkonomisk optimalt å etablere stabile og forutsigbare rammebetingelser for petroleumsselskapene.[10] Oljeselskapene krever stabile rammebetingelser fra myndighetene. På samme grunnlag krever leverandørindustrien stabile, tillitsskapende rammer fra operatørselskapene. Dette innebærer at operatør ikke bare må etterleve eksplisitte juridiske kontrakter, men også må ta hensyn til implisitte kontrakter. Det samme gjelder for kontraktørene. Partene bør altså - i henhold til stilisert økonomisk teori - avstå fra opportunistiske tilpasninger; definert som disposisjoner som tjener dem selv på bekostning av den andre part. Det må presiseres at i vår kontekst inngår disse handlingene i en forhandlingsprosess om ekstraregninger. Det vil derfor være mer dekkende å bruke begrep som *strategisk adferd* eller *kortsiktig tilpasning*. Mange vil mene at det er en naturlig del av en forhandlingsprosess at partene ivaretar sine egne interesser ved å tolke avtalen i sitt eget favør. I en del sammenhenger kan det også være slik at konkurransen i markedet framtvinger en slik tolkningspraksis. Men det er allikevel slik at enkelte av utspillene ikke virker relasjonsbyggende, og at forhandlingsprosesen ofte er meget ressurskrevende.

Eksempler på strategisk adferd vil være at kontraktør fremmer krav om flere variasjonsordrer enn det er reellt grunnlag for, eller at det kreves dekket ekstrakostnader som ikke er reelle. Strategisk adferd fra operatørens side vil kunne være å betegne endringer som funksjons*forbedring* og ikke funskjons*endring*, og dermed nekte å betale for tilleggsarbeid; eller ved funksjonsendringer å bare betale for endret materialbruk og ikke fullt ut for ekstratid som går med til revidert design, ombygging, osv. Det kan også oppstå tvil om hvem av partene som har foranlediget endringer.

Begge parter i gjeldende EPC-kontrakter hevder at motparten opptrer strategisk. En viktig del av problemkomplekset er dels at kontraktør kan ha privat informasjon om faktiske merkostnader som følge av endringer, og dels at endringskostnader - selv om de skulle være åpent observerbare for begge parter - kan være vanskelige å verifisere i en eventuell rettssak. Det er også andre spesielle forhold ved disse forhandlingene som gjør at teorien om at troverdig binding er den beste strategi for partene, ikke nødvendigvis har relevans. Det enkelte firma må i valget mellom å bygge opp troverdighet eller å opptre strategisk, avveie langsiktig tap mot kortsiktig gevinst. Gevinsten vil kunne bestå i at man kommer urimelig godt ut - etter motpartens syn - i enkelte forhandlinger om endringsordrer. Dette kan gi bedriften et dårlig omdømme overfor motparten, og antagelig også på bransjenivå ettersom næringen er relativt oversiktlig. Tap av troverdighet som avtalepartner kan ha langsiktige kostnader i form av (a) at man ikke får framtidige leveranser eller oppdrag, (b) at disse gis til dårligere betingelser til bedrifter med dårlig omdømme, eller (c) at fleksibiliteten og samarbeidsforholdene blir dårligere i

10. Et mer kjent eksempel er devaluering, som gir en kortsiktig forbedring av konkurranseevnen men som gjerne gir en langsiktig økning i innenlandsk rentenivå som følge av at markedet vil forvente devalueringer også i framtiden.

gjennomføringsfasen fordi motparten kontinuerlig vil være opptatt av å sikre sine interesser. Dersom f.eks. en kontraktør bevisst underpriser anbud og etterpå forsøker å dekke seg inn gjennom omfattende ekstraregninger, vil dette kunne medføre at man ikke får flere jobber, eller at de kontrakter som tildeles bedriften har strengere kontroll- og håndhevingsbestemmelser. For en operatør som oppfattes å være urimelig i forhandlinger om variasjonsordrer, kan det komme langsiktige tap i form av at (A) færre kontraktører leverer inn anbud eller at (B) kontraktørene vil insistere på andre kontraktsformer, eksempelvis at større deler av arbeidet skal gjøres etter regning og ikke etter fastpris eller annen form for insentivsystem, og (C) kontraktør vil vise liten fleksibilitet med hensyn til utføring og avregning av endringsordrer.

Det er få tilbydere og etterspørrere i markedet for leveranser av produksjonsinstallasjoner til norsk kontinentalsokkel, noe som medfører at disiplineringsmekanismer av type (a) ikke alltid vil være mulig. En operatør kan finne det nødvendig å velge én bestemt kontraktør - helt uavhengig av dennes rykte eller troverdighet - ettersom det kan være slik at det kun er denne som har tilstrekkelig ledig kapasitet, eller dennes utbyggingskonsept kan være det beste for det aktuelle feltet. Innkjøpsdirektivet i EØS-avtalen legger også visse føringer på hvilke kriterier som kan anvendes for valg av totalleverandør. En kontraktør, på den annen side, vil måtte levere inn anbud til de operatørene som har utbyggingsplaner; her er det ikke alltid fritt valg. Et viktig moment i denne sammenheng er at kontraktørene ofte kan komme i en presset situasjon dersom de står foran utsikter til ledig kapasitet. Man er da ofte villig til å strekke seg langt for å skaffe nye oppdrag. Begrunnelsene for dette er flere. Dels søker man å holde jevnest mulig sysselsetting (i hvert fall av kjernestaben) for å holde på kvalifiserte medarbeidere, og i enkelte tilfeller også for å etterleve et regionalt sysselsettingsansvar; dels er næringen preget av store, irreversible, driftsuavhengige faste kostnader.

Det er også andre faktorer som kan begrense disiplineringsmekanismene i offshore leverandørmarkedet. For det første er det som tidligere nevnt et betydelig innslag av privat informasjon, slik at den enkelte avtalepart ikke alltid vil kunne vite om motparten har opptrådt strategisk. Et annet problem er at enkelte av aktørene i bransjen kan mangle den nødvendige tålmodighet som kreves for å bygge langsiktige relasjoner. I valget mellom relasjonsbygging og strategisk adferd avveier bedriftene kortsiktige gevinster mot langsiktige tap som følge av redusert tillit. Sentralt i en slik avveining står bedriftens diskonteringsfaktor. Det er grunn til å tro at selskapene er ulike på dette punkt. Et selskap med solid egenkapital vil for eksempel typisk være mer tålmodig enn et selskap som trues av konkurs, og selskap med passive eiere kan kanskje tillate seg å være mer tålmodige enn selskap med aktive eiere. Planhorisonten til lederne av bedriftene kan også være en viktig faktor.

Vi kan dermed konkludere at disiplineringsmekanisme av type (a) ikke alltid er effektive for leveranser til Nordsjøen. Derimot burde det være et visst rom for mekanismene (b) og (c), dvs. disiplinering i form av at bedrifter med et godt renommé tilbys bedre kontraktsbetingelser (tillitsbaserte avtaler) og bedre samarbeidsforhold. Førstnevnte strider imidlertid delvis imot norsokanbefalingene om standardisering av kontraksformer. I realiteten er det imidlertid fortsatt stor variasjon på kontraktsutforming. Selv innenfor rammene av den foreslåtte standardkontrakten finnes det flere parametre som *kan* benyttes til å skreddersy avtalen; eksempelvis kan det tenkes at en aktør med dårlig renommé vil måtte akseptere å dekke en større andel av kostnadsoverskridelser (få en større andel av innsparingene) i forhold til målsummen enn

en aktør med et godt renommé. Kontraktsteoretisk forskning taler for skreddersydde kontrakter, der også aktørenes renommé spiller inn. Det er uklart om dagens kontrakter differensieres ut fra slike forhold. Man kan tenke seg at det over tid utvikles likevekter med differensiert kontraktspraksis, der enkelte (tålmodige) selskaper inngår avtaler som ligger nærmere opp til relasjonskontrakter, mens avtalene som tegnes av andre selskaper ligger nærmere markedskontrakter. Det er verdt å påpeke at også andre forhold ved byggeprosjektet og partenes økonomiske stilling vil kunne tale for å skreddersy kontraktene, eksempelvis vil ulik evne til å bære risiko være en viktig faktor til å bestemme delingsforholdet på kostnader som avviker fra referansesummen, se diskusjonen i del 4. Det synes som om mange kontrakter har lagt seg på likedeling av innsparinger og kostnadsoverskridelser. I henhold til økonomisk kontraktsteori bør man foreta en mer aktiv differensiering og tilpasning av kontraktene. For å sikre lik konkurranse må imidlertid operatørens forespørselsdokumenter være like for alle kontraktørene. En individuell tilpasning av kontrakten må da skje i evalueringsfasen.[11] På norsk sokkel er det ikke mulig å inngå relasjonskontrakter av en type som baserer belønning på tildeling av nye kontrakter. Innkjøpsdirektivet i EØS-avtalen, som gir bestemmelser om offentlige innkjøp, utelukker en slik praksis for valg av totalleverandør.[12] For å sikre at det er tilstrekkelige insentiver til produktivitetsforbedring og teknologisk utvikling, vil konkurranse om totalleveranser (anbud) uansett være ønskelig. På grunn av kontraktsforholdet i utbyggingsprosjekter fortsatt har betydelig varighet, vil det imidlertid være viktig å etablere gode relasjoner mellom partene.[13]

Gjensidig fordelaktige, langsiktige relasjoner (*partnering*), slik de beskrives i norsok 3, er ment å skape tillit mellom partene og forebygge konflikter. Den gjensidige avhengigheten som oppstår i relasjonskontraktene er ment å gi operatør og kontraktør insentiver til å komme fram til betingelser som er akseptable for begge parter. Utfordringen blir her å utvikle insentivsystem som etablerer felles målsetting for operatør og kontraktør, og derigjennom eliminere interessemotsetninger. Slike motsetninger kan oppstå dersom partene ikke har like stor eller likeartet interesse i prosjektet. Mens kontraktørens interesse ligger i utbyggingsprosjektet, er operatørens mål - å maksimere nåverdien av feltet - knyttet til hele verdikjeden, fra leting til utbygging, utvinning og fjerning. Mens kontraktøren vil søke å redusere sine egne kostnader innenfor rammen av kontrakten, vil operatøren ha et videre siktemål. Eksempelvis vil han også være opptatt av lave driftsutgifter og fleksibilitet i utvinningsfasen. Operatørens søken etter å maksimere lønnsomheten av feltet kan derfor lede til ønskede løsninger som øker kontraktørens kostnader. Interessemotsetningene avtegner seg klarest ved forhandlinger om endringsordrer. Ved tildeling av oppdrag tegnes en kontrakt, og deretter utøver operatøren sin opsjon om endringsordrer fortløpende. Kontraktør vil ønske at endringer skal føre til heving av målsummen og forlengelse av tidsfrister,

11. En begrensende faktor på skreddersying av kontrakten er at det i denne fasen er et sterkt tidspress på aktørene for å få kontrakten ferdig til kunngjort tildelingsdato.
12. Direktivet er gjeldende for operatører i Nordsjøen ettersom disse er gitt eksklusive rettigheter (konsesjoner) av offentlig myndigheter.
13. Det nærmeste man kommer relasjonskontrakter som er basert på gjenkjøp er rammeavtalene som inngås mellom operatør og underleverandører. Rammeavtalene blir inngått med leverandør av utstyr med lang leveringstid. Målsettingen er å spare tid og få standardiserte komponenter. EØS-direktivet regulerer bl.a. lengden på rammeavtalene for å sikre at konkurransen ikke begrenses.

samt at endringsarbeid skal avregnes til høyest mulig pris. Konflikter vedrørende endringsordrer tyder ikke på at man har funnet friksjonsfrie samarbeidsformer. Forhandlingene om endringsordrer synes hovedsaklig å være av spot-karakter, dvs. at hver av partene søker å fremme sine egne kortsiktige interesser innenfor kontraktens rammer (som utgjør partenes forhandlingsrom).

Med utgangspunkt i økonomisk kontraktsteori, har vi at insentivene til operatør og kontraktør bare kan forenes *fullt ut* dersom kontraktøren tildeles en andel av residualinntekten i det samlede utvinningsprosjektet (blir *residual claimant*). Dette betyr at kontraktøren må bære en avtalt andel av kostnadene og motta samme andel av inntektene av totalprosjektet, dvs. få en andel av nettoinntektene i feltet.[14] Dette er ikke tilfelle i dagens relasjonskontrakter, der kontraktør for eksempel ikke får en andel av økte reservoarestimat. På den annen side blir de heller ikke belastet dersom reservoaret viser seg å ikke innfri forventningene, eller hvis prisanslagene for oljen eller gassen ikke slår til; kontraktøren får sin betaling uansett. Dette synes for øvrig å være forenlig med optimal risikodeling mellom partene, se del 4.

Klar ansvars- og rolledeling

Gjennom etablering av felles prosjektorganisasjon samt innføring av insentivelementer i EPC-kontraktene, var intensjonen å etablere tillit og felles målsetting mellom partene:

Definisjon av integrert organisasjon: *Samarbeidsform som medfører at partene arbeider innen samme prosjektorganisasjon. Ansvar og arbeidsoppgaver til den enkelte deltaker er knyttet til posisjon og ikke til partenes avtale. Dette innebærer den enkelte deltakers kontraktsansvar blir utydelig og muligens usynlig avhengig av integreringsgraden. Det er en forutsetning at deltagerene har omforente mål for gjennomføringen.* (*Integrerte samarbeidsformer og incentivkontrakter*, 1996, Rapport fra arbeidsgruppe)

Det har imidlertid vist seg vanskelig å etablere omforente mål, og vi har sett innslag av suboptimering og konflikter. Det synes å være en voksende skepsis til å etablere felles prosjektorganisasjon, da det skaper uklare ansvarsforhold. De fleste er imidlertid enige om at samlokalisering fortsatt er veien å gå, og at relasjonene mellom kontraktør og operatør må pleies og videreutvikles. En slik prosess kan understøttes av egnede endringer i insentivsystem og organisering. Aktuelle organisatoriske endringer er tiltak som gir klarere ansvars- og rolledeling mellom kontraktør og operatør. Det er per i dag ofte vanskelig å skille mellom konseptendringer (funksjonsendringer) som i henhold til EPC-kontraktene dekkes av operatør, og beregningsfeil som dekkes av kontraktør. Konseptutvikling er et eksempel på en type endringer som ligger i gråsonen. Disse kan være initiert av operatørens representanter i prosjektorganisasjonen, og det kan være uklart hvem som skal dekke tilleggskostnadene. Dette er et eksempel på at man ikke bør ha felles prosjektorganisasjon (dette utelukker imidlertid ikke integrering av personell). For utviklingen av relasjonene mellom kontraktør og operatør er det viktig at slike forhold avklares.

14. Fortsatt kan man imidlertid ha det problem at kontraktør kan velge å fremme verftets interesser på bekostning av feltets økonomi, ettersom økt overskudd på verftet i dag er mer verdt enn en avkastning på feltet i framtiden. I så fall får man omforente målsettinger kun i tilfellet med vertikal integrasjon.

Andelen av kostnadene i petroleumsnæringen som er knyttet til innkjøp er 70 prosent, og økende pga. *outsourcing*. Ifølge Krohn-Fagervoll (1998) er utviklingen av leverandørrelasjoner en sentral del av kjernekompetansen til en relasjonstung næring som petroleum. Avgjørende for bygging av tillit er velbegrunnede og konkrete forbedringsforslag som kan omsettes i operative løsninger, og som gir økonomiske fordeler for begge parter. Forretningsmessige motiver og ønskede disposisjoner bør erklæres åpent for å redusere usikkerheten i relasjonen. Uklare budskap som »bygging av gjensidig tillit», og »søke vinn-vinn løsninger», kan i mange tilfeller gi økt usikkerhet og dermed virke mot sin hensikt.

Asymmetrisk informasjon

En viktig årsak til konfliktene mellom operatør og kontraktør er asymmetrisk informasjon. Dersom en av partene (eller begge) sitter på informasjon - om egen produktivitet, kostnadsestimat m.m. - som ikke er kostnadsfritt tilgjengelig for den andre parten, kan dette utnyttes gjennom strategisk rapportering.[15] Ifølge Rognes, Lunde og Baardsen (1997) skaper asymmetrisk informasjon *generelt* problemer med hensyn til strategisk adferd både i budprosesser og i oppfølging. En spesialisert leverandør vil normalt ha mer kunnskaper om arbeidet som skal utføres, og vil i enkelte tilfeller kunne vite at det endelige arbeidet vil bli mer omfattende enn kunden antar. Leverandøren kan da ha insentiver til å bruke strategisk prising for å vinne kontrakten, og deretter generere et overskudd gjennom endringsordre. Dette mønsteret kunne man observere ved de tidligere fabrikasjonskontraktene, mens de spesielle spillereglene ved EPC-kontrakter (herunder funksjonsspesifisering) impliserer at denne formen for underestimering ikke har gjort seg gjeldende etter overgangen til ny kontraktsform.

I situasjoner med strategisk prising kan det være fordelaktig med flere informasjonskanaler og tangeringspunkter mellom kunde og leverandør. I vår kontekst kan integrering av personell ved EPC-kontrakter være formålstjenlig. Det er imidlertid viktig at den økte kontakten mellom partene ikke bidrar til tåkelegging av ansvarsforhold. Overgang til funksjonsspesifisering kan også være egnet til å redusere muligheten for strategisk adferd. Rykteeffekter framheves også ofte som en mulig disiplineringsmekanisme.[16] Denne mekanismen kan imidlertid ha begrenset effekt for totalleveranser til sokkelen.

Petroleumsnæringen er spesiell ved at det inntil relativt nylig var innkjøperen (operatør) som sto for de sentrale deler av kostnadsestimerings- og innkjøpsarbeidet, og fortsatt (eksplisitt og implisitt) medvirker relativt aktivt på disse områdene. Det er derfor mulig at også operatøren kan besitte privat informasjon om viktige kostnadselementer.

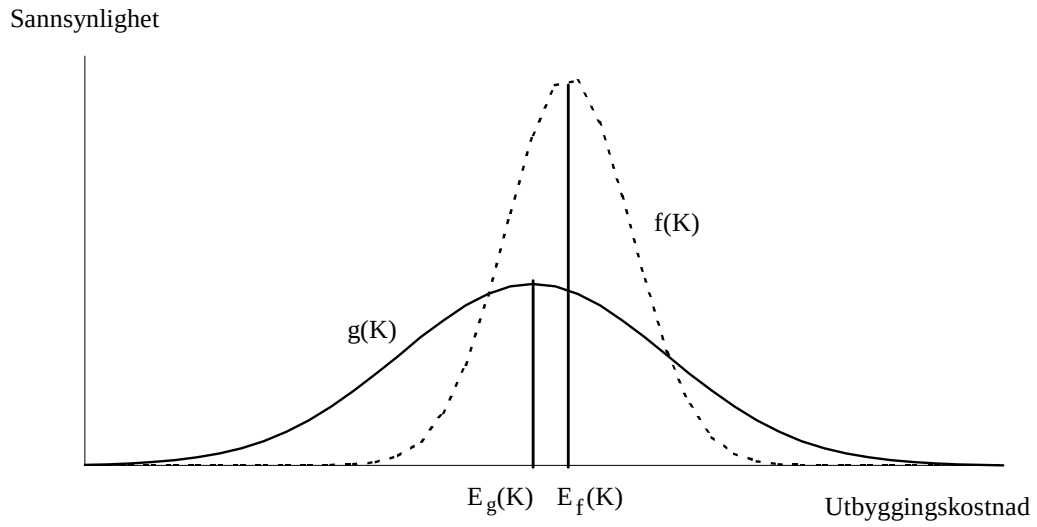
Mer tid til forprosjektering

Det er stilt spørsmål om man kanskje har vært for ambisiøs i forhold til å utvikle design parallelt med fabrikasjon. Det kan svare seg med en viss videreutvikling av kvaliteten på design før prosjektutførelse, selv om dette kan øke leveringstiden med 2-3 måneder.[17] Grensenytten av å lære tidlig kan være

15. Se Laffont og Tirole (1993), og Hillier (1997).
16. Mulig tap av framtidige oppdrag kan virke forebyggende på strategisk adferd. Ryktemekanismer modelleres formelt i modeller for gjentatte spill, se f.eks. Fudenberg og Tirole (1991) og Gibbons (1992).

større enn grensekostnaden, slik at det vil lønne seg å legge mer arbeid i forprosjektet. Fordelen med dette er at operatøren får et bedre grunnlag for investeringsbeslutninger, omfanget av variasjonsordrer reduseres, potensialet for konflikter mellom kontraktspartene reduseres, kontraktørene får større muligheter til å finne innovative løsninger som sparer materialbruk og arbeidstimer (ved kort gjennomføringstid velges gjerne etablerte og sikre løsninger), og risikoen avtar. Sistnevnte tilsier at økt leveringstid kan være ønskelig, selv med en økning i forventede byggekostnader.

Utbyggingsprosjekter med tradisjonelle anbudskontrakter og EPC-kontrakter kan analyseres i et forventning-varians rammeverk.



Figur 4.2 Sannsynlighetsfordelingen til utbyggingskostnad ved tradisjonell anbudskontrakt (f(K)) og ved EPC-kontrakt (g(K)).

Dette er vist i Figur 4.2, hvor utbyggingskostnaden K ved tradisjonelle anbudskontrakter har sannsynlighetsfordelingen $f(K)$, mens utbyggingskostnaden har sannsynlighetsfordelingen $g(K)$ ved EPC-kontrakter.[18] EPC-prosjekter har en lavere forventet utbyggingskostnad K enn tradisjonelle anbudskontrakter, dvs. at $E_g(K) < E_f(K)$. Den lavere forventede utbyggingskostnaden kan blant annet forklares med kortere prosjektgjennomføringstid og organisatoriske og kontraktsmessige forbedringer. På den annen side tas utbyggingsbeslutningen på et tidligere tidspunkt enn ved tradisjonelle anbudskontrakter og det råder derfor større usikkerhet om viktige teknologiske og økonomiske parametre, som er reflektert ved at sannsynlighetsfordelingen $g(K)$ har lengre haler enn $f(K)$. Reduksjon i forventede kostnader må altså avveies mot økt varians (økt usikkerhet). Usikkerheten skaper problemer for operatør, kontraktør og myndighetene. Det kan virke som om gjeldende regime har for stor varians. Det kan derfor svare seg å øke tiden som går med til forprosjektering, selv i de tilfeller dette skulle innebære en viss økning i de forventede kostnadene.[19]

17. Se Borgen et al. (1998).
18. Sannsynlighetsfordelingen som er avtegnet er symmetrisk. Det er imidlertid enkelte faktorer som taler for en skjevfordelt fordeling, med større vekt på høyre hale.

Kollektive goder

Et aktuelt spørsmål er om det i forbindelse med leveranser til sokkelen eksisterer kollektive goder, dvs. goder hvis verdi den enkelte bedrift ikke internaliserer fullt ut. Eksempler på slike goder i denne sammenheng, er (1) forekomst av gode industrirelasjoner (som fører til mindre uproduktiv profittsøking (*rent-seeking)* og dermed lavere utbyggingskostnader), og (2) eksistens av flere konkurrerende nasjonale totalleverandører. Når det gjelder (2), er det slik at den enkelte operatør ikke nødvendigvis vil ha tilstrekkelige insentiver til å sikre fortsatt eksistens av sin nåværende totalleverandør. Kun dersom operatøren allerede har inngått framtidige kontrakter med denne kontraktøren, eller har planer om dette, vil operatøren ha sterke ønsker om å sikre fortsatt drift. Ellers vil operatøren avveie kortsiktig tap ved å være litt mindre pågående i forhandlinger om endringsordrer, opp mot framtidig gevinst ved at framtidige kontrakssummer kan bli lavere ved større konkurranse på leverandørsiden. Den enkelte operatør vil imidlertid ikke uten videre ta hensyn til at andre operatører også vil måtte betale mer i framtidige anskaffelser dersom konkurransen svekkes (negative eksternaliteter). Dette vil imidlertid i noen grad avhjelpes av det norske lisensieringssystemet med sammensatte eierkonstellasjoner, der sentrale beslutninger av denne art fattes i lisensgruppen.

3 Forhandlinger om endringsordrer

Innen økonomisk kontraktsteori definerer man en fullstendig (komplett) kontrakt som en avtale som i detalj regulerer partenes forpliktelser i enhver tenkt framtidig tilstand, og som inneholder bestemmelser om høye straffeavgifter ved brudd på avtalen. Eksemplevis ville avtalen måtte inneholde nøyaktige detaljer om hva som skal skje - fabrikasjonsmessig og økonomisk - dersom operatøren fem måneder etter kontraktsinngåelse finner ut at ønsket prosesseringskapasitet er syv prosent høyere enn opprinnelig avtalt. Merk at ved slike altomfattende avtaler ville det aldri oppstå noen konflikter (ikke engang forhandlinger), og avtalen ville aldri bli reforhandlet ettersom alle eventualiteter allerede var regulert i detalj. Maktfordelingen mellom partene etter kontraktsinngåelse ville derfor være uten betydning. I praksis kan man imidlertid ikke forutse alle mulige endringer i rammebetingelsene, og det ville uansett være for kostbart å inngå slike omfattende kontrakter. Man inngår derfor i praksis *ufullstendige kontrakter*, se Hart (1995) og Salanié (1998). Den inngåtte kontrakten vil derfor måtte endres underveis - *reforhandles* - og maktfordeling kan her være utslagsgivende for utfallet. En god avtale inneholder derfor mekanismer som beskytter begge partene i slike reforhandlinger.

Det bør presiseres at man innen petroleumsrett legger andre tolkninger i enkelte av begrepene ovenfor. Det skilles her mellom (1) reforhandling av en kontrakt, og (2) endringer innenfor rammen av eksisterende kontrakt: benytter mekanismer og verktøy avtalt i eksisterende kontrakt til å regulere tilpas-

19. Det er utviklet stokastiske beslutningsmodeller (modeller for stokastisk dominans) som gjør det mulig å rangere ulike fordelinger, dvs. foreta en avveining mellom forventning og varians; se Huang og Litzenberger (1988). En underliggende forutsetning er at beslutningstakeren er risikoavers. For å benytte dette verktøyet må man først konvertere Figur 2 fra forventede utbyggingskostnader til forventet målfunksjon for hver av partene. Kontraktørens målsetting vil være knyttet til overskuddet av utbygningsaktiviteten, mens operatørens målsetting er knyttet til nåverdien av feltet.

ninger. Alle mulige begivenheter er ikke brutt ned og regulert i detalj[20], men ettersom prosedyrene for endringer reguleres av kontrakten betegnes denne som *fullstendig*. Imidlertid er alle avtaler selvsagt gjenstand for tolkninger og her har partene ofte ulike interesser. Dersom man benytter eksisterende verktøy og mekanismer avtalt i kontrakten til å regulere endringer innenfor omfanget av den opprinnelige avtalen, uten å endre spilleregler, betegnes dette ikke som en reforhandling av kontrakten.[21]

Mange leveranser til sokkelen er karakterisert ved nye tekniske løsninger og relativt hyppige designendringer under prosessen. Dette reflekterer blant annet det faktum at tendensen mot stadig mer marginale felt krever teknologiske innovasjoner. En ytterligere kompliserende faktor er at man for å redusere byggetiden nå tegner kontrakt før oppstart av detaljprosjektering. Partene er med andre ord tvunget til å inngå kontrakter som ikke regulerer alle relevante forhold i detalj. For komplekse transaksjoner som strekker seg over tid er det ikke praktisk mulig å lage en kontrakt som er så detaljert at den fanger opp alle mulige endringer i rammebetingelsene. Dette gjør det vanskelig for kontraktørene å estimere kostnader. Operatør får også i enkelte tilfeller ny geologisk og geofysisk informasjon som leder til oppdatering av reservoarestimat, og kjennskap til ny teknologi, som begge kan medføre variasjonsordrer. I forhandlinger om tilleggsregninger er operatøren oftest låst inn i forholdet til kontraktøren som er valgt.[22] Derimot inneholder kontraktsbetingelsene mekanismer for håndtering og prising av endringsarbeid.

Mens tidligere anbudsstrategi krevde detaljerte produktspesifikasjoner i forkant (*kravspesifikasjon*), kan operatørene nå velge kontraktør før detaljprosjektering er utført. Dette gjør det mulig å utnytte kontraktørenes ekspertise innen prosjektering, samtidig som det kan velges løsninger som er tilpasset kontraktørens eksisterende utstyr og kompetanse. I stedet for detaljerte tekniske spesifikasjoner utarbeider operatøren *funksjonskrav*, dvs. en spesifikasjon av objektets ytelse og andre sentrale parametre (grensesnitt, størrelse, plassering). Ved å overlate design-ansvaret til kontraktørene, får disse sterke insentiver til å identifisere tekniske problemer og utbedre disse, og samtidig tilpasse design til egen infrastruktur.[23] Ved bruk av funskjonsspesifisering er totalleverandøren ansvarlig for alt arbeid som utføres i henhold til kontrakten. Dette skulle normalt sett medføre en reduksjon i antallet krav om variasjonsordrer fra kontraktør: ved en mindre detaljert spesifikasjon av produksjonsutstyret reduseres kontraktørens mulighet for å få gjennomslag for ekstraregninger. Uten nærmere undersøkelser er det vanskelig å fastslå om dette har funnet sted.[24] I hvert fall fremmer kontraktørene fortsatt mange krav om variasjonsordrer. Det kan være flere grunner til dette. En mulighet er at kontraktørene fremmer mange ekstraregninger fordi de vet at de bare får gjennomslag for et mindre antall av disse. Det framheves også at feilestimer-

20. Dette ville ikke kunne forsvares ut i fra en nytte-kostnad vurdering eller behovet for fleksibilitet i kontraks-administrasjonen.
21. Fohandlinger om endringsordrer betegnes dermed ikke som reforhandlinger, men som forhandlinger om tolkninger av den opprinnelige avtalen.
22. Innelåsningen er ikke nødvendigvis av juridisk karakter, men operatøren ender oftest opp med å bruke den valgte leverandøren fordi dette er enklest. Det kan være betydelige transaksjonskostnader knyttet til å la en ny kontraktør foreta en avgrenset jobb som griper inn i arbeidet til en kontraktør som allerede er på stedet.
23. Funksjonsspesifisering virker også som en insentivmekanisme overfor operatøren: når det blir vanskelig og kostbart for operatøren å gjøre endringer får han et insentiv til å holde antall endringer lavt samt å bedre definisjonsgraden før kontraktstildeling.
24. Dette vil kunne være et interessant forskningsprosjekt.

ing av anbudssummen medfører at kontraktørene forsøker å ta igjen lønnsomheten gjennom krav om variasjonsordrer. Kontraktørene vil derimot hevde at det har skjedd betydelige funksjonsendringer (bl.a. økte krav til prosesseringskapasitet og ny teknologi) og innblanding fra operatørens side, og at deres krav derfor er berettiget.

Evaluering og forhandling av variasjonsordrer er uunngåelig i utbyggingsprosjekter for sokkelen. Dette ligger i offshore-prosjektenes natur: detaljerte ex ante produktspesifikasjoner eksisterer ikke, prosjektering- og byggekostnadene er usikre, og prestasjonsmåling er vanskelig.[25] Disse forhandlingene vil ha innslag av uproduktiv og dermed delvis være kjennetegnet som ikke-verdiskapende prosesser, som i tillegg kan virke begrensende i forhold til forsøket på å bygge gode relasjoner mellom operatør og kontraktør. Det vil derfor være en sentral utfordring å redusere omfanget av denne typen konflikter. Et viktig moment vil her være å utvikle kontrakts- og organisasjonsformer som gir en klarere fordeling av ansvar mellom partene.

Gitt at partene inngår en kontrakt som ikke eksplisitt regulerer alle detaljer, er det klart at det vil finne sted revisjoner innenfor rammen av kontrakten. Den eksplisitte kontrakten kan da best ses på som et referansepunkt for slike forhandlinger (ved at kontrakten trekker opp partenes reservasjonspunkter), snarere enn å spesifisere sluttutfallet. Kontrakten bør derfor utformes slik at den sikrer begge sider beskyttelse mot unødvendig risiko og mot strategisk tilpasning fra den andre part. Risikodelingen i EPC-kontrakter diskuteres i neste del. I det følgende diskuteres i hvilken grad gjeldende kontrakter ivaretar begge partene i forhandlinger, typisk knyttet til endringsordrer.

EPC-kontraktene inneholder bestemte mekanismer for håndtering og prising av endringsarbeid. Herunder er det også prosedyrer for håndtering av konflikter. Omfanget og kostnadene ved endringsarbeid er imidlertid vanskelig målbart, og ofte er det asymmetrisk informasjonen om disse størrelsene. Det å beregne faktiske merkostnader for tilleggsarbeid, spesielt dersom disse utføres etter at fabrikasjon er påbegynt, er en meget vanskelig oppgave. I praksis vil en kontraktør stå overfor en rekke knappe ressurser i byggefasen. Når en tilleggsjobb skal gjøres må for eksempel kontraktøren ta fagpersonell ut av andre arbeidsoppgaver. Den relevante kostnaden er da gitt ved dekningsbidraget disse personene genererte i sine opprinnelige aktiviteter. Tilsvarende alternativkostnader må beregnes for andre knappe ressurser. For en stor tilleggsjobb representerer dette svært vanskelige beregninger (én framgangsmåte vil være å kjøre en lineær programmeringsmodell for driften). Det er derfor ikke overraskende at slike kostnadsoverslag er gjenstand for konflikter. Tilleggskostnader er vanskelige å beregne, og vanskelige å verifisere i en eventuell rettssak.

En viktig institusjonell faktor i norske innkjøpskontrakter til sokkelen den såkalte *hoppeplikten*. Den defineres som leverandørens umiddelbare plikt til å iverksette endringsordrer, selv om virkningen av endringen for vederlag, fremdriftsplan og annet ennå ikke er fastlagt.[26] Hoppeplikten innebærer altså at operatør har en opsjon på å få utført endringer innenfor rammen av den opprinnelige avtalen, og tilsvarende at kontraktøren har en beredskapsplikt: kontraktøren skal til enhver tid kunne stille med personellressurser som kan håndtere en rimelig mengde endringsarbeid. Betalingen for hver enkelt endringsjobb betales av operatør, etter forhandlinger med kontraktør. Betalin-

25. Se Stinchcombe (1985).
26. Kaasen (1994).

gen for selve beredskapen - som kan innebære betydelige kostnader for kontraktøren - må ligge i EPC-kontraktens referansepris. Det kan virke som at kontraktørene ikke har tatt høyde for dette i sin budgivning (manglende risikoprising). I enkelte av prosjektene har tilleggsarbeidene vært betydelige, og medført problemer for kontraktører som allerede hadde påtatt seg mye arbeid.

Et mulig problem med hoppeplikten er at den synes å være ubalansert, og dermed ikke ivaretar kontraktørenes interesser i forhandlinger om endringsordrer. En avgrenset arbeidsplikt ligger innenfor rammen av den opprinnelige avtalen: kontraktøren plikter å gjøre tilleggsarbeider, uten at det er etablert enighet om prisen for dette. Kun dersom man går utover opprinnelig avtale (dvs. en reforhandling etter en petroleumsjuridisk definisjon) kan kontraktør nekte å starte arbeidet før pris er avtalt. Dette er ikke en vanlig bestemmelse i byggekontrakter. I skipsbygging, eksempelvis, står verftet fritt i å nekte å gjøre endringer, og har dermed en mye sterkere forhandlingsposisjon overfor kontraktsmotparten (reservasjonspunktet flyttes). Når det er sagt, så finnes det gode begrunnelser for å ha ulike bestemmelser på dette punktet for kjøp av så vidt forskjellige konstruksjoner som produksjonsinstallasjoner og skip. Skipsbygging følger et sekvensielt forløp som er lettere å planlegge i forkant, mens utstrakt parallellarbeid ved fabrikasjon av produksjonsinstallasjoner gir større behov for å gjøre endringer. I tillegg kommer følgende spesielle forhold ved petroleumsnæringen: (1) oppdatering av reservoarinformasjon gjør at behovet for endringer er større, og (2) de negative konsekvensene av utsettelse er større. [27]

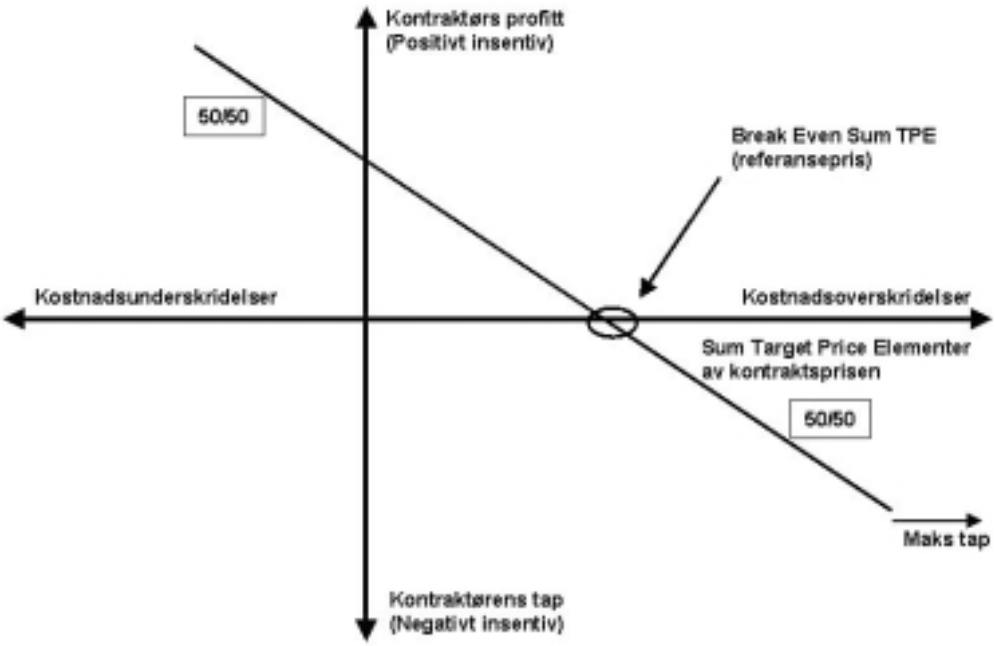
4 Risikodeling

Teori tilsier at optimale insentivkontrakter for utbyggingsoppdrag til sokkelen vil avveie hensynet til optimal risikodeling mellom oljeselskap og kontraktør, og framskaffelse av insentiver til kontraktør.[28] Insentivhensynet, isolert sett, tilsier at kontraktøren bør bære mye risiko: for å gi insentiver til å redusere kostnader, må økonomisk avlønning til kontraktør gjøres avhengig av kostnadene i prosjektet. Når det gjelder hensynet til risikodeling, argumenterer man ofte med at prinsipalen er bedre i stand til å bære risiko enn agenten, og at mye av risikoen derfor bør bæres av prinsipalen, som i vår sammenheng vil si lisensgruppen. Oftest er porteføljen til kontraktørene dominert av enkelte store prosjekter, mens de fleste oljeselskapene vil typisk være mer diversifisert (ha større evne til å bære risiko).[29] Systemet med lisensgrupper gjør at partnerne deler på risikoen i hvert enkelt felt, og i tillegg er hvert oljeselskap oftest involvert i mange felt. Risikodelingshensyn taler derfor normalt sett for

27. Kontraktsbetingelsene brukt i EPC-kontrakter bygger på NF-92, fremforhandlet mellom TBL og petroleumsselskapene. Artiklene 12 til 16, som omhandler endringer, er foreløpig beholdt uendret.
28. Se Grossman og Hart (1983).
29. I en fullstendig analyse av optimal risikodeling må man også vurdere i hvilken grad *eierne* kan spre sin risiko. Det foreligger ikke analyser av risikospredningen i investeringsporteføljene til eiere av hhv. multinasjonale oljeselskaper og norske offshore-verft, men det er rimelig å tro at førstnevnte er mer diversifisert. Dette bidrar i så fall til å styrke konklusjonen at risikodelingshensyn tilsier at lisensgruppen bør bære risikoen. Imidlertid synes det som om petroleumsselskapene i den senere tid har stått overfor en *systematisk* risiko i utbyggingskostnadene, og dermed bærer mer risiko enn tidligere antatt, se del 4.

at kontraktørene i størst mulig grad skjermes mot risiko[30], eller - sagt på en annen måte - det er ønskelig at oljeselskapene gjennom kontraktsutformingen ivaretar en rolle som forsikringsselskap for kontraktøren overfor typer av risiki som er ikke-diversifiserbare for kontraktøren, og som det ikke finnes noe ordinært forsikringsmarked for.

Normalt sett er det altså slik at risikodelingshensyn taler for at kontraktør skal bære liten risiko, mens insentivhensyn taler for det motsatte. Ved en avveining av insentiver og risikodeling skulle man dermed forvente en indre løsning der kontraktør og lisensgruppe deler risikoen. Dette er tilfelle i EPC-kontraktene: kontraktør gis insentiver til å holde kostnadene nede samtidig som kontraktøren avlastes for noe av risikoen. Kontraktørens behov for risikosikring ivaretas ved en deling av overskridelsene i forhold til en referansepris, og ved et øvre tak på risikoen som overveltes på kontraktøren (*cap*).



Figur 4.3 Illustrasjon av EPC-kontrakt.

Figur 4.3 illustrerer en EPC-kontrakt som er brukt av Norsk Hydro (Kilde: Braut (1998)). [31] Merk at når taket for overskridelser først er nådd, gir ikke

30. Det må imidlertid presiseres at dette ikke nødvendigvis er tilfelle. Det har vært en tendens mot at enkelte store kontraktører - gjennom å bygge opp en relativt diversifisert internasjonal portefølje - har fått økt evne til å bære risiko, samtidig som det i den senere tid har skjedd etablering av en del mindre oljeselskaper som ikke har samme risikospredning som de store multinasjonale oljeselskapene. Det kan derfor oppstå kontrakts-konstellasjoner der det hensynet til risikodeling tilsier at kontraktør bærer risikoen. Dette må betraktes som et spesialtilfelle, men illustrerer det poenget at kontraktene må skreddersys, dvs. at man på dette punkt ikke kan bruke et standard kontraktsformular. Kontrakter må i hvert enkelt tilfelle ta hensyn til partenes relative evne til å bære risiko.
31. Auksjonering av insentivkontrakter behandles i Laffont og Tirole (1993).

kontrakten lenger insentiver for kontraktøren til å redusere kostnader (ikke-lineære insentiver). Ved beydelige overskridelser kan derfor kontraktørens insentiver bli for svake, og det kan oppstå et press mot å reforhandle insentivavtalen. Potensialet for framtidige reforhandlinger av insentivavtaler er generelt uheldig, da det svekker insentivene i den opprinnelige avtalen. En viktig innsikt fra insentivteori er at en ensidig fokusering på ett aspekt i en kontrakt kan føre til at andre viktige dimensjoner av oppdraget kan bli nedprioritert.[32] Følgelig bør kostnadsinsentiver suppleres med eksplisitte insentiver for andre viktige aspekter ved leveransen. Eksempler på andre viktige dimensjoner ved leveranser til petroleumsindustrien, er leveringstid og kvalitet. Det knyttes i praksis sterke eksplisitte insentiver også til disse aspektene, noe som reflekterer det faktum at forsinket levering og dårlig kvalitet kan få svært negative konsekvenser for prosjektets totaløkonomi. Tidsinsentiver knyttes ofte til milepæler: når kontraktør har utført avtalt andel av mekanisk ferdigstillelse innen avtalt milepældato, utbetales en bonus. Det er flere milepældatoer, og ved overskridelse av disse reduseres bonusen etter et bestemt mønster. I tillegg inneholder avtalene også dagmulktssanksjonerte milepæler. For å etablere insentiver knyttet til kvalitet, foreslår rapporten fra en arbeidsgruppe nedsatt av Oljeindustriens Landsforening (OLF) og Teknologibedriftenes Landsforening (TBL), at disse på nåværende stadium bør utformes i form av garantikostnader.[33] Garantikostnader trekkes inn i referanseprisen, slik at lite garantiarbeid gir uttelling til partene. Et alternativ vil være å belønne kvalitet med ulike former for bonus. Arbeidsgruppen påpeker imidlertid at det ideelle ville vært å gi kvalitetsinsentiver knyttet til levetidskostnader (livssykluskostnader, LCC), ettersom det er disse som vil reflektere kvalitet over tid.[34] Dette er imidlertid vanskelig å implementere. Problemet med å betinge insentiver på LCC er at den driftsansvarlige (i mange tilfeller operatøren) kan påvirke disse. Det kan også være asymmetrisk informasjon og måleproblemer vedrørende omfanget av driftskostnadene. Da kan det være urimelig å knytte kontraktørens belønning til LCC. Et åpenbart tiltak for å få kontraktøren til å internalisere installasjonens LCC vil være å også la kontraktøren stå for driften. Dette resonnementet hviler imidlertid på den ikke-trivielle forutsetning at drift naturlig inngår i kontraktørens kjernekompetanse. Uansett vanskeliggjøres en slik arbeidsdeling av skattesystemet for sokkelen.

I de avtalte timeratene vil det normalt være lagt inn en fortjenestemargin til kontraktøren. Dersom kontraktørselskapet overskrider måltallet for arbeidstimer, vil det derfor stå overfor motstridende insentiver (*countervailing incentives*[35]): ved å øke antall arbeidstimer vil man få en gevinst gjennom fortjenestemarginen på tilleggstimene, samtidig som man får et tap ved at kontraktøren i henhold til insentivavtalen må dekke deler av kostnadsoverskridelsen. Det har vært eksempler på kontrakter der insentivelementet har vært for svakt, slik at det domineres av marginen som ligger i økt timeføring. I en slik situasjon vil kontraktøren ønske å føre flest mulig timer. Dette kan være en utilsiktet virkning av insentivsystemet, og kan forebygges ved å basere kontrakten på nettorater (dvs. kun dekning av variable kostnader) og la overskudds- og fastkostnadselementet bli ivaretatt av lump sum betalinger.[36] Det vil være interessant å sammenligne tidligere anbudskontrakter

32. Se Holmstrom og Milgrom (1991).
33. "Integrerte samarbeidsformer og incentiv-kontrakter", 1996.
34. Se Figur 1.
35. Se Lewis og Sappington (1989).

med dagens EPC-kontrakter, for å vurdere (a) den samlede prosjektrisikoen før og nå, og (b) hvordan risikoen fordeles i de to kontraktsregimene.[37] Når det gjelder (a), er det enkelte forhold ved prosjektgjennomføringen under norsok som tilsier høyere risiko: kortere gjennomløpstid, som innebærer prosjekt som i utgangspunktet er dårligere definert. Når det gjelder (b), har vi at endring i arbeidsdeling innebærer flere oppgaver og større ansvar for hovedleverandør. Økning i kontraktenes størrelse - sett i forhold til kontraktørenes begrensede finansielle kapasitet - bidrar også til at EPC-leveransene i utgangspunktet innebærer en høyere risiko for totalleverandørene. Noe av den økte risikoen blir imidlertid båret av operatørene via insentivsystemet.

For å gi kontraktørene riktige insentiver, er det nødvendig at kontraktørene bærer en del risiko. Problemstillingen er heller hvordan disse insentivene bør utformes. I henhold til teorien bør (1) insentivene i størst mulig grad knyttes opp mot forhold som agenten selv kan påvirke, (2) insentivene bør knyttes til størrelser som lar seg måle (i den forstand at målet kan la seg verifiseres juridisk), og (3) risiko som ikke leder til økte insentiver bør elimineres. Det vil være i oljeselskapenes interesse å følge disse prinsippene, ettersom unødig risikobæring for kontraktørene normalt sett vil medføre høyere risikopremier i kontraktene.

I sammenligning av kontrakter før og nå må det presiseres at det både før og etter norsok er benyttet et stort antall av varierte kompensasjonsformat. Den følgende framstilling vil således kun gi et forenklet og stilisert bilde av hovedtrekkene i utviklingen. Kontraktssummen i tidligere fabrikasjonskontrakter på norsk sokkel er typisk basert på en kalkyle som tar utgangspunkt i ulike fysiske mengder (antall meter rør, kabler eller lignende):

Kontraktssum = mengde x norm x rate

Dersom *mengden* avvek fra den opprinnelige kravspesifikasjon, ble kontraktør fullt ut kompensert for dette. Dette synes rimelig, ettersom operatøren var ansvarlig for utforming av kravspesifikasjoner. Kontraktøren var imidlertid selv fullt ut ansvarlig for *ratene*[38] og egen produktivitet. Sistnevnte er gitt ved normer, *timer/tonn,* som speiler produktivitet og arbeidets estimerte kompleksitet. Dette betegnes enhetsratekontrakt. I tillegg inneholdt den sammensatte kontrakten typisk også fastpriselementer (leie av lokaler, kjøp av administrative tjenester m.m.) og regningselementer (*reimbursable costs*, eksempelvis utviklingskostnader og budsjetterte innkjøpskostnader i henhold til operatørenes rammeavtaler).

I EPC-kontraktene er det typisk samme kalkulasjonsmetode som ligger til grunn for beregning av *referanseprisen.* Avvik fra denne summen deles mellom partene, og det etableres i tillegg et øvre tak for kontraktørens risiko. Tanken bak dette er at kontraktøren nå selv står ansvarlig for detaljspesifikasjonene, og at endringer i *mengde* derfor ikke automatisk blir refundert av operatøren. For å kompensere kontraktøren for deler av denne risikoen innføres altså en delingsregel og et øvre tak på kontraktørens ansvar. I tillegg legger man til en risikopremie på referanseprisen. Som før holdes kontraktøren fullt ut ansvarlig for utviklingen i ratene. Det har for øvrig vært ulik praksis med hensyn til om produktiviteten skal inngå i referanseprisen: i noen kontrakter inngår produktiviteten til kontraktøren i delingsregelen, mens i andre kontrakter

36. I gjeldende kontrakter inntrer nettoføring ofte ikke før man når kontraktørens maksimale tap (*cap*).
37. Med *nye* kontrakter menes her EPC-kontrakter.
38. Det er normalt ikke prisjusteringer i EPC-kontraktene.

holdes kontraktøren fullt ut ansvarlig for sin egen produktivitet. I sistnevnte tilfelle synes det derfor som om *andelen* av risikoen som bæres av kontraktør er større nå enn tidligere (endringer i mengde er nå bare delvis refunderbare og andre komponenter er uendret). I tillegg er den *samlede* risikoen større enn før, slik at risikoeksponeringen for kontraktør kan være betydelig større enn tidligere. Dette er antagelig også tilsiktet: ved utvidelse av kontraktørenes ansvar og virkeområde må det samtidig innføres økte insentiver som nødvendigvis vil måtte innebære økt risiko. Når man sammenligner EPC-kontraktene med insentivteori er det derfor ikke nødvendigvis et problem at kontraktøre påtar seg mer risiko. Problemet er heller at risikoen ikke prises i anbudene: risikopremien konkurreres vekk. I kompensasjonen til totalleverandør tar man eksplisitt hensyn til risiko ved å legge til en risikopremie i målsummen. Et problem kan imidlertid være at kontraktørene allerede tar høyde for denne ekstrabetalingen i sin budgivning.

Utviklingen synes å gå i retning av at kontraktøren holdes fullt ansvarlige for sin egen produktivitet. Argumentene er at kontraktøren står nærmest til å vurdere og påvirke denne, og at dette også gir det beste grunnlaget for valg av kontraktør. I enkelte av de nye kontraktene, der det tekniske konseptet har vært uklart, har endringer i mengde vært fullt ut refunderbart for kontraktøren. Tanken har vært at dette gjør det lettere å realisere fleksible designendringer, ettersom kontraktøren holdes skadesløs på materialsiden.

Kalkylen ovenfor identifiserer viktige forklaringsfaktorer på svak lønnsomhetsutvikling i kontraktørbransjen. Som nevnt sto altså kontraktørene fullt ansvarlig for utviklingen i *ratene* og i mange tilfeller også for egen produktivitet *(timer/tonn)*. En del av problemet for kontraktørene var nettopp at de undervurderte arbeidsmengden (overvurderte egen produktivitet), og at timeratene ble høyere bl.a. pga. full kapasitetsutnyttelse og mye innleid arbeidskraft. Problemet er at disse vurderingsfeilene synes å være systematiske, det dreier seg ikke bare om en enkelt kontrakt. Oljeselskapene har også møtt problemer med kostnadsoverskridelsene, som de i henhold til EPC-kontraktene må bære sin andel av (den andel som er knyttet til beregningsfeil for mengde, og i enkelte kontrakter også en andel av produktivitessvikten).

Det virker som om kontraktørene har undervurdert den samlede risikoeksponeringen i den sammensatte kontrakten, og det kan også stilles spørsmål ved om ikke kontraktørenes risikobæring - sett i forhold til deres finansielle styrke - er større enn det teorien foreskriver. Problemet synes dels å ha vært en overdreven optimisme om potensialet for raske kostnadsreduksjoner, dels det mer fundamentale problem at konkurransen om å få nye oppdrag synes å implisere manglende risikoprising i anbudene. Den svekkede soliditeten hos enkelte av kontraktørene gjør det viktig å optimalisere risikodelingen mellom operatør og kontraktør.

5 Anbudsstrategier: en spillteoretisk tilnærming

norsok-ambisjonene var å redusere utbyggingskostnadene med 40-50 prosent over fem år. En slik produktivitetsvekst er det imidlertid få (om noen) eksempler på fra andre næringer. Kostnadsreduksjonene skulle bl.a. skje ved simultane endringer i teknologi, arbeidsdeling, organisering og kontraktsformer. I ettertid har man kommet til at man undervurderte vanskelighetene av slike omlegginger og var for optimistiske med hensyn til hvor raskt kostnadene kunne reduseres. Eksempelvis innebar den endrede arbeidsdelingen på

sokkelen at totalleverandøren overtok viktige oppgaver innen koordinering og prosjektstyring som tidligere var operatørens ansvar. Det tar tid å erverve slik kompetanse.

Å gå ut med ambisiøse mål kan i mange sammenhenger være riktig, spesielt dersom man skal selge inn nye kontrakts- og organisasjonsformer. Det vil imidlertid kunne representere et problemet i den grad aktørene i bransjen har tatt ambisjonene bokstavlig, og innarbeidet disse i anbudene. En skulle forvente at resultatene i kontraktørbransjen svinger med ordrereservene, med et visst tidsetterslep. Etter innføring av EPC-kontrakter på sokkelen har imidlertid enkelte av totalleverandørene gått med tap selv i en situasjon med betydelige ordrereserver. En annen faktor som er viktig for resultatutviklingen er i hvilken grad man treffer på kostnadsestimat i forbindelse med innlevering av anbud. Dette kan være et generelt problem ved ny teknologi eller nye kontraktsformer. Et eksempel på det sistnevnte er nettopp overgangen til EPC-kontrakter for leverandørindustrien til Nordsjøen, der kontraktørene fikk en betydelig utvidelse av sitt ansvarsområde. Ved slike store omlegginger er anbudsberegninger forbundet med stor usikkerhet, og man kan få en situasjon der vinneren av anbudsrunden har et urealistisk lavt estimat på kostnadene, med kostnadsoverskridelser som resultat; såkalt *Winner's curse*. Begrepet relateres til modeller med stor usikkerhet, der man antar at aktørenes kostnadsestimat er normalfordelt med en median som reflekterer virkelig verdi. Vinneren av auksjonen vil under stor usikkerhet gjerne være den bedriften som har det mest optimistiske estimatet, som dermed risikerer å ha underestimert kostnadene. For å motvirke denne effekten må anbudsgiverne justere opp sitt kostnadsestimat, der justeringen er større dess flere anbudsgivere det er og dess større spredning det er på kostnadsestimatene, se McMillan (1992). McMillan refererer spesielt til byggebransjen, der det internasjonalt svært ofte er store kostnadsoverskridelser. Forklaringene er at det ofte er stor usikkerhet - ofte tilknyttet ny teknologi - og at unike prosjekter vanskeliggjør læring. I utgangspunktet skulle man forvente at det var like sannsynlig med kostnadsbesparelser som overskridelser. Vi får imidlertid overvekt av overskridelser, av to grunner: (1) konkurranse gjør at budgivere med pessimistiske kostnadsestimat ikke vinner fram, og (2) seleksjonsprosessen gjør at det er prosjektene med optimistiske estimat som realiseres.

Ved introduksjon av EPC-kontraktene oppsto en helt spesiell situasjon der kontraktørene svært effektivt ble spilt ut mot hverandre. I de nye kontraktene skulle ett kontraktørselskap stå som totalleverandør av produksjonsinstallasjonen. Dette skapte en hard kamp mellom de store kontraktørselskapene om å etablere seg tidlig som totalleverandør. Den strategiske kampen om å bli totalleverandører førte til at kontraktørene la inn lavere anbud enn de ellers ville ha gjort. I spillteoretiske termer betegnes denne typen koordineringssvikt for *fangenes dilemma*.[39]

En tilleggsfaktor, som man i ettertid må kunne si var uheldig, var at det på dette tidspunktet simultant ble lagt ut mange utbyggingsoppdrag. For å være garantert å sikre seg et oppdrag, la derfor de store kontraktørselskapene inn lave anbud på flere byggeoppdrag. Dette medførte underbudsjettering (blant

39. *Prisoners' dilemma*, se f.eks. Gibbons (1992). Begrepet innebærer i denne kontekst at mangel på implisitt koordinering mellom totalleverandørene gjør at man ikke oppnår en likevekt med høye priser og god lønnsomhet (som man ville forvente i en periode med meget høy kapasitetsutnyttelse). Frykten for ikke å bli totalleverandør medførte en situasjon med lave priser.

annet manglende prising av risiko), og at enkelte av kontraktørene fikk flere byggeoppdrag enn de strengt tatt hadde kapasitet til, som igjen ga høyere kostnader. Sett i ettertid ville sekvensiell tildeling av kontrakter kunnet gitt en lengre læreperiode og en mer gunstig kapasitetsutnyttels.

Kostnadsoverskridelsene på norsk sokkel i de senere år oppfyller ikke den teoretiske definisjonen av *Winner's curse*, i streng forstand. Der er ikke slik at budene har vært normalfordelt rundt reelle kostnader. Budene har tvert om i de fleste tilfeller ligget relativt nær hverandre i verdi, og i mange tilfeller slik at samtlige budgivere hadde for lave kostnadsestimat. Det kan være flere forklaringer på dette. For det første benytter totalleverandørene til en viss grad samme kalkulasjonsmetoder, og står overfor mye av de samme timeratene og materialkostnadene. For det andre er kontraktørene kjent med operatørens budsjett for utbyggingen (denne informasjonen ligger til grunn for utbyggingsvedtaket, og er åpen informasjon), og denne summen synes å bli normgivende for anbudsprosessen (*focal point*.[40] Dette er kanskje ikke så overraskende; dersom operatøren vet at det blir betydelige overskridelser i forhold til opprinnelig budsjett blir kanskje ikke utbyggingen gjennomført.

Totalleverandørene til norsk sokkel har hatt relativt svak lønnsomhet på hele 90-tallet, altså også før innføringen av EPC-kontraktene; se Kristiansen (1998). Dette kan over tid være problematisk ettersom den nye arbeidsdelingen på sokkelen innebærer at totalleverandørene skal stå for sentrale oppgaver innen konsept- og produktutvikling. Dette er aktiviteter som det er vanskelig å få gjeldsfinansiert, og fordrer således en bedret inntjening i kontraktørbransjen.

Et viktig spørsmål er om kontraktørene har lært av problemene i de senere år, slik at problemene med overskridelser kan bli mindre i framtiden. Dette vil være viktig for å sikre økonomien til leverandørindustrien og petroleumsselskapene, for å sikre et godt informasjonsgrunnlag for utbyggingsbeslutninger (som står sentralt i forvaltningen av petroleumsreservene), og for å forsyne forvaltningen med gode styringsdata.

Petroleumsselskapene og totalleverandørene til norsk sokkel er seriøse, erfarne aktører, som har svært sterke insentiver til læring innen kalkulasjon og kostnadsestimering. Bedre estimat på utbyggingskostnadene vil være helt avgjørende for framtidig lønnsomhet i næringen. I tillegg må den spesielle situasjonen for noen få år tilbake, der de store kontraktørselskapene simultant skulle etablere seg som totalleverandører, anses som et engangstilfelle. Det er imidlertid ikke grunn til å tro at problemet med opphopninger av utbygginger vil opphøre.[41] Det kan virke som om betydelige krefter i petroleumsnæringen virker i retning av at utbygginger hoper seg opp i perioder med høy petroleumspris, med sprengt anleggskapasitet og betydelige økninger i utbyggingskostnader som resultat.

6 Opphopning av utbygginger

En sentral utfordring for operatørselskapene og myndighetene er å få en jevnere fordeling av utbyggingsaktiviteten på norsk sokkel. Opphopning av utbygginger kan ha konsekvenser for mange ledd i petroleumsnæringen,

40. Se Fudenberg og Tirole (1991). Normgivningen kan tilsi at vi tilnærmet har en auksjon med maksimalpris.
41. I spillteoretiske termer kan dette betegnes som koordineringssvikt; se Fudenberg og Tirole (1991).

eksempelvis for boreselskapene, for engineeringskompetansen i petroleumsselskapene, og for leverandørindustrien. Opphopning kan slå ut i høyere priser pga. begrenset kapasitet og i at man bruker mindre kvalifisert personell fordi kompetansen må spres tynt utover mange prosjekter. Utbyggingstoppene avløses gjerne av perioder ledig kapasitet og sysselsettingsproblemer.[42]

Den gjeldende koordineringssvikt på timing av utbyggingsprosjekter synes å ramme alle parter. Den desidert største kostnadskomponenten for operatørene - utbyggingskostnaden - blir større enn nødvendig: når kapasiteten i kontraktørbransjen sprenges må personell (ofte med utilstrekkelig kompetanse) leies inn til høye timerater, ukvalifiserte underleverandører må benyttes, administrativ styringskompetanse blir spredt tynt utover mange prosjekter, osv. Poenget er kort og godt at kompetanse er en knapp faktor. Man kan argumentere for at kapasitetssprekken ikke kan ha kommet overraskende på kontraktørene (kanskje med unntak av betydelige variasjonsordrer på enkelte installasjoner). På den annen side er dette også noe som operatørene burde forutsett; i næringer med betydelige faste driftsuavhengige kostnader er det ikke uvanlig at man i gode perioder tar på seg for mange oppdrag. Det unike ved innføring av EPC-kontraktene var at kontraktørene i tillegg hadde sterke ønsker om å etablere seg som totalleverandører, som ga insentiver til å levere inn anbud på flere oppdrag enn ellers. Det er enkelte petroleumsøkonomiske forhold som kan forklare deler av opphopningen av utbygginger. En viktig faktor for gassfelt kan være at gassen allerede kan være solgt for framtidig levering på langsiktige kontrakter. I slike tilfeller kan man ikke ta hensyn til konjunkturene i leverandørindustrien. I andre tilfeller kan det være at reservoarkarakteristika gjør det optimalt å utvinne oljen i dag, selv om utbyggingskostnadene er høye. Et eksempel på dette er at det kan finnes oljereserver under eksisterende gassfelt, slik det er på Troll-feltet. Når man utvinner gassen har man - for å opprettholde reservoartrykket - et begrenset tidsintervall for å utvinne oljen. En annen faktor som legger føringer på valg av utbyggingstidspunkt er at man gjerne vil utnytte eksisterende infrastruktur på sokkelen. Frihetsgradene til å variere utbyggingstempoet er altså i mange tilfeller begrenset. Det finnes imidlertid isolerte oljefelt som kunne vært utsatt. Det er mulig at petroleumsselskapene kunne økt sitt samlede overskudd på sokkelen dersom de hadde greid å koordinere utbyggingsaktiviteten slik at det ble en jevnere kapasitetsutnyttelse hos leverandørene.[43] Slik koordinering er imidlertid vanskelig å oppnå, av mange grunner. Først må man blir enige om hvilket selskap som skal få bygge ut først i perioder med relativt høy kapasitet. Tidlig utbygging kan innebære strategiske fordeler, og det kan følgelig være vanskelig å bli enige om dette. Dernest må man bli enige om en *beregning* og *fordeling* av koordineringsgevinsten. Selskapet som bygger ut får en gevinst i form av lavere utbyggingskostnader, og må kompensere nåverditapet til selskapene som må utsette sine lønnsomme utbygginger. Et viktig institusjonelt karakteristika ved næringen er at hver lisens typisk er eid av flere selskaper, der investeringsbeslutningene fattes med simpelt flertall (ut i fra eierandeler) i lisensgruppen. Dersom alle selskapene var representert i

42. Det ville vært interessant å kartlagt den empiriske sammenhengen mellom oljepris og investeringsnivået på sokkelen. Dette kan gjøres i en økonometrisk analyse, der man også tar hensyn til andre viktige faktorer som påvirker investeringsnivået.
43. Kontraktørbransjen taper også sannsynligvis på koordineringssvikten. Ved kontraheringstopper sprenges den innenlandske utbyggingskapasiteten, og mange oppdrag går til utlandet. Det kan derfor være grunn til å tro at norsk leverandørindustri kan få både større uttellinger og jevnere beskjeftigelse ved et jevnt utbyggingstempo.

alle lisensene med samme eierfordeling, kunne dette vært en faktor som kunne gjort det lettere å koordinere utbygginger. Imidlertid varierer det hvilke selskaper som er eiere av de ulike feltene, og eierandelene varierer fra felt til felt. Dette gir de ulike selskapene kryssende interesser. Skjevfordelt eierskap til nærliggende infrastruktur styrker disse interessekonfliktene.

Ujevn kapasitetsutnyttelse i leverandørindustrien innebærer også tap for myndighetene som - i tillegg til økte investeringsuttellinger, lavere skatteinntekter og lavere dividende - også får lønnspress ved sprengt kapasitet og ledighet i perioder ved få utbygginger. Det er også myndighetene som har det overordnede ansvaret for å styre aktivitetsnivået på sokkelen. Det er imidlertid enkelte åpenbare begrensninger på myndighetenes handlingsrom: press om nye utbygginger fra regioner som drar fordel av dette, og hensynet til stabile rammebetingelser for næringen. Når det gjelder sistnevnte, er det slik at mulige begrensninger på petroleumsselskapenes muligheter til å bygge ut kommersielt drivbare felt kan bli oppfattet som en politisk risiko. Denne risikoen kommer på toppen av en betydelig kommersiell risiko, og kan redusere attraktiviteten av å investere på norsk sokkel.[44] Petroleumsselskapene har lagt ned betydelige kostnader i seismikk, prøveboring og tolkning, og ønsker oftest å bygge ut raskt slik at grunnlagsinvesteringene blir lønnsomme (i nåverdi termer). Myndighetene vil imidlertid kunne regulere utbyggingstempoet på lang sikt gjennom lisenstildelingen, men dette er ikke et egnet instrument for kortsiktig konjunkturstyring.

Noen av årsakene til opphopning av utbygginger (bølgedaler) kan ses på som strukturelle forhold i næringen, mens andre synes å være knyttet til norsok-prosessen. På grunn av det sistnevnte - eksempelvis at operatørselskapene ville være tidlig ute med å ta del i kostnadsbesparelser som var ventet å følge med de nye norsok-prosedyrene - er det grunn til å tro at koordineringssvikten har vært spesielt stor i de senere år. En insentivmekanisme som kan ha virket i samme retning er det diskresjonære lisenstildelingssystemet på sokkelen. For å bli tilgodesett i framtidige lisensrunder vil operatørselskapene ønske å framstå som effektive. Mer konkret vil det si at de vil vise at de behersker ny teknologi og at de har implementert nye organisasjons- og kontraktsformer. I denne sammenheng kan det ha vært viktig for operatørene - i likhet med kontraktørene - å være blant pionerene i norsok-prosessen. Selskapene forventet produktivitetsøkninger, og hadde insentiv til å være tidlig ute på denne lærekurven. Når petroleumsprisene i tillegg var relativt høye på dette tidspunktet, er det kanskje ikke overraskende at mange av operatørselskapene valgte å bygge ut tilnærmet samtidig. Vi kan ha hatt en situasjon med koordineringssvikt, der konkurransen om framtidige lisenser kan ha framtvunget raskere utbyggingstempo enn det selskapene egentlig ønsket.

Strukturelle forhold som gir opphopning av utbygginger i perioder med høye petroleumspriser er knyttet til operatørenes bedriftsøkonomiske beslutningsgrunnlag for investeringer. Optimal timing av utbygginger analyseres innen realopsjonsteori, se Dixit og Pindyck (1994). Dersom man har en begrunnet oppfatning av at nåværende prisleie for olje og gass gir informasjon om framtidig prisutvikling, kan det argumenteres for at dette - isolert sett - taler for bygge ut nye felt når prisene er høye. Felt som ligger på mellomlager kan nå få en positiv forventet nåverdi. Andre forhold som drar i samme retning er at selskapene ofte ønsker å egenfinansiere betydelige deler av risikable

44. For en diskusjon av betydningen av stabile rammebetingelser på sokkelen, se Osmundsen (1996).

utbygginger på sokkelen, og man er da avhengig av høye priser for å generere en betydelig kontantstrøm fra den løpende driften. Dersom alle selskapene følger samme beslutningsmodell kan det skje en opphopning av investeringer, som igjen gir høyere utbyggingskostnader (den desidert viktigste kostnadskomponenten i investeringskalkylene). Valg av optimalt investeringstidspunkt kan derfor analyseres innenfor rammen av et spill mellom de ulike operatørselskapene.[45] Motsykliske utbygginger vil være rimeligere pga. ledig kapasitet i kontraktørbransjen (som gir sterk konkurranse om utbyggingsoppdragene), og fordi kostnadsbevisstheten normalt er høy ved lavt aktivitetsnivå. Besparelsene på kostnadssiden ved å bygge ut motsyklisk må så avveies mot eventuelle tap på inntektssiden. Inntektstaper kan dels være et nåverdi-tap i den grad utbyggingen skjer senere, og dels kan det være at produksjonen selges til lavere priser. Sistnevnte vil være helt avhengig av hvilke prisforventninger og prisprosesser som legges til grunn. Man må her ta i betraktning at det fortsatt går relativt lang tid fra det tidspunkt man beslutter en utbygging til produksjonen starter, og at utvinningen skjer over en lang tidsperiode. Ettersom petroleumsprisene svinger mye, er det derfor godt mulig at prisene er endret fra utbyggings- til utvinningstidspunktet.

En motsyklisk investeringsstrategi skulle være mulig å implementere for petroleumsselskaper med høy egenkapital, dvs. selskaper som ikke er avhengig av å finansiere utbyggingen av løpende kontantstrøm. Det er imidlertid flere forhold ved insentivmekanismer og beslutningsstruktur som vanskeliggjør en slik investeringsstrategi. For det første kan det være vanskelig å markedsføre strategien (bygge ut ved lave priser) overfor eierne. Utbygging ved lave produktpriser kan synes risikabelt, og dersom man tror at dagens petroleumspris er det beste estimat på framtidig pris, kan det også være grunn til skepsis i den grad feltet ikke er lønnsomt ved eksisterende (lave) pris. Andre strukturelle forhold er at det for risikoaverse beslutningstakere kan synes fordelaktig å velge samme utbyggingstidspunkt som andre selskap: dersom timingen senere viser seg å være ugunstig blir man typisk ikke fullt ut stilt til ansvar for dette, ettersom »alle tok feil».

7 Oppsummering

Feltutbygginger i Nordsjøen er karakterisert ved spesifikke investeringer, komplekse leveranser og relativt hyppige endringer i produktspesifikasjon. I henhold til teori kan dette i prinsippet avhjelpes ved to typer av virkemidler: vertikal integrasjon eller elementer av relasjonskontrakter. Enkelte kontraktører har utvidet med vertikal integrasjon for å tilpasse seg rollen som totalleverandør. Vertikal integrasjon mot konstruksjonsbransjen synes imidlertid ikke å være en aktuell problemstilling for operatørene på norsk sokkel: for å opprettholde konkurranseevnen søker man å fokusere virksomheten omkring kjerneaktivitetene leting, utvinning, raffinering og distribusjon av olje og gass.

Etablering av tillit og gode relasjoner mellom operatør og kontraktør er viktig for å forebygge konflikter. Gode relasjoner kan også danne grunnlag for

45. Dersom kostnadsoverskridelsene er knyttet til konjunkturene i konstruksjonsbransjen, utgjør disse en systematisk (ikke-diversifiserbar) risiko. Dette strider mot tidligere antagelser (se f.eks. Bøhren og Ekern (1987)), og vil kunne ha konsekvenser for beregning av risikojustert avkastningskrav. Problemet forsterkes av at letekostnadene typisk også er prosykliske.

fleksible samarbeidsformer som kan utvide mulighetsområdet for aktørene. Økonomisk kontraktsteori skjelner mellom to typer komplementære kontraktsformer som regulerer forholdet mellom partene: (1) eksplisitte kontrakter, dvs. formelle, juridiske avtaler, og (2) implisitte kontrakter (relasjonskontrakter), dvs. underforståtte og tillitsbaserte forventninger mellom partene. Med utgangspunkt i dette utvidede kontraktsbegrepet er det klart at alle leverandørforhold vil ha innslag av begge kontraktstyper. En viktig tilrådning fra økonomisk kontraktsteori er at kontraktsformene bør være insentivforenlige, dvs. at avtaleforholdet bygger på realistiske forutsetninger med hensyn til partenes målsettinger. Eksempelvis bør man erkjenne at operatør og kontraktør ikke har felles målsettinger - ettersom sistnevntes aktivitet kun inngår i en avgrenset del av verdikjeden til førstnevnte - og derfor søke å skape størst mulig grad av målforenlighet gjennom utforming av insentivsystemet. Økonomisk kontraktsteori vektlegger også en klar ansvarsdeling mellom partene.

Totalleverandørene til norsk sokkel har hatt relativt svak lønnsomhet på hele 90-tallet. Over tid kan det være problematisk ettersom den nye arbeidsdelingen på sokkelen innebærer at totalleverandørene skal stå for sentrale oppgaver innen konsept- og produktutvikling. Dette er aktiviteter som det er vanskelig å få gjeldsfinansiert, og fordrer således en bedret inntjening i kontraktørbransjen. Konkurransen om å få nye oppdrag har medført manglende risikoprising i anbudene. Den svekkede soliditeten hos enkelte av kontraktørene gjør det viktig å optimalisere risikodelingen mellom operatør og kontraktør. I utformingen av vederlagsmekanisme for kontraktør må man avveie insentivhensynet - som vil måtte innebære at kontraktør bærer en del risiko - og hensynet til risikodeling. I henhold til insentivteori bør (1) insentivene i størst mulig grad knyttes opp mot forhold som kontraktøren selv kan påvirke, (2) insentivene bør knyttes til størrelser som lar seg måle (i den forstand at størrelsen kan la seg verifiseres juridisk), og (3) risiko som ikke leder til økte insentiver for kontraktøren bør elimineres.

Ved introduksjon av EPC-kontraktene oppsto en helt spesiell situasjon der kontraktørene svært effektivt ble spilt ut mot hverandre. I de nye kontraktene skulle ett kontraktørselskap stå som totalleverandør av produksjonsinstallasjonen. Dette skapte en hard kamp mellom de store kontraktørselskapene om å etablere seg tidlig som totalleverandør. Den strategiske kampen om å bli totalleverandører førte til at kontraktørene la inn lavere anbud enn de ellers ville ha gjort.

Det er viktig å identifisere strukturelle faktorer som kan gi overskridelser i framtiden. Én av disse er opphopninger av utbygginger. Opphopning av utbygginger (når petroleumsprisene er høye) kan ha konsekvenser for mange ledd i petroleumsnæringen, eksempelvis for boreselskapene, for engineeringskompetansen i petroleumsselskapene, og for leverandørindustrien. Opphopning kan slå ut i høyere priser pga. begrenset kapasitet og i at man bruker mindre kvalifisert personell fordi kompetansen må spres tynt utover mange prosjekter.

Det er mange forhold i næringen som gir insentiver i retning av opphopning av utbygginger. Eksempelvis har operatørene ofte begrenset fleksibilitet med hensyn til tidspunkt for utbygging; gass kan allerede være solgt for framtidig levering, og ofte ønsker man å bygge ut raskt slik at man kan benytte seg av eksisterende infrastruktur. Hensynet til stabile rammebetingelser legger også klare begrensninger på myndighetenes muligheter for å regulere utbyggingstempoet. Petroleumsselskapene har lagt ned betydelige kostnader i seismikk, prøveboring og tolkning, og ønsker oftest å bygge ut raskt slik at

grunnlagsinvesteringene blir lønnsomme (i nåverditermer). Eventuelle begrensninger i utbyggingstempoet kan bli oppfattet som en politisk risiko som reduserer attraktiviteten av å investere på norsk sokkel.

Litteratur

Borgen, S.O., Husøy, G.J., Karevold, K.I., Karlsen, E., og B.E. Olsen, 1998, «The ODA Model - Incentives, Authority and Trust in Integrated Offshore Organizations», *ODA forskningsrapport*.

Braut, O., 1998, «Bruk av insentivkontrakter/insentivmekanismer mellom oljeselskap og leverandør», *SNF Arbeidsnotat 13/98*, Stiftelsen for samfunns- og Næringslivsforskning, Bergen.

Bøhren, Ø. og S. Ekern, 1987, »Usikkerhet i oljeprosjekter. Relevante og irrelevante risikohensyn», *Beta*, 1, 23-30.

Dixit, A.K., og R.S. Pindyck, 1994, *Investment under Uncertainty*, Princeton University Press, New Jersey.

Fudenberg, D., og J. Tirole, 1991, *Game Theory*, MIT-Press, Cambridge, Massachusetts.

Gibbons, R., 1992, *A Primer in Game Theory*, Harvester Wheatsheaf, Hertfordshire.

Grossman, S.J. og O.D. Hart, 1983, «An Analysis of the Principal-Agent Problem», *Econometrica* 51, 7-45.

Hart, O., 1995, *Firms, Contracts, and Financial Structure*, Clarecon Press, Oxford.

Haugland, S.A., 1996, *Samarbeid, allianser og nettverk*, Tano-Aschehoug.

Hetland, P.W. og H.J. Fevang (1997), »Exploring the Value of Project Complexity - Beyond Lump Sum Contracting», i *Managing Risks in Projects*, Kahkonen, K. og K.A. Artto (red.), E&FN spon.

Hillier, B., 1997, *The Economics of Asymmetric Information*, MacMillan Press Ltd, London.

Holmstrom, B. og P. Milgrom, 1991, «Multi-Task Principal Agent Analyses: Incentive Contracts, Asset Ownership and Job Design», *Journal of Law, Economics & Organization* 7, 26-52.

Huang, C. og R.H Litzenberger, 1988, *Foundations for Financial Economics*, North-Holland, New York.

Integrerte samarbeidsformer og incentiv-kontrakter, 1996, Rapport fra arbeidsgruppe. Tilgjengelig på nettadressen http://www.norsok.olf.no/rapporter.html

Kristiansen, F., 1998, «Lønnsomhetsutvikling i små og mellomstore offshorebedrifter», oppdatert utgave av *SNF-rapport 82/96*.

Krohn-Fagervoll, O., 1998, «Utvikling av leverandørrelasjoner -et uoppdaget forretningspotensiale?», *Beta*, 5, 91-99.

Kydland, F.E. og E.C. Prescott, 1977, «Rules rather than Discretion: the Inconsistency of Optimal Plans», *Journal of Political Economy* 85, 473-491.

Kaasen, K., 1994, *Kommentar til NF 92*, Universitetsforlaget, Oslo.

Laffont, J.-J. og J. Tirole, *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, MIT-Press, Cambridge, Massachusetts.

Lewis, T., og D. Sappington, 1989, »Countervailing Incentives in Agency Problems», *Journal of Economic Theory* 49, 2, 294-313.

McMillan, J., 1992, *Games, Strategies & Managers*, Oxford University Press.

Milgrom, P. og J. Roberts, 1992, *Economics, Organization and Management*, Prentice-Hall, New Jersey.

Nesheim, T., 1998, «Outsourcing og bedriftens effektive grenser», *Praktisk Økonomi og Ledelse*, 1, 77-86.

Nesheim, T., og H. Ness, 1996, »Samarbeidsstrategier for små og mellomstore bedrifter», *SNF-rapport 58/96*, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning, Bergen. norsok 2, 1995, Norsk sokkels konkurranseposisjon, delrapport 2, *Standardisering*, Utbyggings og Driftsforum for Petroleumssektoren. norsok 3, 1995, Norsk sokkels konkurranseposisjon, delrapport 3, *Samarbeid mellom operatør og leverandør*, Utbyggings og Driftsforum for Petroleumssektoren. (Tilgjengelig på nettadressen http://www.norsok.olf.no/rapporter.html)

Osmundsen, P., 1996, «Dynamisk petroleumsbeskatning og bindingsproblemer», *Norsk Økonomisk Tidsskrift* 110, 35-53.

Rognes, J., Lunde, V., og T.Ø. Baardsen, »Leverandørutvikling», *SNF-rapport 30/97*, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning, Bergen.

Stinchcombe, A., 1985, «Contracts as Hierarchical Documents», in *Organization Theory and Project Management*, Stinchcombe (red.), University Press, Bergen.

Vedlegg 5

Bedriftsøkonomiske kostnadsoverskridelser og samfunnsøkonomiske kostnader

professor Arild Hervik, Høgskolen i Molde og professor Kåre Petter Hagen, Norges handelshøgskole

I dette notatet drøftes kostnadsoverskridelser som skyldes endringer i rammebetingelser(som skyldes omstendigheter utenfor beslutningstakers kontroll) og lønnsomhetsmessige forutsetninger som en har mangelfull informasjon om på beslutningstidspunktet. Vi vil i utgangspunktet skille mellom på den ene siden kostnadsøkninger som reduserer den absolutte lønnsomheten av et prosjekt, men som ikke har konsekvenser for optimal prosjektutforming og prosjektets lønnsomhet relativt til ressursenes alternativavkastning, og på den andre siden kostnadsøkninger som fører til feil ressursbruk vurdert til de faktiske ressurskostnader.

Litt omtrentlig kan vi si at den første typen kostnadsøkninger reduserer grunnrenten som genereres gjennom prosjektet og dermed prosjektets bidrag til den samfunnsøkonomiske verdiskapingen, men har ingen betydning for optimal ressursbruk vurdert etter den oppdaterte kostnadsinformasjonen ex post (sett i ettertid). Den andre typen kostnader består i at mangelfull kostnadsinformasjon ex ante (sett i forkant) fører til feil ressursbruk ex post.

Generelt vil vi peke på at kostnadsanslag vil måtte være basert på det informasjons-grunnlag som foreligger når en beslutning skal fattes. Perfekt informasjon om usikre fremtidige forhold er urealistisk, og vil under enhver omstendighet i de fleste tilfelle være alt for ressurskrevende å skaffe seg. En ex post tapsbringende beslutning kan være optimal i forhold til det informasjonsgrunnlaget som er tilgjengelig ex ante. Derfor vil lønnsomhetsvurdering basert på ex post etterpåklokskap ikke være så interessant når kostnadsøkningene er drevet av omstendigheter utenfor beslutningstakers kontroll. Et mer konstruktivt utgangspunkt vil være å stille spørsmål om det er blitt gjort nok for å innhente beslutningsrelevant informasjon før en beslutning treffes. Det vil i prinsippet måtte avgjøres ut fra en vurdering av hva ytterligere informasjonsinnhenting koster opp mot den forventede verdi av ytterligere informasjon.

Videre vil vi peke på at en økning i utbetalinger til innenlandske faktorleverandører er ingen samfunnsøkonomisk kostnad i og for seg, men en inntektsomfordeling fra eierne av det angjeldende prosjekt til dem som har stilt ressurser til rådighet for prosjektet. Disse pengestrømmene nettes dermed ut i det konsoliderte samfunnsøkonomiske regnskapet. De egentlige samfunnsøkonomiske kostnadene består i et økt behov for knappe ressurser som har alternative anvendelser i økonomien eller at alternativverdien av ressursene er høyere enn antatt på beslutningstidspunktet. Når det derimot gjelder utgiftsøkninger for faktorimport, er dette en kostnad for landet, siden dette er en overføring til aktører som ikke teller med i den norske nasjonalinntekten. F.eks vil den ekstra kostnaden som oppstår ved at Balder bygges om på nytt i utlandet være en samfunnsøkonomisk kostnad, og også ekstrautbetalinger som oppstår ved at man må leie inn utenlandsk arbeidskraft for å løse kortsiktige kapasitetsproblem.

Selv om beslutningen som sådan er den optimale i forhold til de faktiske samfunnsøkonomiske kostnadene ex post, vil for lave ex ante anslag på faktorbruk eller på innsatsfaktorenes alternativkostnad innebære en undervurdering av prosjektets samfunnsøkonomiske kostnader og dermed til en lavere samfunnsøkonomisk lønnsomhet enn forutsatt. Når slike kostnadsoverskridelser er drevet av omkringliggende forhold (rammebetingelser) som beslutningstaker ikke har innflytelse over og heller ikke har betydning for optimal ressursbruk, er det ikke så mye mer å si om dette utover det at en har overvurdert lønnsomheten i prosjektet. Vi vil derfor konsentrere den prinsipielle diskusjonen om de tilfelle der kostnadsoverskridelser fører til feilaktig samfunnsøkonomisk ressursbruk. Dette betyr at kostnadene blir høyere enn hva de burde ha vært gitt den informasjonen som er tilgjengelig ex post. Etter vår oppfatning er dette den mest interessante formen for kostnadsoverskridelse i samfunnsøkonomisk forstand.

Kostnaden består her i at en ut fra det informasjonsgrunnlaget som foreligger ex post, dvs når usikkerheten er blitt oppløst, har valgt feilaktige løsninger med hensyn til faktorinnsats, prosjektdesign og prosjektdimensjonering, eller en feilaktig lønnsomhetsrangering av konkurrerende prosjekter. Dette er kostnader som oppstår ved at i forhold til de faktiske forhold, blir det enkelte prosjekt gjennomført på en kostnadsineffektiv måte, i en ulønnsom skala, eller ved at det i etterhånd kan vise seg at en ikke har satset på det mest lønnsomme prosjektet, eller på et direkte ulønnsomt prosjekt. Dette er et beslutningsorientert kostnadsbegrep. Dersom endrede lønnsomhetsforutsetninger ikke fører til endret beslutning, fører det heller ikke til kostnader knyttet til feil ressursbruk.

For å understreke dette poenget kan vi tenke oss følgende hypotetiske situasjon. Anta at lønnsomheten til et prosjekt avhenger av forhold som det på beslutningstidspunktet hersker genuin usikkerhet om. Anta at en før prosjektet blir designet og gjennomført basert på de opplysninger og anslag som initialt er tilgjengelig, kunne kjøpe seg perfekt informasjon om alle de faktorer som har betydning for prosjektets lønnsomhet ex post. Denne informasjonen ville bare ha verdi ex post i de tilfelle den førte til endret beslutning. Verdien av denne informasjonen ex ante vil være sannsynligheten for at informasjonen fører til endret beslutning multiplisert med gevinsten ex post ved endret beslutning.

Kostnadsoverskridelsene kan enten skyldes økning i faktorpriser og inputkostnader for den faktorinnsats og det teknologivalg som lå til grunn for ex ante budsjettet, eller at relative faktorpriser er uendret, men at en i etterhånd har funnet det hensiktsmessig å endre på det opprinnelige prosjektet både med hensyn til faktorinnsats og prosjektdesign. Det kan også skyldes at man har undervurdert faktorinnsatsen ex ante eller at man har priset risikoen for innføring av ny teknologi samt komplekse feltstrukturer altfor lavt. Dersom det opprinnelige prosjektet fortsatt er teknologisk mulig, er dette likevel ikke noe kostnadsoverskridelsesproblem, da det impliserer at det opprinnelige prosjekt ikke var optimalisert i forhold til ny informasjon om teknologiske muligheter, som for eksempel mulighetene for å utvinne mer olje eller gass ved økt ressursinnsats Det betyr egentlig at det første prosjektkonseptet er lønnsomhetsmessig dominert av et annet og mer kostbart prosjekt siden det opprinnelige prosjektet fortsatt er mulig, men blir ikke valgt .

Dersom kostnadsøkninger ikke fører til at en i etterpåklokskapens lys burde foretatt andre økonomiske beslutninger, foreligger det etter dette resonnementet

ingen samfunnsøkonomisk kostnad på grunn av feil ressursbruk, men kun en ex ante overvurdering av prosjektenes lønnsomhet.

For å ha en oppfatning om de bedriftsøkonomiske kostnadsoverskridelser innebærer at de samfunnsøkonomiske kostnader blir høyere enn det de burde ha vært, kan det derfor være viktig å få frem årsaker til kostnadsoverskridelser. Årsakene til kostnadsoverskridelsene kan grupperes i:

1. Budsjettforutsetningene som har ligget til grunn for PUD budsjettet kan ha gitt undervurderinger eller mangelfull/ufullstendig planlegging.
2. Nye teknologiske løsninger med flytende produksjonsinnretninger (f.eks skip) samt nye leverandører kan ha medført for lav prising av risiko og påfølgende kostnadsoverskridelser, men kan også ha gitt samfunnsøkonomisk gale beslutninger.
3. Organiseringen av prosjektene og samarbeidet etter norsok modellen har gitt nye og ukjente kontrakts- og samarbeidsmodeller som kan ha gitt kostnadsoverskridelser som delvis er samfunnsøkonomiske kostnader og delvis ikke er det.
4. Prosjektgjennomføringen med krav til kort gjennomføringstid, mange endringer underveis, forskyvning av mer ansvar på totalkontraktør samt høyt aktivitetsnivå kan ha gitt kostnadsoverskridelser som delvis er samfunnsøkonomiske kostnader og delvis ikke.

Dersom ny informasjon fører til at kostnadene går opp som følge av disse fire årsaker, men at det fortsatt er et lønnsomt prosjekt som man ex post ville gjennomført på samme måten, så er ikke denne kostnadsoverskridelsen et samfunnsøkonomisk tap i forhold de oppdaterte kostnader.

Det samfunnsøkonomiske tapet knytter seg til at økte faktorkostnader leder til feiltilpasninger og feil ressurbruk på faktorsiden og beslutningsfeil ved valg av prosjekt, eller ved rangering av lønnsomme prosjekter. Kostnadsoverskridelsene skyldes enten at en har basert prosjektet på feilaktige antagelser om fremtidige (eksogene) faktorpriser, eller at det faktorbehov som lå til grunn for de opprinnelige kalkyler er undervurdert eller at de teknologiske løsninger viser seg ikke å være realiserbare, eventuelt en kombinasjon av disse forholdene.

Ofte skyldes kostnadsøkninger at der oppstår forsinkelser og andre uregelmessigheter på prosjekter som er underlagt tidsfrister med hensyn til ferdigstillelse. For å overholde tidsfrister må en da ty til nødløsninger eller forsering av arbeid og annen faktorinnsats som fordyrer prosjektet i forhold til den opprinnelige plan. Dersom dette f.eks. består i at en må øse på med mer arbeid, vil økningen i arbeidskostnadene være en samfunnsøkonomisk kostnad når vi tenker oss at dette fortrenger alternativ sysselsetting i privat sektor og lønna reflekterer arbeidskraftens alternative verdiskaping. Det samme gjelder om økningen i arbeidskostnadene skyldes bruk av mer overtid og overtidsbetalingen anses som en kompensasjon for nyttetap knyttet til ukurrant arbeidstid eller ekstraordinær innsats. I slike tilfelle vil de samfunnsøkonomiske kostnadene manifestere som tap på grunn av at det i etterhånd viser seg at en har satset på et direkte ulønnsomt eller feil prosjekt. Om uregelmessighetene skyldes manglende eller ufullstendig planlegging, blir hele kostnadsøkningen å regne som en samfunnsøkonomisk kostnad da den kunne vært unngått.

De samfunnsøkonomiske kostnader knyttet til undervurdering av faktorpriser er dels at den faktorinnsats som var kostnadseffektiv i forhold til de opprinnelige prisanslag, ikke er det i forhold til ex post prisene. Vurdert i for-

hold til de faktiske prisene (ex post) er da faktorinnsatsen ikke optimal, og kostnadsdifferansen må da være å oppfatte som de reelle samfunnsøkonomiske kostnadene som følge av gale prisanslag . Vi forutsetter at faktorprisene i markedet reflekterer korrekte samfunnsøkonomiske knapphetsverdier både ex ante og ex post. Dette er kostnader som følge av feil faktortilpasning.

I tillegg oppstår det kostnader pga samfunnsøkonomiske feilaktige tilpasninger ved at prosjektet kan vise seg å være ex post ulønnsomt. Det betyr at med de nye faktorprisene som anslag for faktorenes alternativkostnad, er realavkastningen ved å investere i prosjektet lavere enn alternativavkastningen. Den samlede kostnaden ved undervurdering av faktorkostnadene er da dels merkostnaden ved at en til de faktiske faktorprisene har valgt en kostnadsineffektiv faktorinnsats og prosjektteknologi, og dels i at vurdert til de faktiske kostnadene gir prosjektet et samfunnsøkonomisk tap absolutt sett, eller relativt sett i forhold til andre mulige prosjekter. Dersom det ikke foreligger substitusjonsmuligheter verken på faktorsiden eller i valg av teknologi, vil der ikke være noe samfunnsøkonomisk tap knyttet til feiltilpasninger på faktorsiden eller i teknologivalg. Tapet innskrenker seg da til at prosjektet kan ex post vise seg å være ulønnsomt. Om det fortsatt skulle være det mest lønnsomme prosjektet, faller denne kostnadsøkningen i førstnevnte kategori, nemlig som en ex ante undervurdering av kostnadene av et ex post optimalt prosjekt.

Dersom kostnadsoverskridelsene skyldes at kostnadsanslagene er basert på teknologiløsninger som viser seg ikke realiserbare, har en egentlig basert lønnsomhetsvurderingen på gale teknologiske premisser. Dersom investeringene er irreversible etter hvert som prosjektet realiseres, vil de være »sunk», så det kan like fullt være lønnsomt å fullføre et prosjekt som med de nye opplysningene ikke ville være det mest lønnsomme, eller direkte ulønnsomt som totalprosjekt betraktet. Her vil prosjektet kunne være lønnsomt ex post gitt at det er igangsatt, mens kostnadsoverskridelsen kan innebære en samfunnsøkonomisk kostnad ved at det ex ante satses på et ulønnsomt prosjekt.

Om uregelmessigheter i utbyggingsperioden kun fører til forsinkelse mht ferdigstillelse, vil de samfunnsøkonomiske kostnadene ved dette bestå i at en får en forsinkelse med å høste den grunnrenten som kan knyttes til prosjektet. Det er da kun en rentekostnad knyttet til tidsforskyvningen av tidsrekken av prosjektoverskudd. Eventuelle dagbøter og desslike, vil ikke telle med i de samfunnsmessige kostnadene sålenge dette er betalingsstrømmer mellom innenlandske aktører.

Når forsinkelser skyldes mangelfull planlegging, kan det ses på som et spesialtilfelle av den mer generelle problemstilling at prosjektledelsen ikke legger optimal innsats ned i kostnadsoptimalisering og å holde kostnadene under kontroll. Dette må i så fall skyldes insentivsystemene, som er spesielt drøftet i vedlegg 4 .

I en bedriftsøkonomisk kalkyle bruker vi markedspriser for å vurdere lønnsomheten av et tiltak eller kostnadsoverskridelsene i et prosjekt. I en samfunnsøkonomisk kalkyle av et tiltak eller kostnadsoverskridelser benytter vi kalkulasjonspriser som skal reflektere alternativverdien av de ressursene som inngår i tiltaket eller kostnadsoverskridelsene. Dersom vi har perfekt fungerende markeder, er disse kalkulasjonsprisene lik markedsprisene. Ulike former for markedssvikt som f.eks vridende skatter som gir insentiver til skattemessige tilpassinger samt tendenser til monopolprising kan gi grunnlag for å bruke andre priser enn markedsprisene i den samfunnsøkonomiske analysen. Vi antar her at konkurransen driver frem markedsløsningen som er nær

opp til perfekt fungerende markeder og at vi har tilnærmet grunnrentebeskatning slik at vi ikke har store vridninger som følge av skatt og at vi derved får sammenfall mellom bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske kalkylepriser.

En samfunnsøkonomisk analyse skal beskrive virkningene for alle grupper eller aktører som er berørt av det aktuelle tiltaket eller kostnadsoverskridelsen. I tabell 1 har vi beskrevet alle de viktigste aktørene som det er nødvendig å trekke med i en samfunnsøkonomisk analyse. I tillegg har vi trukket med alle relevante virkninger for disse ulike aktørene som kan knyttes opp til kostnadsoverskridelsene.

I tabell 1 har vi vist en oversikt over de ulike hovedaktørene som deltar i oljesektoren med en beskrivelse av deres ulike inntekter og kostnader/ utgifter i et kontosystem. I denne tabellen viser vi også hvilke ulike økonomiske transaksjoner som finner sted mellom aktørene. Oljeselskapene, slik de her er beskrevet (inklusive Statoil og SDØ), har sine merutgifter fra kostnadsoverskridelser knyttet til følgende hovedposter:

- Kostnadoverskridelser plattformbygging
- Kostnadsoverskridelser knyttet til undervannsinstallasjoner
- Merutgifter driftskostnader
- Merutgifter boring knyttet til prosjektgjennomføring
- Merutgifter ledelse og prosjektering knyttet til prosjektgjennomføring

Noen av disse utgiftene impliserer at vi får økt utvinning og at det er vurdert som lønnsomme ekstrakostnader, og vi må derfor på inntektssiden også ha med inntektene fra dette økte salget av olje og gass. Endel av kostnadsøkningen vil ikke bli belastet oljeselskapene, men blir overført til staten via lavere petroleumsskatter og dette blir en inntektsside for oljeselskapene. En inntekstpost kan også skyldes dagbøtert og ikke utbetalte bonuser og motposten til denne på utgiftssiden er rentekostnaden knyttet til forsinkelsen av inntekststrømmen.

I en ren bedriftsøkonomisk analyse av kostnadsoverskridelsene sett fra oljeselskapene som aktør, er det differansen mellom postene under inntekter og kostnader i tabellen som blir kostnadsoverskidelser. Den måten vi her skal velge å definere kostnadsoverskridelsene på ligger nær opp til denne rent bedriftsøkonomiske tilnærming. I vår definisjon av kostnadsoverskridelser skal vi velge å trekke med alle de ekstrakostnader som oppstår ved plattformbygging, boring, undervannsinstallasjoner og ledelse/prosjektering (knyttet til utbygging). De kostnader som direkte kan knyttes til inntektservervelse og som er tatt som merkostnad fordi det er vurdert som lønnsomt ut fra økt olje- og gassalg skal ikke betegnes som kostnadoverskridelser. Vi velger også å holde utenom den delen av kostnadsoverskridelsen som kan overføres til staten via lavere petroleumsskatter. Dette finner vi som en motpost til Staten som aktør (pkt 6 i tabell 1) som vil ha denne reduksjonen i petroleumsskatter som en kostnad i form av tapte skatteinntekter. Når disse postene faller mot hverandre, betyr det at vi i en samfunnsøkonomisk sammenheng heller ikke skal ha dette med som en samfunnsøkonomisk kostnad fordi det blir en ren overføring av inntekter mellom de to aktører. Valget av kostnadsoverskridelser slik vi her velger å definere dette, skal heller ikke ta med de endringer på driftssiden som oppstår som følge av endringer i prosjektet. Det kan derfor godt tenkes at noe av kostnadsoverskridelsene på investeringssiden er lønnsomme investeringer som er «tatt idag for å spare driftskostnader i morgen». Vi skulle i den bedriftsøkonomiske analysen lagt en lisvløps-

kostnad til grunn for kostnadsanalysen. De relevante kostnadene (og inntektene) vi her har lagt til grunn er i tabell 1 med uthevet skrift.

Vi har valgt å se bort fra samspillet mellom investeringer i plattform og drift og et mer presist begrep av kostnadsoverskridelsene hadde hatt et livsløpsperspektiv på kostnadsanalysen hvor også driftskostnadene var med. Den avgrensningen vi her har valgt er neppe helt tilfredsstillende hverken i et rent bedriftsøkonomisk perspektiv eller i et samfunnsøkonomisk perspektiv. Vi har altså valgt å begrense analysen til kostnadsoverskridelsene som finner sted i investeringsfasen. Vår definisjon er derved en avgrenset bedriftsøkonomisk kostnadsanalyse som har med noen elementer fra et samfunnsøkonomisk perspektiv hvor vi velger å holde petroleumsskatter utenom. Det er derved heller ikke en ren bedriftsøkonomisk analyse sett fra oljeselskapene som aktør . Vi se litt nærmere på hvilke kostnader vi skulle hatt med om vi la samfunnsøkonomiske kostnader til grunn for kostnadsoverskridelsesanalysen

Tabell 5.1: - Samfunnsregnskap og bedriftsøkonomisk merkostnad for aktører i oljesektoren

	Aktører	Inntekter	Kostnader/utgifter
1	Oljeselskap (inkl. Statoil og SDØ)	Ekstra salg olje og gass Dagbøter/inndragning bonuser Reduserte oljeskatter	Kostnadoverskidelser plattformbygging Rentekostnad ved forsinkelse Merutgift drift Merutgift ledelse/ prosjektering Merutgift boring Merutgifter undervannsinstallasjoner
2	Totalkontraktør (plattformbygger)	Inntektsøkning plattform Ekstra verftssubsidier	Dagbøter/inndragning bonuser Ekstra lønnskostnader plattformbygging Ekstra utgift annet vareinnkjøp Annen ekstra ressursinnsats (totalkontrakt)
3	Underleverandører	Merinntekter undervannsinstallasjoner Ekstra inntekt andre varer	Ekstra ressursinnsats underleverandører
4	Boreselskap	Merinntekt boring	Ekstra ressursinnsats boring
5	Arbeidstakerne (plattformbyggere)	Ekstra lønnsinntekt platt- Formbygging	Ekstra ressursinnsats arbeid (oppoffrelsen) Ekstra helsebelastning
6	Stat		Reduserte oljeskatter kostnadsoverskrid. Ekstra verftssubsidier
7	Lokalsamfunn rundt Plattformbyggeren.		Lokale miljøulemper fra ekstrabelastning

De bedriftsøkonomiske kostnadsoverskridelser som vi her definerer som samfunnsøkonomiske kostnader, er de kostnadsoverskridelser som fører til feil innenlands ressursbruk eller til økte forpliktelser i forhold til utlandet. Det betyr at vi ikke regner med de ekstrakostnader som skyldes undervurdert ressursbruk ex ante eller for lav prising av risiko når det er grunn til å vente at ny informasjon ikke har medført at man ex post ville endret prosjektet som fortsatt er lønnsomt, eller valgt et annet prosjekt. Slike kostnadsoverskridelser fører til lavere lønnsomhet både bedrifts- og samfunnsøkonomisk, men det skyldes at lønnsomheten i utgangspunktet er overvurdert og ikke at den er lavere enn den burde ha vært gitt kostnadseffektiv tilpasning i forhold til de faktiske kostnader. Mangelfull eller ufullstendig planlegging som f.eks fører til at man velger underleverandører som ikke er kvalifisert til jobben, eller løsninger som ikke er teknologisk de beste ex post, eller mange og fordyrende endringer (som god planlegging hadde unngått) eller nye kontraktsformer

som har gitt merkostnader som man ellers ikke ville fått, skal være med som samfunnsøkonomiske kostnader.

Dersom vi nå i tabellen trekker med alle de andre 6 aktørene knyttet opp til oljesektoren, vil vi få frem et samlet samfunnsøkonomisk regnskap på kostnadsoverskridelsene. Totalkontraktøren har sin inntekt fra det som betales ut fra oljeselskapene som ekstra inntekt fra plattformbyggingen. Denne ekstrainntekten har for totalkontraktøren sin kostnads/utgiftsside som ekstra lønnskostnader som er utbetalt for de ekstra timene som er lagt ned i prosjektet. Også ekstra utgifter fra underleverandører som følge av kostnadsoverskridelser for vareinnkjøp belastes totalkontraktøren, på samme måten som annen ekstra ressursinnsats som totalkontraktøren påtar seg for å fullføre prosjektet. Også dagbøter og manglende utbetaling av bonuser belastes ham. Bedriftsøkonomisk er dette samlede merkostnader som kan identifiseres hos totalkontraktøren, plattformbyggeren. I et samfunnsøkonomisk perspektiv er nå disse merkostnadene målt ute hos totalkontraktøren kostnadsoverskridelser. I det samfunnsøkonomiske kostnadsbegrepet skulle vi også hatt med den avkastning som med rimelighet kan legges til grunn i denne sektoren og ikke bare utgiftsførte merkostnader. Når vi trekker med totalkontraktøren eller plattformbyggeren ved siden av oljeselskapene , faller ekstra inntekter fra plattformbygging mot ekstrautgifter fra plattformbygging i oljesektoren og de tre kostnads/utgiftspostene hos totalkontraktøren utenom utgifter til dagbøter/manglende bonusbetaling blir samfunnsøkonomiske kostnader. Det betyr at i et samfunnsøkonomisk perspektiv så skal vi også ha med den ressursinnsatsen som har gått med ute hos totalkontraktøren som her må dekkes over egenkapitalen som samfunnsøkonomisk kostnad. For samfunnet har også denne ekstra ressursinnsatsen ute hos totalkontraktøren, som ikke blir dekket opp av oljeselskapene, en alternativ ressursanvendelse. I et samfunnsøkonomisk perspektiv er det verdien på ressursene i beste alternative anvendelse som er det relevante kostnadsbegrepet. Det betyr også at alle kostnader målt i markedsverdi eller produsentpriser skal være med som samfunnsøkonomisk kostnadsoverskridelser enten disse dekkes opp av oljeselskapene eller ei. Dersom nå totalkontraktøren fikk dekket opp noe av sine kostnader som ekstra subsidier som staten yter dersom man bygger flytende konstruksjoner (bare skipsbygging mottar subsidier), så ville dette komme inn som en relevant inntekt i den bedriftsøkonomiske analysen for totalkontraktøren. I et samfunnsøkonomisk perspektiv vil imidlertid denne inntektsposten ha sin motpost for aktør 6, staten, som vil ha dette som en utgift, og dette blir da en ren inntektsoverføring mellom aktører og skal ikke med som samfunnsøkonomisk kostnad. Det er de ekstra ressursene som går med for å produsere konseptet som blir de samfunnsøkonomiske kostnader og ikke måten man velger å dekke opp denne kostnadsoverskridelsene på, via statlige tilskudd, egenkapital eller merutgifter for Oljeselskapene.

Som aktør nummer 3 har vi underleverandører til totalkontraktørene. Det som er ekstra utgift for totalleverandøren for innkjøpte varer blir til en ekstra inntekt for underleverandøren. Nå vil også denne posten falle ut hvis vi velger en samfunnsøkonomisk tilnærming og erstattes med kostnadssiden hos underleverandøren, ekstra ressursinnsats hos underleverandører. Det betyr at også eventuelle kostnadsoverskridelser som oppstår hos underleverandørene og som ikke blir dekket opp som utgifter for totalkontraktørene skal være med som samfunnsøkonomiske kostnader.

Dersom vi nå også trekker inn aktør 4 som er boreselskaper som oljeselskapet leier tjenester fra i tilknytning til feltutbyggingen, så faller merutgift bor-

ing hos oljeselskap mot merinntekt boring hos boreselskap, og samfunnsøkonomiske kostnader blir ekstra ressursinnsats boring slik dette måles som en utgift hos boreselskapene.

Hvis vi også nå trekker med arbeidstakerne som arbeider med plattformbygging, så vil vi i vårt kontosystem få at ekstra lønnsinntekter faller mot ekstra lønnskostnader hos totalkontraktøren ,og den ekstra ressursinnsatsen eller oppofrelsen som arbeidsstokken har blir nå samfunnsøkonomiske kostnader. I et effektivt fungerende arbeidsmarked hvor arbeidsinnsatsen marginalt belønnes etter marginal produktivitet så vil dette sammenfalle med markedets lønnskostnader. Også utbetaling for overtid vil her inngå som en samfunnsøkonomisk kostnad som kompensasjon for den merbelastning dette er. Dersom vi nå har noen eksterne virkninger eller markedsimperfeksjoner som kan oppstå som følge av at man «tvinges» til å arbeide mer enn man egentlig ønsker, og at dette skaper helsemessige effekter som går utover arbeidslysten og viljen på lang sikt (eller arbeidsuførhet/økt fravær), så skal også dette være en samfunnsøkonomisk kostnad på lik linje med de andre kostnadsoverskridelser. Denne posten er også tatt med i tabellen.

Aktør nummer 6 er her staten og vi har trukket med staten her som den aktøren som «nuller ut» reduserte oljeskatter samt subsidier som bare blir overføringer mellom ulike aktører og ikke skal være med som en realressurs som har alternativ anvendelse. Om vi antar at offentlige kroner har en knapphetsverdi større enn én (skattekostnad), må vi kostnadsberegne feilanslagenes nettovirkninger for offentlige budsjetter. I henhold til NOU 1998:16 Nyttekostnadsanalyser skal tapte offentlige inntekter ha med det ressurstap som det blir å erstatte slike tapte offentlige skatteinntekter. Dette blir da 20% påslag på tapte netto offentlige skatteinntekter som også skulle vært med i en mer fullstendig samfunnsøkonomisk analyse.

Den siste aktøren vi har valgt å ta med i tabell 1 er den vi har kalt for lokalsamfunn. Ved kostnadsoverskridelser kan det oppstå belastninger først og fremst gjennom arbeidsstokkens overtidsarbeid som belaster hele lokalsamfunnet. Også slike merkostnader skal være med som samfunnsøkonomiske kostnader. Dette kan det selvfølgelig være vanskelig å kvantifisere, men vi skal bare ha med merkostnader som ikke allerede er fanget opp under kontoen for arbeidstakerne.

Samlet vil vi nå fra tabell 1 se at alle de kostnadene som blir samfunnsøkonomiske kostnader er dem som vi har merket med kursiv (inklusive de som både har kursiv og er uthevet). Forskjellen til den bedriftsøkonomiske analysen er at vi nå vil få med kostnadsoverskridelsene både hos totalkontraktøren, underleverandørene og boreselskapene. I tillegg skal vi også trekke med ekstra helsebelastning samt lokale miljøulemper fra Lokalsamfunn.

En viktig del av en samfunnsøkonomisk analyse er å beskrive alle relevante alternativ. Et prosjekt eller en kostnadsoverskridelse kan beskrives i forhold til det basisalternativet som vi kan lese ut av den nåværende situasjon. Det kan allikevel tenkes at det finnes andre alternativ som er mer lønnsomme enn basisalternativet, og at kostnadsoverskridelsene i forhold til dette blir enda høyere. Det som kan gi en antydning om dette perspektivet, er at vi kan ha gjort relativt dårlige eller for optimistiske foranalyser som har gitt f.eks flytere og ny teknologi som valg og at mer etablert kjent teknologi ville vært valgt dersom vi hadde visst på forhånd hvor store kostnadsoverskridelsen med flytere ville vært. Dersom kostnadsoverskridelsene har vært så store at man med bedre foranalyser og riktigere prising av risiko med ny teknologi ville valgt et annet konsept, så er det dette andre konseptet som skulle vært lagt til grunn

for den samfunnsøkonomiske lønnsomhetsanalysen slik at en del av kostnadoverskridelsen skyldes valg av feil konsept. Valg av riktig konsept ville trolig gi et noe høyere kostnadsestimat enn det som ligger til grunn for dagens sammenligningsgrunnlag (basisalternativet blir hentet fra PUD), og dette ville ført til en økning i kostnadene for basisalternativet som også ville gitt et lavere estimat på det vi kan omtale som kostnadsoverskridelsen. I det perspektivet vi har valgt å legget til grunn, er dette ikke samfunnsøkonomiske kostnader når det bare skyldes optimistisk budsjettering eller mangel på prising av risiko, dersom prosjektet ville blitt gjennomført på nøyaktig samme måten og med nøyaktig den samme kostnadsrammen om forarbeidet hadde vært mer realistisk. Dette betinger da at man har hatt insentiver for kostnadseffektiv prosjektgjennomføring noe det er grunn til å tro at vi har hatt med utvikling av insentivkontrakter og såvidt stramme budsjettrammer som har presset plattformbyggeren til det ytterste. Hvis vi ville valgt samme konsept som er faktisk valgt, og fått samme kostnader sett i ettertid, så er det ikke noen grunn til å omtale dette som samfunsøkonomiske kostnadsoverskridelser. Samfunnsøkonomiske kostnader ville blitt dem som faktisk er realisert, men disse skulle også vært synliggjort i forkant. Dersom dette har medført valg av feil konsept eller at prosjektet ikke ville vært realisert fordi det ikke ville vært lønnsomt , så vil registrerte kostnadoverskridelser være samfunnsøkonomiske kostnader. I en kostnadsanalyse som dette vil det derfor være relevant å tenke igjennom spesifisering av basisalternativ og om det finnes alternativer som det hadde vært mer lønnsomt å realisere eller om det er faglige grunner for å si at «vi angrer ingenting». Det er derfor også viktig for forklaring av kostnadsøkninger å finne frem til kostnader som sett nå i ettertid skyldes underbudsjettering eller at vi har priset risiko for lavt. Ny informasjon om slike forhold som gir kostnadsoverskridelser er under vår definisjon ikke samfunnsøkonomiske kostnader. Kostnadsøkninger som skyldes at vi har fått kapasitetsknapphet og derved prisøkninger som vi ville unngått dersom vi hadde visst hvor mye dyrere prosjektene ble, er selvfølgelig å regne som samfunnsøkonomiske kostnader. I en fullstendig samfunnsøkonomisk analyse skulle vi ha regnet oss frem til en optimal utbyggingsløsning og «ekte» samfunnsøkonomiske merkostnader ville nå være avvik fra denne optimale utbyggingsbanen.