

Olje- og energidepartementet

Norsk verdiskaping i utbygging av petroleumfelt

Analyse av sju utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel



Tegning av Edvard Grieg plattformen

RAPPORT 10. april 2015

Oppdragsgiver:	Olje- og energidepartementet
Rapport nr.:	8587
Rapportens tittel:	Norsk verdiskaping i utbygging av petroleumsfelt
Ansvarlig konsulent:	Erik Holmelin
Kvalitetssikret av:	Kaare Granheim
Dato:	10. april 2015

Innhold

SAMMENDRAG	7
1 PROBLEMSTILLINGER OG METODIKK	11
1.1 HENSikten MED STUDIEN	11
1.2 VikTIGE PROBLEMSTILLINGER SOM ØNSKES BELYST	11
1.3 METODE FOR ANALYSE AV PETROLEUMSUTBYGGINGER	12
1.3.1 Hva omfatter et utbyggingsprosjekt	12
1.3.2 Hva menes med norsk verdiskaping?	12
1.3.3 Metode for beregning av norsk verdiskaping	13
1.4 VALG AV UTBYGGINGSPROSJEKTER	13
1.5 TIDLIGERE ANALYSER PÅ FELTET	14
2 KUNNSKAP PÅ TVERS AV PROSJEKTER. NORSK VERDISKAPING I UTVALGTE DELER AV EN PETROLEUMSUTBYGGING	15
2.1 NOEN OMRÅDER BEHANDLES BEST SAMLET	15
2.2 NORSKE UTSTYRSLEVERANSER OG BULKLEVERANSER TIL PLATTFORMDEKK	15
2.2.1 Datagrunnlag	15
2.2.2 Leverandørutvelgelse for utstyr- og bulkleveranser	15
2.2.3 Mulighetene for en generisk vurdering av utstyr og bulkleveranser	17
2.2.4 Struktur og innhold i leveransepakker fra norske bedrifter, og norsk verdiskaping i disse	17
2.2.5 Samlet norsk verdiskaping i utstyr- og bulkleveranser til bygging av plattformdekk.	18
2.2.6 Er det noen forskjell mellom utbygging i Norge og i Korea?	21
2.2.7 Har det skjedd noen endring over tid?	22
2.2.8 Norsk internasjonal konkurransekraft på utstyrspakker og bulkleveranser framover	23
2.2.9 Hvor sikre er resultatene ovenfor?	24
2.3 NORSK VERDISKAPING I UNDERVANNSUTBYGGINGER	24
2.3.1 Datagrunnlag	24
2.3.2 Et internasjonalt marked med sterke norske tradisjoner	24
2.3.3 Norsk andel av verdiskapingen i ulike markedssegmenter	25
2.3.4 Forventede endringer i undervannsmarkedet over tid	28
2.4 NORSK VERDISKAPING I BOREVIRKSOMHET	28
2.4.1 Et norsk marked med internasjonale aktører	28
2.4.2 Norsk andel av verdiskapingen ved boreoperasjoner	29
2.4.3 Norsk andel av verdiskapingen ved brønnserviceoperasjoner	31
2.4.4 Samlet norsk verdiskaping ved boreoperasjoner.	32
2.4.5 Hva skjer med norsk verdiskaping om dagratene for borerigger går ned?	33
3 NORSK VERDISKAPING I SJU UTBYGGINGSPROSJEKTER PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL	34
3.1 DATAGRUNNLAG OG DETALJERINGSNIVÅ I ANALYSEN	34
3.2 ANALYSE AV NORSK VERDISKAPING I UTBYGGING AV SKARV	34
3.2.1 Skarvfeltet i Norskehavet	34
3.2.2 Utbyggingsløsning for Skarv	35

3.2.3	Analyse av norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektet	35
3.2.4	Sammenlikning med konsekvensutredningen	38
3.3	ANALYSE AV NORSK VERDISKAPING I UTBYGGING AV GJØA	39
3.3.1	Gjøa-feltet	39
3.3.2	Utbyggingsløsning for Gjøa	39
3.3.3	Analyse av norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektet	40
3.3.4	Sammenlikning med konsekvensutredningen.	43
3.4	ANALYSE AV NORSK VERDISKAPING I UTBYGGING AV GUDRUN	43
3.4.1	Gudrun-feltet	43
3.4.2	Utbyggingsløsning for Gudrun	43
3.4.3	Analyse av norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektet	44
3.4.4	Sammenlikning med konsekvensutredningen	47
3.5	ANALYSE AV NORSK VERDISKAPING I UTBYGGING AV GOLIA	47
3.5.1	Goliat-feltet i Barentshavet	47
3.5.2	Utbyggingsløsning for Goliat	47
3.5.3	Analyse av norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektet	48
3.5.4	Sammenlikning med konsekvensutredningen	51
3.6	ANALYSE AV NORSK VERDISKAPING I UTBYGGING AV VALEMON	51
3.6.1	Valemon-feltet i Nordsjøen	51
3.6.2	Utbyggingsløsning for Valemon	51
3.6.3	Analyse av norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektet	52
3.6.4	Sammenlikning med konsekvensutredningen.	54
3.7	ANALYSE AV NORSK VERDISKAPING I UTBYGGING AV EDVARD GRIEG	55
3.7.1	Edvard Grieg-feltet	55
3.7.2	Utbyggingsløsning for Edvard Grieg	55
3.7.3	Analyse av norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektet	56
3.7.4	Sammenlikning med konsekvensutredningen	58
3.8	ANALYSE AV NORSK VERDISKAPING I UTBYGGING AV AASTA HANSTEEN	58
3.8.1	Aasta Hansteen-feltet i Norskehavet	58
3.8.2	Utbyggingsløsning for Aasta Hansteen	59
3.8.3	Analyse av norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektet	60
3.8.4	Sammenlikning med konsekvensutredningen	62
3.9	USIKKERHETEN I BEREGNINGENE.	62
4	ANALYSER AV BEREGNINGRESULTATENE	63
4.1	HOVEDRESULTATER FRA TIDLIGERE STUDIER	63
4.1.1	Etterspørselsimpulser for norsk næringsliv av petroleumsaktiviteten på norsk kontinentalsokkel	63
4.1.2	Regional konsekvensutredning Nordsjøen: Etterprøving av fire utbyggingsprosjekter	63
4.1.3	Et tidsbilde for utbyggingsprosjekter 8–10 år tilbake i tid.	64
4.2	VARIASJONER I NORSK VERDISKAPING MELLOM DE SJU UTBYGGINGSPROSJEKTENE	66
4.2.1	Variasjon mellom ulike prosjekter etter byggested	66
4.2.2	Kontraktens betydning for byggestedet	66
4.2.3	Forskjeller i norsk verdiskaping mellom ulike utbyggingskonsepter	67
4.2.4	Forskjeller i norsk verdiskaping over tid i de sju utbyggingsprosjektene	68
4.3	SAMMENLIKNING MED KONSEKVENSANALYSENE	68
4.3.1	Hvordan få et riktig sammenlikningsgrunnlag	68
4.3.2	Forskjeller og likheter med konsekvensutredningene	69

Forord

Agenda Kaupang AS har vært engasjert av Olje- og energidepartementet, i samarbeid med Norsk Industri, Norsk olje og gass og LO, for å gjennomføre en analyse av norsk verdiskaping i sju utvalgte utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel de siste årene. Hensikten med studien er å undersøke i ettertid hvor stor den norske verdiskapingen har vært i disse utbyggingsprosjektene, for å øke forståelsen for hva norsk leverandørindustri leverer av varer og tjenester til offshoreutbygginger og hvordan utbyggingsprosjektene gjennom dette påvirker norsk økonomi.

Analysen er gjennomført som en kvantitativ økonomisk studie, der hvert utbyggingsprosjekt er brutt ned på hovedkomponentnivå og videre ned på underleveranser ved hjelp av prosjektets kontraktsregister. For hver underleveranse beregnes norsk andel av verdiskapingen i leveransen. Beregningen summeres deretter opp på hovedkomponentnivå og totalt for utbyggingsprosjektet. Enkelte særlig interessante deler av utbyggingsprosjektene som boring, undervannsutbygginger og norske utstyrsleveranser til plattformbygging, behandles separat på tvers av prosjektene, og brukes generisk der en ikke har tilgang til detaljerte data for beregningene.

Avslutningsvis sammenliknes og analyseres beregnet norsk andel av verdiskapingen i de sju utbyggingsprosjektene ut fra ulike kriterier, for å undersøke hvordan norsk verdiskaping varierer med type utbyggingsprosjekt, byggested mv. En har også forsøkt å studere utviklingen i viktige leverandørmarkeder over tid.

Agenda Kaupang AS vil takke de deltakende oljeselskapene for velvillig hjelp til datainnsamling og vurderinger av norsk verdiskaping. En takk også til berørte leverandørbedrifter for hjelp til dette.

Agenda Kaupang AS sender med dette ut en sluttrapport fra prosjektet. Rapporten er skrevet av samfunnsøkonom Erik Holmelin, i samarbeid med siviløkonom Finn Arthur Forstrøm. Sivilingeniør Kaare Granheim har vært prosjektrådgiver med ansvar for kvalitetssikringen av vårt arbeid.

Stabekk, 10.4. 2015

Agenda Kaupang AS

Sammendrag

Hensikten med studien

Hensikten med studien er å analysere nyere utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel for å undersøke hva norsk næringslivs andel av verdiskapingen har vært i disse. En ønsker å finne ut hva norsk leverandørindustri leverer av varer og tjenester til slike utbyggingsprosjekter, og hvordan disse utbyggingene gjennom slike leveranser påvirker norsk økonomi. I tillegg vil en slik analyse gi sikrere anslag for framtidige utredninger av samfunnsmessige konsekvenser av nye utbyggingsprosjekter. OED ønsker gjennom denne analysen også å undersøke hvordan internasjonaliseringen påvirker norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektene.

Hva menes med norsk verdiskaping.

Med norsk verdiskaping i en kontrakt mener en for produksjon som foregår i Norge, kontraktsverdien, fratrukket verdien av varer og tjenesteleveranser som importeres til produksjonen fra utlandet. For produksjon som foregår i utlandet, eller med utenlandske skip og borerigger, mener en verdien av norskproduserte varer og tjenester som leveres til denne produksjonen.

Metode for beregning av norsk verdiskaping

Utgangspunktet for analysen var at en ba operatørselskapene for de sju utvalgte petroleumsutbyggingene om å få tilgang til prosjektenes utbyggingsregnskap fordelt på hovedkomponenter. Var ikke prosjektene helt ferdige, ba en om å få oppdaterte budsjettall for resten. En ba videre om å få tilgang til prosjektets kontraktsregister, og om å få koblet prosjektets kontraktsregister mot hovedkomponentoppsplittingen, slik at en fikk oversikt over kontraktør og verdi i de viktigste kontraktene, og kunne gå nærmere inn på disse for å finne norsk verdiskaping.

Beregning av norsk verdiskaping i de ulike hovedkomponentene i utbyggingsprosjektene foregikk ved at en sammen med operatørens prosjektleder, gikk igjennom kontraktene og benytter prosjektlederens detaljkunnskap til å finne fram til norsk verdiskaping i hver kontrakt. Som regel vil prosjektleder kunne gi meget presise anslag på norsk verdiskaping i kontraktene. For store og sammensatte kontrakter med mye underleveranser, eller der en var i tvil, kontaktet en videre kontraktøren for å undersøke hvordan kontrakten er bygget opp og hva de mener er norsk verdiskaping i ulike underleveranser og totalt. Beregnede norske verdiskapingsandeler i ulike kontrakter ble avslutningsmessig summert opp på hovedkomponentnivå og totalt for prosjektet, for nærmere sammenlikninger og analyser.

Valg av utbyggingsprosjekter for analysen

For å sikre et bredt grunnlag for analysen, har Olje- og energidepartementet valgt ut sju felt som enten nylig er kommet i produksjon eller er kommet så langt i utbyggingen at de fleste kontraktene er inngått. De sju feltene er GjØa, Gudrun, Goliat, Skarv, Valemon, Edvard Grieg og Aasta Hansteen. Alle er mellomstore felt. Tre felt er bygget ut med bunnfaste plattformer med stålundestell, to er FPSO løsninger, et produksjonsskip og en SEVAN, og to er flytende løsninger, en SEMI og en SPAR.

Statoil har hatt ansvar for utbygging av fire av feltene, mens BP, ENI og Lundin har bygget ut de tre andre. En nærmere beskrivelse av de sju feltene er gitt i kapittel 3.

Analyse av norsk verdiskaping i sju utbyggingsprosjekter

I analysedelen av rapporten er hvert av de sju utbyggingsprosjektene beskrevet nærmere, og en har ut fra regnskapstall og kontraktsregistre i samarbeid med oljeselskapene og leverandørindustrien, forsøkt å beregne norsk verdiskaping i ulike

deler av prosjektet, og for utbyggingen samlet. For en detaljert gjennomgang vises det til kapittel 3. Siden noen av prosjektene ennå ikke er ferdige, og det ikke foreligger offisielle regnskapstall, har en etter henstilling fra oljeselskapene valgt ikke å vise tallmaterialet i rapporten, men bare de beregnede norske andelene av verdiskapingen.

For de sju utbyggingsprosjektene i analysen, er beregnet norsk andel av verdiskapingen vist i tabell S1. I tabellen er prosjektene sortert etter byggested for plattformer/skip. En ser av tabellen at for plattformer som i hovedsak er bygget i Norge, Gudrun, Edvard Grieg og Gjøa, ligger beregnet norsk andel av verdiskapingen på et nivå på 61 – 63 %. For Valemon som ble bygget i Korea og Nederland, men med betydelige ferdigstillingsarbeider ute på feltet, er beregnet norsk andel av verdiskapingen rundt 48 %, mens norsk andel av verdiskapingen for prosjekter bygget i Korea, Skarv, Goliat og Aasta Hansteen, ser ut til å ligge på 40 – 46 %. Det en ser her er at fabrikkverdien ved bygging av plattformdekk og understell i Norge, øker norsk andel av verdiskapingen med 15 – 20 prosentpoeng.

Tabell S1 Beregnet norsk andel av verdiskapingen i de sju prosjektene

Utbyggingsprosjekt	Utbyggings tidsrom	Norsk verdi skapningsandel	Hovedbyggested plattform	Kommentar
Gudrun	2011-2014	62 %	Norge	Understell Kværner Verdal, Dekk Aibel Haugesund Plattformkompletterte brønner
Edvard Grieg	2013-2015	61 %	Norge	Understell Kværner Verdal, Dekk Kværner Stord Plattformkompletterte brønner
Gjøa	2007-2010	63 %	Korea/Norge	Skrog: Samsung Korea, Dekk: Kværner Stord Havbunnskompletterte brønner
Valemon	2011-2014	48 %	Nederland/Korea	Understell: Heerema Nederland, Dekk Samsung Korea Plattformkompletterte brønner
Skarv	2008-2012	46 %	Korea/(Norge)	Samsung Korea, Ferdigstilling i Norge, Kværner Stord Havbunnskompletterte brønner, Omfattende boreprogram
Goliat	2010-2015	43 %	Korea	Hyundai Korea, Havbunnskompletterte brønner Omfattende boreprogram
Aasta Hansteen	2013-2017	40 %	Korea	Hyundai Korea, Havbunnskompletterte brønner

Beregningen av norsk verdiskaping er gjort på et detaljert nivå med både oljeselskaper og leverandørbedrifter inne i vurderingene. Usikkerhet i beregningene på detaljert nivå vil gjerne utjevne seg, så totalberegningene av norsk verdiskaping er trolig ganske robuste. Samlet regner en med at usikkerheten i anslagene bare har et usikkerhets-spenn på et 2–3 prosentpoeng opp og ned.

Kunnskap på tvers.

I enkelte deler av petroleumsvirksomheten kan det være gunstig å beregne norsk verdiskaping på tvers av prosjekter, slik at resultater fra prosjekter der en har gode data kan sammenliknes og deretter også brukes generisk på prosjekter der slike data mangler. En har i denne analysen valgt en slik tilnærming for utstys- og bulk-leveranser til plattformdekk, undervannsutbygginger og borevirksomhet.

Norske utstysleveranser og bulkleveranser til plattformdekk

Ustys- og bulkleveranser til utbygging av norske petroleumsfelt skjer normalt med NORSOK-standard som basis. I tillegg kan internasjonale industristandarder som ISO og API bli benyttet, og i noen tilfeller også egne krav fra oljeselskapene. NORSOK-standard er viktig som basis for utstys- og bulkleveranser, fordi den representerer norsk oljevirkings samlete erfaring og kunnskap og sørger for at leveransene holder et høyt faglig nivå. I henhold til NORSOK-standard og oljeselskapenes krav, setter ofte aktuelle leverandører sammen leveransepakker som inneholder flere forhold enn selve produktet som skal leveres. Integrrert i leveransepakka er gjerne også dokumentasjon av produktets kvalitet i henhold til NORSOK-standard og kanskje også egne oljeselskaps-spesifiserte krav, for eksempel at leverandøren har et serviceapparat i Norge som kan foreta vedlikehold og reparasjoner. Verdien av selve utstyret som

leveres kan være betydelig mindre enn totalpakkas verdi. Dermed blir også norsk andel av verdiskapingen i slike pakker forholdsvis høy, ofte 50 % – 60 %.

For å undersøke norsk verdiskaping i utstys- og bulkpakker, har en sett nærmere på det en har av data for slike leveranser for dekk bygget i Norge og dekk bygget i Korea. For dekk bygget i Norge har en beregnet en gjennomsnittlig norsk verdiskaping i utstysleveransene på 54 %, mens en for bulk 1, pumper, ventiler mv., har en norsk verdiskapingsandel på rundt 24 %, og for bulk 2, bygningsmaterialer, har en norsk verdiskaping på rundt 75 %. For plattformdekk bygget i Korea, varierer resultatene betydelig. Der oljeselskapene selv skaffer utstyr og bulk, eller nominerer leverandører, kan norsk andel av verdiskapingen for utstyr og bulk 1 være like høy som ved bygging i Norge, mens norsk andel for bulk 2 er noe lavere. Der dette i mindre grad skjer, vil norsk andel av verdiskapingen være til dels betydelig lavere. Særlig gjelder dette for bulk 2, bygningsmaterialer, der mye kjøpes inn lokalt rundt byggestedet.

Ser en på utviklingen framover, mener de fleste markedsaktørene at en rekke norske utstysprodusenter, for å opprettholde sine markedsandeler, må følge med oppdragene ut, og etablere avdelinger i Korea. Teknologiutvikling og kjernekompetanse kan fortsatt bli i Norge, men deler av produksjonen bør trolig flyttes nærmere markedet. Det er også klart, at skal norsk utstys- og bulkleverandører være konkurransedyktige framover, må de fortsette å effektivisere sin produksjon.

Norsk verdiskaping i undervannsutbygginger

Markedet for undervannsutbygginger er et internasjonalt marked med sterke norske tradisjoner. Aktørene er få, store og opererer internasjonalt, ikke bare på norsk sokkel. Mange av dem har imidlertid norske røtter, et norsk produksjonsapparat, og fortsatt norske eierinteresser. En detaljert gjennomgang av undervannsutbygginger sammen med oljeselskapene og leverandørindustrien, viser en norsk andel av verdiskapingen på 40 % – 70 % for undervannsinstallasjonsarbeider, avhengig av bruk av norske skip og mannskaper, videre 10 % – 40 % for utstysleveranser, rundt 60 % for undervannsproduksjonssystemer der leverandøren har produksjon i Norge, 30 % for rørleggingsprosjekter der rørene sveises i Norge, mot bare 5 % dersom de sveises i leggefartøyet, og 20 % – 40 % for kraftkabler, avhengig av hvor de produseres.

Markedet for undervannstjenester er for tiden vanskelig, med svak prisutvikling og få større oppdrag i sikte de nærmeste årene framover. Flere aktører trapper derfor ned sin bemanning i Norge. Selskapenes kjernekompetanse og salgsvdelinger vil imidlertid trolig fortsatt bli i Norge, siden norsk sokkel vanligvis er et av de største undervannsmarkedene i verden.

Norsk verdiskaping i borevirksomhet

Borerigger som opererer på norsk sokkel er eiet av internasjonale selskaper, og er uten unntak registrert i et land uten selskapsskatt av betydning. I perioder med sterk etterspørsel etter borerigger vil dagratene for leie av rigger gå kraftig opp, uten at kostnadene ved å operere riggene på norsk sokkel endres av betydning. Dermed går også norsk andel av verdiskapingen i boreoperasjoner ned, mens mesteparten av verdiskapingen forsvinner til riggens eierselskap i utlandet.

Basert på dagratene i riggmarkedet høsten 2014, har en i samarbeid med oljeselskapene beregnet gjennomsnittlig norsk andel av verdiskapingen i boreoperasjoner til rundt 51 %. Dette er lavt i forhold til tidligere beregninger, fordi dagratene høsten 2014 var så høye. På grunn av oljeprisfallet, ser etterspørselen etter boreriggjenester imidlertid våren 2015 ut til å falle betydelig. Går ratene ned med 20 %, vil norsk andel av verdiskapingen i boreoperasjoner øke med rundt 12 prosentpoeng, bare som følge av dette.

Brønnserviceselskapene er også internasjonale, og henter inn utstyr fra utlandet til sin norske virksomhet. De har imidlertid store norske avdelinger som utfører selve arbeidet på norsk sokkel. På samme måte som for boring, har en i samarbeid med oljeselskapene forsøkt å beregne norsk andel av verdiskapingen i brønnservice-tjenester, og kommet fram til en gjennomsnittlig andel på rundt 66 % ved undervanns-brønner og litt mindre, 61 %, ved plattformkomplettete brønner der også brønnhoder og ventilsystemer inngår i kompletteringen, noe de vanligvis ikke gjør ved undervannskomplettete brønner, der disse komponentene er en del av undervannsproduksjonssystemet.

Samlet ga dette en norsk andel av verdiskapingen i borings- og kompletteings-virksomhet høsten 2014 på rundt 54 %. Reduseres dagratene for borerigger med 20 % fra dette nivå, vil norsk andel av verdiskapingen altså øke med rundt 12 prosentpoeng, til 66 %, og nærmer seg igjen det nivået en observerte for rundt 10 år siden. Det er imidlertid mest norsk *andel* av verdiskapingen som her blir påvirket. Norsk verdiskaping i kroner påvirkes lite av nedgangen i dagratene.

Variasjon i norsk verdiskaping i utbyggingsprosjekter over tid

Tidsspennet mellom de sju utbyggingsprosjektene som inngår i denne studien er for lite til at det kan trekkes klare konklusjoner om endringer i norsk verdiskaping over tid. Derimot har en tilgang til to tidligere studier fra 2004 og 2006, der andre utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel ble gjennomgått for å finne norsk andel av verdiskapingen den gang. Dette gir et tidsbilde for norsk verdiskaping i utbyggingsprosjekter ti år tilbake i tid som kan benyttes til sammenlikning.

Det første en finner i en slik sammenlikning er at det med et par unntak, er bemerkelsesverdig hvor stabil norsk andel av verdiskapingen i viktige deler av utbyggingsprosjektene synes å være. Både for SEMler med understell bygget i Østen og dekk bygget i Norge, og for faste plattformer med understell og dekk bygget i Norge, ser norsk andel av verdiskapingen ut til å være temmelig lik i dag som for ti år siden, i overkant av 60 %. Det samme gjelder norsk andel av verdiskapingen for undervanns-utbygginger som synes å ligge stabilt på rundt 50 %.

For bygging av FPSOer i Østen, ser norsk andel av verdiskapingen imidlertid ut til å ha gått noe ned i tiårsperioden, fra rundt 56 % i 2004, til 46 % i dag. Trolig er årsaken til dette at det har skjedd en langsom glidning over tid der stadig, mer av byggearbeidene og utrustningsarbeidene i FPSOene har blitt overført fra Norge til Østen. Samtidig har imidlertid norske utstysleverandører fått et nytt, stort marked i leveranser til byggeprosjekter i Østen som er beregnet på andre lands sokkel, for eksempel Brasil eller Angola. Dette har ført til at norsk eksport særlig til Korea, har økt mye de senere år.

For boring har det også skjedd en betydelig endring i norsk verdiskaping, fra rundt 69 % i 2004, til rundt 51 % i dag. Årsaken er at dagraten på riggleie som følge av stor etterspørsel, har gått kraftig opp de siste årene, med tilsvarende nedgang i norsk andel av verdiskapingen. Skal en tilbake til nivået på norsk verdiskaping i boreoperasjoner for ti år siden på 69 %, må dagratene for riggleie gå ned med rundt 25 %.

Sammenlikning med konsekvensanalysene

For alle felt på norsk kontinentalsokkel, blir det før utbyggingen vedtas, gjennomført en samfunnsmessig konsekvensutredning der forventet norsk andel av verdiskapingen i utbyggingsprosjektet blir beregnet. Disse beregningen er avslutningsvis sammenliknet med de resultatene en kom fram til i ettertid i denne analysen. En finner her at så lenge utbyggingskonsept og byggested er rimelig avklart før den samfunnsmessige konsekvensanalysen gjennomføres, så vil en med godt kjennskap til norsk næringslivs leveransemuligheter og konkurransevne, kunne gi ganske treffsikre anslag for norsk verdiskaping i en slik konsekvensanalyse.

1 Problemstillinger og metodikk

1.1 Hensikten med studien

Hensikten med studien er å analysere en del nyere utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel for å undersøke hva norsk næringslivs verdiskapingsandel faktisk har vært i disse prosjektene. Dette ønskes gjort for å øke forståelsen for hva norsk leverandørindustri leverer av varer og tjenester til slike utbyggingsprosjekter, og hvordan disse utbyggingene gjennom slike leveranser påvirker norsk økonomi. I tillegg vil en slik analyse gi sikrere anslag for framtidige utredninger av samfunnsmessige konsekvenser av nye utbyggingsprosjekter, der beregning av norsk verdiskaping er en sentral problemstilling.

Norske leverandører til petroleumsutbygginger opererer i dag i et stadig mer internasjonalt marked. OED ønsker gjennom denne analysen også å undersøke hvordan denne internasjonaliseringen påvirker norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektene.

1.2 Viktige problemstillinger som ønskes belyst

Innsikt i de sju utbyggingsprosjektene og samtaler med viktige markedsaktører gir tilgang til et bredt datamateriale som kan brukes til å belyse mange viktige problemstillinger. Noen av de viktigste er følgende:

- Hva har faktisk norsk verdiskapingsandel vært i hvert av de sju utvalgte petroleumsutbyggingene
- Hvordan har norsk andel av verdiskapingen variert mellom utbyggingsprosjektene, og hva er årsaken til dette
- Er det forskjell på norsk andel av verdiskapingen i bygging av faste og flytende installasjoner
- Hvor stor forskjell er det på norsk andel av verdiskapingen ved bygging i Norge og ved bygging i Østen
- Kan en ut fra datamaterialet spore endringer i norsk andel av verdiskapingen over tid
- Hvordan fungerer markedet for norske utstyrsleveranser, og hvordan forventes dette å endre seg over tid
- Hvordan fungerer boremarkedet, og hvordan endres norsk andel av verdiskapingen med markedssituasjonen
- Hvordan fungerer markedet for undervannsinstallasjoner, og hvordan forventes dette å forandre seg over tid

En skal nedenfor så langt datamaterialet gjør det mulig, forsøke å besvare disse spørsmål og problemstillinger.

1.3 Metode for analyse av petroleumsutbygginger

1.3.1 Hva omfatter et utbyggingsprosjekt

Prosjekteier ved en petroleumsutbygging er utbyggingslisensen, dvs. eierselskapene til petroleumsfeltet i fellesskap. Utbyggingsprosjektet omfatter lisensens økonomiske ansvarsområde (business case), dvs. alle installasjoner som skal til for å produsere petroleum og få produktene levert til markedet.

Utbyggingsprosjektet omfatter dermed faste installasjoner på feltet, herunder produksjonsenheten som kan være en plattform, en FPSO mv., undervannsinstallasjoner, feltinterne rør, stigerør og brønner. Videre inngår bøyelastingsanlegg for olje og eventuelle gass- og oljerørledninger som kobler feltet opp mot andre felt i nærheten eller mot regionale rørledninger. I tillegg inngår eventuelle modifikasjonsarbeider som må gjøres andre steder for å motta petroleum fra utbyggingsprosjektet, og eventuell kraftforsyning fra andre felt i nærheten.

Kostnadene til eksportanleggene for olje og gass varierer mye mellom utbyggingsprosjekter, avhengig av eksportløsning, avstander til eksisterende infrastruktur mv. For å få til en rettferdig sammenlikning mellom utbyggingsprosjektene har en derfor i gjennomgangen nedenfor forsøkt å skille ut eksportanleggene, slik at en kan se hvor mye de koster, og hvor mye dette påvirker norsk andel av verdiskapingen for utbyggingsprosjektet som helhet.

1.3.2 Hva menes med norsk verdiskaping?

Hva som menes med norsk verdiskaping i et utbyggingsprosjekt på kontinental-sokkelen er ikke uten videre lett å definere. Flere spørsmål kan diskuteres. Et av disse er hvor langt ned i verdikjeden en skal gå. Andre spørsmål kan være hvordan en behandler innleie av utenlandsk arbeidskraft på norske offshoreverft, og hvordan man behandler norsk byggeplasspersonell som følger opp produksjon i Østen.

Her må det tas noen valg. Det som uten videre er klart er at man ikke kan behandle enhver kontrakt inngått med et norskregistrert firma som 100 % norsk verdiskaping. En må i det minste trekke fra verdien av import av varer og tjenester til kontrakten fra utlandet. Videre blir det både vanskelig og svært usikkert å gå dypt ned i verdikjeden i kontraktene. Det er bedre å begrense seg til å se på underleveranser til hovedkontrakten.

Lønn til utenlandske arbeidere som bor og jobber i Norge, betraktes som norsk verdiskaping. Lønn til innleid utenlandsk arbeidskraft som bor i hjemlandet, gir derimot bare norsk verdiskaping i form av eventuelle skattebetalinger til Norge.

Lønn til norsk byggeplasspersonell som følger opp produksjon i utlandet regner en videre som norsk verdiskaping, så lenge de skatter til Norge og har sitt bosted her. Bor de i Østen i byggeperioden, er deres lønnskostnader utenlandsk verdiskaping. Omvendt vil lønn til utenlandsk arbeidskraft som på tilsvarende måte følger opp prosjekter i Norge, være utenlandsk verdiskaping, dersom de ikke er bosatt i Norge i utbyggingsperioden.

Med disse avgrensinger får en følgende definisjon på norsk verdiskaping:

Med norsk verdiskaping i en kontrakt mener en for produksjon som foregår i Norge, kontraktsverdien, fratrukket verdien av varer og tjenesteleveranser som importeres til produksjonen fra utlandet. For produksjon som foregår i utlandet, eller på norsk

sokkel med utenlandske skip og borerigger, mener en verdien av norskproduserte varer og tjenester som leveres til denne produksjonen.

Det er dermed verdiskapingen i den vare- og tjenesteproduksjonen som foregår i Norge en her ønsker å beregne. Denne verdiskapingen fordeler seg på arbeidslønn, kapitalinntekter og skatter, og påvirker gjennom dette norsk økonomi. Merk at eierforholdet til produksjonsapparatet ikke inngår i beregning av verdiskapingen. Det er vare- og tjenesteproduksjonen som skaper verdiene. Eierforholdene påvirker bare eventuelt fordelingen av denne verdiskapingen mellom norske og utenlandske eiere.

1.3.3 Metode for beregning av norsk verdiskaping

Utgangspunktet for analysen er at en ber operatørselskapene for de sju utvalgte petroleumsutbyggingene om å få tilgang til prosjektenes utbyggingsregnskap fordelt på hovedkomponenter som boring, undervannsproduksjonssystemer, dekk understell, modifikasjonsarbeider, rørledninger mv., avhengig av utbyggingsløsning. Er ikke prosjektene helt ferdige, ber en om å få oppdaterte budsjettall for resten.

En ber videre om å få tilgang til prosjektets kontraktsregister, og om å få koblet prosjektets kontraktsregister mot hovedkomponentoppsplittingen, slik at en får oversikt over kontraktør og verdi i de viktigste kontraktene i hver av prosjektets hoveddeler, og kan gå nærmere inn på disse for å finne norsk verdiskaping, oversikt over hovedleverandører mv.

Beregning av norsk verdiskaping i de ulike hovedkomponentene i utbyggingsprosjektene foregår ved at en sammen med operatørens prosjektleder, går igjennom kontraktene og benytter prosjektlederens detaljkunnskap til å finne fram til norsk verdiskaping i hver kontrakt. Prosjektleder har fulgt prosjektet nøye, og har vanligvis meget god oversikt over kontraktens innhold og hvor produksjonen foregår. Dette gjelder også utenlandske kontrakter. Som regel vil prosjektleder kunne gi meget presise anslag på norsk verdiskaping i kontraktene.

For store og sammensatte kontrakter med mye underleveranser, eller der en er i tvil eller ønsker nærmere informasjon fra leverandøren, kontakter en videre informanter hos kontraktøren for å undersøke hvordan kontrakten er bygget opp og hva de mener er norsk verdiskaping i ulike underleveranser og totalt. Operatørens prosjektleder har vanligvis god oversikt over hvem en her skal kontakte.

Beregnete norske verdiskapingsandeler i ulike kontrakter summeres avslutningsmessig opp på hovedkomponentnivå og totalt for prosjektet, for nærmere sammenlikninger og analyser.

1.4 Valg av utbyggingsprosjekter

For å sikre et bredt grunnlag for analysen, har Olje- og energidepartementet valgt ut sju felt som enten nylig er kommet i produksjon eller er kommet så langt i utbyggingen at de fleste kontraktene er inngått. En oversikt over de utvalgte utbyggingsprosjektene er vist i tabell 1.1.

En ser av tabell 1.1 at de sju feltutbyggingene spenner over et vidt spektrum av mellomstore felt, tre felt med hovedvekt på olje og fire felt med hovedvekt på gass, herunder Aasta Hansteen som er et rent gassfelt. Utbyggingsløsningene varierer mye. Tre felt er bygget ut med bunnfaste plattformer med stålunderstell, to er FPSO-løsninger, et produksjonsskip og en SEVAN, og to er flytende løsninger, en SEMI og en dyptflytende SPAR-plattform.

Tabell 1.1 Oversikt over utbyggingsprosjekter for analyse

Navn	Type felt	Utbyggingsløsning	Utvinnbare reserver			Utbyggingsperiode	Oppstart
			Olje mill Sm ³	NGL mill tonn	Gass mrd Sm ³		
Skarv/Idun	Gass(olje)	FPSO (skip)	14	5,4	45	2008-2012	S 2012
Gjøa	Gass(olje)	Forankret SEMI	11,6	8,7	32,7	2007-2010	H 2010
Gudrun	Olje(gass)	Bunnfast plattform	11,2	1,2	6	2011-2014	S 2014
Goliat	Olje(gass)	FPSO (Sevan)	30,3	0,3	7,3	2010-2014	S 2015?
Valemon	Gass(olje)	Bunnfast plattform	5	1,2	24	2011-2015	H 2014
Edvard Grieg	Olje	Bunnfast plattform	26,2	0,6	1,8	2012-2015	(H 2015)
Aasta Hansteen	Gass	Forankret SPAR	0	0,9	46,5	2014-2017	(H 2017)

Utbyggingsperioden for feltene varierer fra 2007–2017. Fire av feltene, Skarv, Gjøa, Valemon og Gudrun, har ved årsskiftet 2014/15 startet opp produksjonen. Oppstart av Goliat er utsatt til 2015, mens Edvard Grieg og Aasta Hansteen fortsatt er under utbygging, med forventet oppstart henholdsvis høsten 2015 og høsten 2017.

Statoil har hatt ansvar for utbygging av fire av feltene, Gjøa (opereres av GdF), Gudrun, Valemon og Aasta Hansteen. BP har bygget ut Skarv, ENI bygger ut Goliat og Lundin har ansvaret for utbygging av Edvard Grieg. De sju feltene i analysen er lokalisert over hele norsk kontinentalsokkel, fire felt i ulike deler av Nordsjøen (Gjøa, Gudrun, Valemon og Edvard Grieg), to i Norskehavet (Skarv og Aasta Hansteen) og et i Barentshavet (Goliat).

Samlet har OED dermed fått med et ganske variert og representativt utvalg av nye felt-utbygginger på norsk kontinentalsokkel de senere år.

1.5 Tidligere analyser på feltet

Det har vært gjennomført samfunnsmessige konsekvensutredninger i forbindelse med utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel i rundt 30 år, der norsk verdiskaping har vært et sentralt tema. Så vidt en kjenner til, er det imidlertid bare gjennomført fire større analyser for å undersøke hva norsk verdiskaping i petroleumsprosjekter faktisk ble. Disse er:

- Statoil: Samfunnsmessige analyser av Statoils etablering av gassbasert industri på Tjeldbergodden. Agenda 1996
- ConocoPhillips: Ekofisk II. Etterprøving av samfunnsmessige virkninger. Asplan Viak ca. 2000
- OED: Etterspørselsimpulser for norsk næringsliv av petroleumsaktiviteten på norsk kontinentalsokkel. Agenda 2004
- OLF: Regional konsekvensutredning Nordsjøen. Etterprøving av fire utbyggingsprosjekter. Agenda 2006.

I tillegg kjenner en til at det er gjennomført følgestudier av utbyggingsprosjektene på Snøhvit og Skarv, der norsk og særlig regional, verdiskaping er et hovedtema. Det pågår også en liknende følgestudie for Goliat, mens en tilsvarende studie for Aasta Hansteen er i oppstartsfasen.

For å studere utviklingen av norske andeler av verdiskapingen i ulike deler av et utbyggingsprosjekt over tid, skal en se litt nærmere på de to nyeste nasjonale studiene ovenfor. Begge disse har samme definisjon på norsk verdiskaping som det en legger til grunn i denne analysen.

2 Kunnskap på tvers av prosjekter. Norsk verdiskaping i utvalgte deler av en petroleumsutbygging

2.1 Noen områder behandles best samlet

De sju petroleumsutbyggingene i denne analysen er bevisst valgt ut av OED for å dekke et bredt utvalg av utbyggingskonsepter. Likevel er det enkelte deler av slike petroleumsprosjekter som uavhengig av utbyggingskonsept vil ha de samme markedsaktørene og langt på vei også ha samme innhold. En slik del er borevirksomhet, der norsk andel av verdiskapingen nok kan variere noe med hvilken riggtype som er brukt (oppjekkbar eller flyter) og kanskje også med etterspørsels situasjonen over tid, men neppe i særlig grad mellom utbyggingsprosjekter som gjennomføres med samme type rigg og på samme tid. Får en derfor kunnskap om norsk andel av verdiskapingen for et prosjekt med ulike typer rigger og utbyggingsperiode, kan denne trolig også brukes på andre tilsvarende prosjekter. En kan derfor undersøke norsk andel av verdiskapingen på boreprosjekter samlet, og bruke disse andelene der de passer.

En slik generisk tilnærming kan også brukes på andre deler av en petroleumsutbygging. Norsk andel av verdiskapingen ved undervannsoperasjoner vil kunne variere med type utbygging (undervannskompletterte eller plattformkompletterte brønner) og med markedsaktører, men neppe i særlig grad mellom utbygginger av samme type og med de samme aktørene. Det samme gjelder ifølge både oljeselskapene og leverandørindustrien også for utstyrspakker og bulkleveranser til utbyggingsprosjekter, der det er de samme aktørene som går igjen. Interessant er det imidlertid her å se om norsk andel av verdiskapingen varierer over tid, og med produksjonssted, Norge eller Østen.

Som følge av dette har en nedenfor undersøkt disse tre delmarkedene nærmere i samarbeid med oljeselskapene og leverandørindustrien, for å se om en kan finne noen gode beregninger av norsk andel av verdiskapingen under ulike forhold.

2.2 Norske utstyrsleveranser og bulkleveranser til plattformdekk

2.2.1 Datagrunnlag

For å undersøke norske utstyrs- og bulkleveranser til bygging av plattformdekk, har en spurt oljeselskapene om å få tilgang til kontraktsregisteret for utstyrsleveranser, bulk kategori 1 (nummermerkede bulkleveranser – tagged bulk – ventiler, pumper mv.) og bulk kategori 2 (andre bulkleveranser – stål, bygningsartikler mv.). For fire av feltene; Edvard Grieg (Lundin), Gudrun, Valemon og Aasta Hansteen (Statoil) har en her fått detaljerte data. En har også en oppsplitting på Skarv (BP). Disse er gjennomgått med oljeselskapene, for å få deres beste anslag på norsk verdiskaping i disse leveransene. En har videre spurt Kværner som bygger Edvard Grieg dekket, og Aibel som bygget Gudrun dekket, om det samme. Resultatene er til slutt sammenstilt og vurdert for å finne beste anslag på norsk andel av leveransene for disse utstyrskategoriene, for utbygginger i Norge, og for utbygginger i Korea. Disse anslagene er så brukt generisk for de resterende felt, ut fra hvor dekket er bygget.

2.2.2 Leverandørutvelgelse for utstyrs- og bulkleveranser

Et særdeles viktig forhold når det gjelder norsk verdiskaping i utstyrs- og bulkleveranser til plattformdekk, er hvordan leverandørutvelgelsen skjer og hvem som foretar denne.

Utstørs- og bulkleveranser til utbygging av norske petroleumsfelt skjer normalt med NORSOK-standard som basis. I tillegg kan internasjonale industristandarder som ISO og API bli benyttet, og i noen tilfeller også egne krav fra oljeselskapene. NORSOK står for *norsk sokkels konkurranseposisjon*, og er et sett av industristandard-protokoller som ble til tidlig på 1990-tallet gjennom et samarbeid mellom norsk leverandør-industri og oljeselskapene. NORSOK-standardene revideres og oppdateres jevnlig, og fungerer som en bransjestandard for oljevirkomheten.

NORSOK-standard er viktig som basis for utstørs- og bulkleveranser, fordi den representerer norsk oljevirkomhets samlede erfaring og kunnskap og sørger for at leveransene holder et høyt faglig nivå. I henhold til NORSOK-standard og oljeselskapenes krav, setter ofte aktuelle leverandører sammen leveransepakker som inneholder flere forhold enn selve produktet som skal leveres. Integrrert i leveransepakka er gjerne også dokumentasjon av produktets kvalitet i henhold til NORSOK-standard og kanskje også egne oljeselskapsspesifiserte krav, for eksempel at leverandøren har et serviceapparat i Norge som kan foreta vedlikehold og reparasjoner. Verdien av selve utstyret som leveres kan være betydelig mindre enn totalpakkas verdi (se tabell nedenfor).

Følger en leverandørbedrift NORSOK-standard, vil den også normalt være kvalifisert til en plass på oljeselskapenes og de store offshorebedriftenes leverandørlistor (short-lists), og blir som følge av dette invitert til å gi anbud på leveranser innenfor sitt område. Pris, kvalitet og leverandørsikkerhet avgjør så om bedriften får oppdraget.

Viktig er det også, at er bedriften først konkurransedyktig for oppdrag på norsk sokkel, så er den gjerne også konkurransedyktig internasjonalt. Mange norske leverandørbedrifter har levert i henhold til NORSOK-standard og kvalifisert seg gjennom dette til å følge oljeselskapene ut, med leveranser til feltutbygginger på andre lands kontinentalsokkel, for eksempel utenfor Brasil eller Angola.

Det neste viktige spørsmålet er hvem som foretar leverandørutvelgelsen. Norske oljeselskaper har sine leverandørlistor, og gjerne også rammeavtaler med en del leverandører. Leverandørlistene og rammeavtalene vil variere mellom oljeselskapene. De store norske industribedriftene Kværner og Aibel har videre sine leverandørlistor, mens Samsung og Hyundai i Korea også har sine egne leverandørlistor.

Hvem som foretar leverandørutvelgelsen er avhengig av utbyggers organisasjon og kontraktstrategi. Enkelte oljeselskaper har egen innkjøpsavdeling, og nominerer gjerne et antall viktige utstørsleverandører ut fra tekniske kvalifikasjoner, tilgang på serviceapparat i Norge mv. Deretter holder EPC kontraktøren en anbudskonkurranse mellom de nominerte leverandørene, og foretar endelig utvelgelse. Andre oljeselskaper velger enten ut leverandører selv, eller legger sterke føringer på leverandørutvelgelsen, og foretar endelig utvelgelse i samarbeid med hovedkontraktøren.

Et tredje viktig forhold er kontraktstrategien. For utbygginger ved norske offshoreverft velges gjerne en EPC-kontrakt (Engineering, Procurement & Construction) der hovedkontraktøren, i praksis Kværner eller Aibel, kan ha betydelig innflytelse på valg av utstørsleverandør. For utbygginger i Korea velges ofte en EP +FC kontrakt, der prosjektering og innkjøp, herunder også utstørsleveranser, vanligvis foretas fra Norge (EP) mens selve utbyggingen (FC - Fabrication & Construction) foretas i Korea. Det har imidlertid også vært EPC kontrakter i Korea. Bygging av dekket til Valemon var for eksempel en slik kontrakt. Der nominerte utbygger aktuelle leverandører, og EPC leverandøren foretok det endelige valg blant disse.

2.2.3 Mulighetene for en generisk vurdering av utstys og bulkleveranser

Bedrifter som er kvalifiserte og står på oljeselskapenes short-lists, blir invitert til å gi tilbud på sine spesialfelt. Ofte er denne lista ganske oversiktlig, det er et begrenset antall bedrifter som er kvalifisert, og de samme aktørene går igjen med sine leveransepakker i de fleste utbyggingsprosjektene på norsk kontinentalsokkel. BOMEKs brandører og Hardings livbåter er eksempler på slike leveransepakker. Det finnes kanskje feltutbygginger på norsk sokkel der disse produktene ikke inngår, men de er ikke mange.

Fordelen med leverandørliste er at kjenner man norsk verdiskaping i utstys- og bulkleveranser til utbygging av *et* felt på norsk sokkel, så er denne norske verdiskapingen trolig ganske lik også for andre feltutbygginger med samme gruppe leverandører. Det åpner for en generisk tilpasning, der en bruker beregninger av norsk andel av verdiskapingen i utstys- og bulkleveranser på en feltutbygging der en har en egnet oppsplitting, også på andre feltutbygginger der en slik oppsplitting ikke foreligger. En skal nedenfor forsøke en slik tilnærming i enkelte tilfeller. Det framgår av teksten hvor dette gjøres.

2.2.4 Struktur og innhold i leveransepakker fra norske bedrifter, og norsk verdiskaping i disse

Forskjellen mellom utstyr og bulkleveranser er ikke helt skarp. Generelt kan en si at utstyr vanligvis er spesialprosjekterte komponenter som inngår i produksjonsanlegget på plattformdekket som generatorer, kompressorer, trykketanker, styringsanlegg mv. Bulk 1 er gjerne standard industriprodukter som leveres som hyllevarer, ventiler, måleinstrumenter, elektromotorer mv. Noe av dette inngår i produksjonsanlegget, men noe også andre steder på dekket, i ventilasjon for eksempel. Bulk 2 er stål, bygningsmaterialer og innredningskomponenter, og i tillegg annet utstyr på dekket som livbåter, brandører, mv., som ikke inngår i produksjonsanlegget.

Som nevnt ovenfor inneholder utstyrspakker og en del bulkpakker som leveres av norske produsenter til utbygginger på norsk kontinentalsokkel, vanligvis mye mer enn selve utstyret. I tabell 2.1 nedenfor har en fått hjelp av Kværner til å lage en grov oppsplitting av hva en slik norsk utstyrspakke vanligvis inneholder, og omtrent hvor stor andel de ulike delene av pakka vanligvis utgjør.

Tabell 2.1 Typisk innhold i utstyrspakker fra norske produsenter

Norskproduserte utstyrspakker	Store pakker	Små pakker
Kostnadsfordeling		
Prosjektledelse	5 %	15 %
Materiell, fabrikasjon, sammenstilling	55 %	45 %
Prosjektering, teknologi og dokumentasjon	20 %	20 %
Driftssikkerhet	10 %	10 %
Risikotillegg og profitt	10 %	10 %
Sum kostnadsfordeling utstyrspakker	100 %	100 %

En ser av tabell 2.1 at selve utstysleveransene, her i form av materiell, fabrikasjon og sammenstilling bare utgjør rundt halvparten av utstyrspakkas verdi, litt avhengig av utstyrspakkas størrelse. Resten av verdien fordeles på prosjektledelse, prosjektering, teknologi og dokumentasjon, leverandørens driftssikkerhet og beredskap ved å ha et vedlikeholdsapparat i driftsfasen, og leverandørens risikotillegg og profitt. Til gjengjeld får innkjøper et velprøvd produkt med sikkerhet for vedlikehold også i driftsfasen. Merk at vedlikehold i seg selv ikke inngår i pakken. Man krever imidlertid ofte at leverandøren har et operativt norsk vedlikeholdsapparat, og aksepterer at dette er priset inn i leveransen.

Tabell 2.1 er interessant også på en annen måte. Den viser at norsk andel av verdiskapingen i slike norske pakkeleveranser vanligvis må være ganske høy. Det eneste som importeres fra utlandet til slike pakker er materiell, og kanskje i noen tilfeller også litt teknologi. Uansett kan dette imidlertid ikke dreie seg om mer enn vel halvparten av pakkens totalverdi, avhengig av utstyrspakkens størrelse. Resten vil med oppsplittingen ovenfor, være norsk verdiskaping. Det skal videre ikke mye bearbeiding og fabrikasjon av utstyr til før norsk andel av verdiskapingen kommer opp i 60 – 70 %, og gjerne enda mer. Det er interessant, fordi dette resultatet gir deler av et vurderingsgrunnlag for å beregne norsk verdiskaping i utstyr og bulkleveranser til plattformdekk, og fordi resultatene samsvarer godt med det oljeselskapene anslår at norsk verdiskaping i slike pakker er.

For utenlandskprodusert utstyr som generatorer, kompressorer mv. vil leveransen vanligvis skje gjennom en norsk grossist som tar ansvar for kvalitetssikring og dokumentasjon. I noen tilfeller er dette utstyrsprodusentens egen organisasjon i Norge, som også kan tilby et serviceapparat. Norsk verdiskaping i slike pakker er som regel betydelig lavere enn vist i tabell 2.1, vanligvis 20 – 30 %, avhengig av hvilke tjenester som ligger inne i pakken.

2.2.5 Samlet norsk verdiskaping i utstyr- og bulkleveranser til bygging av plattformdekk.

Av de sju utbyggingsprosjektene som inngår i denne analysen, har tre prosjekter bygget plattformdekket i Norge: Gjøa, Gudrun og Edvard Grieg, mens fire prosjekter har dekk som er eller blir bygget i Korea: Skarv, Valemon, Goliat og Aasta Hansteen. Ideelt sett burde en hatt en oppsplitting av utstyr- og bulkleveransene for alle disse plattformdekkene. Det har ikke latt seg framskaffe. Man mangler som nevnt ovenfor Gjøa og Goliat. Anslag for disse kan imidlertid gjøres generisk ut fra resultatene fra de andre.

Norsk verdiskaping i utstyr- og bulkleveranser ved dekk bygget i Norge, - Gudrun og Edvard Grieg.

Dekket til Gudrun ble bygget av Aibel i perioden 2011–2014. Selve stålkonstruksjonen og et par moduler ble bygget ved selskapets anlegg i Thailand, men sammenstillingen av dekket og hovedtyngden av arbeidet ble utført i Haugesund. En gjennomgang av leverandørregistrene for utstyr og bulk til Gudrun-dekket, ga resultater som vist i tabell 2.2.

Tabell 2.2 Norsk andel av verdiskapingen i utstyrspakker til Gudrun

Gudrun Type leveranse	Antall pakker	Verdifordeling %	Norsk andel iflg. Aibel	Norsk andel iflg. Statoil
Utstyrspakker	55	55 %	55 %	56 %
Bulk 1, Tagged bulk; Ventil, instrumenter mv	25	15 %	-	23 %
Bulk 2, stål, bygningsartikler mv.	12	30 %	75 %	73 %
Sum utstyrspakker	92	100 %		

En ser av tabellen at utstyrleveransene til Gudrun er delt opp i 55 utstyrspakker, mens en har henholdsvis 25 og 12 pakker, eller kontrakter, med bulk 1 og bulk 2 leveranser. Antallet pakker sier lite fordi det særlig for bulk 2 forekommer samlepakker for flere mindre leveranser. Mer interessant er det at utstyrspakkene samlet har større verdi enn bulkleveransene. Her 55 % mot 45 % av totalen.

For å finne norsk andel av verdiskapingen i disse leveransene har en fått Aibel og Statoil til hver for seg å gjennomgå leverandørlistene og anslå norsk verdiskaping i hver pakke. Summen av disse anslagene er vist i tabell 2.2. En ser av tabellen at når det gjelder utstyrspakker, har Aibel anslått gjennomsnittlig norsk verdiskaping til 55 %, mens Statoils anslag er 56 %, altså omtrent det samme. Når det gjelder bulk 1

leveranser har Statoil beregnet norsk andel av verdiskapingen til rundt 23 %. Her har ikke Aibel gitt noe anslag. For bulk 2 har Aibel 75 % norsk andel, mens Statoils beregninger viser 73 % norsk andel av verdiskapingen. Også her er anslagene svært like. Samlet norsk andel av verdiskapingen for bulk er 54 %.

Stålkonstruksjonen til dekket på Edvard Grieg er bygget i Polen, men hovedtyngden av arbeidene utføres i Norge, i hovedsak på Stord. Dekket til Edvard Grieg er fortsatt under bygging med ferdigstillelse i 2015. Innkjøp av utstyr og bulk til utbyggingen er etter en anbuds konkurransen, gjort av Kværner i samarbeid med Lundin. De aller fleste kontraktene allerede inngått. En gjennomgang av leverandørregistrene ga resultater som vist i tabell 2.3.

Tabell 2.3 Norsk andel av verdiskapingen i utstyrspakker til Edvard Grieg

Edvard Grieg Type leveranse	Antall pakker	Verdifordeling %	Norsk andel iflg. Lundin	Norsk andel iflg. Kværner
Utstyrspakker	68	62 %	50 %	57 %
Bulk 1, Tagged bulk; Ventiler, instrumenter mv	26	22 %	26 %	24 %
Bulk 2, Bygningsmaterialer mv	64	16 %	77 %	78 %
Sum utstyrspakker	158	100 %		

En ser at tabellen at utstyr og bulkleveransene her er delt i 158 pakker eller kontrakter. Utstyrspakkene har her 62 % av den samlede verdien, litt mer enn for Gudrun, mens bulkleveransene har en verdi på 38 % av totalen, forholdsvis jevnt fordelt mellom bulk 1 og bulk 2.

Mer interessant er beregningene av norsk andel av verdiskapingen i disse leveransene. For utstyrspakker ser en at Kværner vurderer norsk andel her til 57 %, marginalt høyere enn beregningene for Gudrun. Lundin har etter en nærmere vurdering havnet noe lavere og anslått norsk andel til rundt 50 %. For bulk 1 har Kværner anslått norsk andel til 24 %, mens de har 78 % norsk andel for bulk 2. Lundin har i sin vurdering anslått norsk andel for bulk samlet til 48 %. En har imidlertid tilgang på en oppsplitting av disse leveransene som viser at en rimelig fordeling mellom bulk 1 og bulk 2, med rundt 26 % norsk andel på bulk 1 og rundt 77 % på bulk 2, med den aktuelle kostnadsfordeling, gir omtrent 48 % norsk andel av verdiskapingen samlet.

Anslagene til Lundin og Kværner for utstyrsleveranser og bulkleveranser til Edvard Grieg stemmer dermed ganske godt overens, og stemmer også ganske godt med Aibels og Statoils anslag for utstyrsleveranser og bulkleveranser til Gudrun. De små forskjellene en her ser kan like lett være forskjeller i aktørenes vurdering av norske andeler, som reelle forskjeller mellom feltene.

For det tredje plattformdekket som er bygget i Norge, Gjøa, har en som følge av skifte av operatørskap fra Statoil til GdF, ikke lykkes i å få noen oppsplitting av utstyr- og bulkleveransene. Tar en derfor gjennomsnittet anslagene på norsk andel av verdiskapingen i utstyrsleveranser og bulkleveranser på Gudrun og Edvard Grieg, og bruker disse generisk for Gjøa, bommer man neppe mye. Norsk andel av verdiskapingen i utstyrsleveranser til Gjøa settes dermed generisk til 54 %, mens en får 24 % for bulk 1 og 75 % norsk andel for bulk 2 leveranser. Dette legges så inn i beregningene i kapittel 3.

Norsk verdiskaping i utstyrs- og bulkleveranser ved dekk bygget i Korea, - Valemon og Aasta Hansteen

Dekket til Valemon er en forholdsvis liten konstruksjon, med enklere prosessutstyr enn de andre dekkene i undersøkelsen. Dekket ble bygget ved Samsung Heavy Industries i Korea i perioden 2011–2014. Innkjøp av utstyr og bulk er i hovedsak gjort av

Samsung, etter en konkurranse mellom leverandører som var nominert av Statoil. En gjennomgang av leverandørregisteret ga resultater som vist i tabell 2,4.

Tabell 2.4 Norsk andel av verdiskapingen i utstyrspakker til Valemon

Valemon Type pakke	Antall pakker	Verdifordeling %	Norsk andel iflg. Statoil
Utstyrspakker	59	56 %	56 %
Bulk 1, Tagged bulk; Ventiler, instrumenter mv	30	21 %	24 %
Bulk 2, stål, bygningsartikler	29	23 %	57 %
Sum utstyrspakker	118	100 %	

En ser av tabell 2.4 at en her har hatt en oppsplitting på 118 pakker eller kontrakter, fordelt med 59 utstyrspakker og 30 bulk 1 leveranser og 29 bulk 2 leveranser. Utstyrspakkene utgjør her 56 % av verdien, mens resten fordeler seg forholdsvis jevnt mellom bulk 1 og bulk 2.

Når det gjelder norsk andel av verdiskapingen, ser en av tabell 2.4 at Statoils beregning viser en norsk andel på 56 % for utstyr, 24 % for bulk 1, ventiler, måleinstrumenter mv. og 57 % for bulk 2 leveranser. Dette er imidlertid trolig ikke alle bulk 2 leveransene til dekket. Mange bygningsartikler ble kjøpt inn lokalt av Samsung uten at dette er spesifisert i budsjettallene, trolig uten noen norsk andel av verdiskapingen. Beregningen av norsk andel av verdiskapingen for bulk 2 på Valemon kan derfor være noe for høy.

Aasta Hansteen er for tiden under bygging ved Hyundai Heavy Industries i Korea, med ventet ferdigstilling i 2017. Dekket skal imidlertid være ferdig i 2016, og omtrent alle utstys- og bulkkontraktene er allerede inngått. Også her har Statoil på mange områder nominert aktuelle leverandører, og latt Hyundai gjennomføre en konkurranse mellom disse. En gjennomgang av leverandørregisteret gir her resultater som vist i tabell 2.5.

Tabell 2.5 Norsk andel av verdiskapingen i utstyrspakker til Aasta Hansteen

Aasta Hansteen Type pakke	Antall pakker	Verdifordeling %	Norsk andel iflg. Statoil
Utstyrspakker	36	62 %	39 %
Bulk 1, Tagged bulk; Ventiler, instrumenter mv	31	15 %	19 %
Bulk 2, stål, bygningsartikler mv.	41	23 %	35 %
Sum utstyrspakker	108	100 %	

En ser her at leveransene er delt inn i 108 utstyrspakker eller kontrakter, hvorav mange samlepakker. 36 av disse er utstyrspakker, mens 31 er bulk 1 leveranser og 41 er bulk 2 leveranser. En ser videre at 62 % av verdien ligger i utstysleveransene, mens resten fordeler seg med 15 % på bulk 1 og 23 % på bulk 2.

Når det gjelder norsk andel av verdiskapingen har Statoil etter gjennomgang av leverandørregisteret kommet fram til en norsk andel av verdiskapingen i utstysleveransene på 39 %, en betydelig lavere norsk verdiskapingsandel enn for Valemon ovenfor. For bulk 1 har en funnet en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 19 %, også det litt lavere enn for Valemon. Det samme gjelder beregnet norsk andel av verdiskapingen i bulk 2 leveransene som for Aasta Hansteen er beregnet til 35 %.

Beregnet norsk andel av verdiskapingen i utstyrspakker og bulkleveranser til Aasta Hansteen ligger i det hele tatt vesentlig lavere enn for Valemon. Årsaken til dette er trolig at Aasta Hansteen har et stort og tungt gassprosesseringsanlegg der svært mange store og kostbare komponenter som generatorer, pumper og kompressorer mv. blir innkjøpt direkte i forskjellige europeiske land, særlig Italia, uten noen norsk andel av verdiskapingen av betydning. Videre kan noe av årsaken være at plattformen er en

SPAR plattform av technip–design, med lite norsk prosjektering. Utstyrsleveransene kan dermed være designet på en måte som ikke tilgodeser norske leverandører. Det er imidlertid også her i all hovedsak europeiske leverandører som har fått kontraktene. Svært få utstyrs- og bulk 1 leveranser kommer fra Korea, men det er trolig en del bygningsartikler som er kjøpt inn lokalt.

For bygging i Korea, har en også en oppsplitting av utstyrs- og bulkleveransene til Skarv. Skarv ble bygget av Samsung Heavy Industries i Korea i perioden 2007–2010. Skarv er imidlertid en skipsformet FPSO, og dekket er ikke helt sammenliknbart med plattformdekkene. BP kjøpte selv inn en god del utstyr og bulk gjennom sitt internasjonale leverandørnett, og leverte dette til Samsung som eierstyrte leveranser (Company Provided Items). BPs gjennomgang av leverandørregisteret for Skarv viser en norsk andel av verdiskapingen for eierstyrte innkjøp, her utstyr, bulk 1 og bulk 2 samlet, på 25 %. En tilsvarende gjennomgang utført av Agenda med samme kriterier som for de andre feltene, viser omtrent det samme, 24 %, og dette er benyttet i kapittel 3.

Norsk andel av verdiskapingen i utstyrs- og bulkleveranser til Skarv er altså vesentlig lavere enn for de øvrige dekkene som er bygget i Korea, rundt det halve eller så av Valemon og to tredjedeler av Aasta Hansteen. En nærmere gransking av leverandørregisteret viser at dette på samme måte som for Aasta Hansteen, i stor grad skyldes selve prosessanlegget, der store kontrakter på tungt prosessutstyr har gått til tysk og fransk industri, en del også til England og Italia. De vanlige norske leverandørene er inne her også, men på mindre kontrakter. Felles for alle leveransene er imidlertid også her at de kommer fra Europa. Det er ingen slike leveranser fra Korea.

Når det gjelder Goliat, så har man ikke tilgang til noen oppsplitting av innkjøp av utstyr og bulk. Innkjøpene er her gjort av Hyundai Heavy Industries etter føringer fra ENI på utstyrsleveranser, og underlagt NORSOK standard. ENI har anslått norsk andel av verdiskapingene i utstyrsleveransene til 67 %. Her har de imidlertid tillagt alle norske kontrakter 100 % norsk verdiskaping, så dette anslaget er helt klart for høyt. En har derfor i beregningene i kapittel 3 valgt å bruke en generisk norsk andel av verdiskapingen i utstyrsleveransene til Goliat på 48 %, lik gjennomsnittet av norsk verdiskaping i utstyrsleveransene til Valemon og Aasta Hansteen.

For bulk og reservedeler, er innkjøpene gjort av Hyundai, og norsk verdiskaping er bare beregnet til 11 %, i hovedsak reservedeler. For bulkleveransene har ENI bare vurdert norsk andel av verdiskapingen til 5 %. Det aller meste av verdiskapingen i bulkleveransene har altså her gått til utlandet. Om bulkmateriellet er innkjøp i Europa eller i Korea, har en ikke kjennskap til, trolig er det begge deler. Det er imidlertid liten grunn til å tvile på at anslaget for norsk andel av verdiskapingen er forholdsvis riktig.

2.2.6 Er det noen forskjell mellom utbygging i Norge og i Korea?

Et interessant spørsmål er om en ut fra denne gjennomgangen kan se noen systematisk forskjell i norsk andel av verdiskapingen i utstyrs- og bulkleveransene mellom dekkutbygginger foretatt i Norge og i Korea.

Det en her finner er at når det gjelder utstyrsleveranser, så varierer dette veldig mellom utbyggingsprosjektene i Korea. For Valemon, som er en tradisjonell dekkutbygging med norsk prosjektering og design, og mye leverandørstyrte utstyrsleveranser, er forskjellen svært liten. Norsk andel av verdiskapingen i utstyrsleveransene til Valemon er som vist ovenfor anslått til 56 %, omtrent akkurat det samme som for Gudrun (56 %) og Edvard Grieg (57 %) som er bygget i Norge. Det behøver altså ikke være noen forskjell på om utbyggingen skjer i Korea eller i Norge.

For de tre andre utbyggingsprosjektene i Korea er imidlertid norsk andel av verdiskapingen i utstyrsleveransene til dels mye lavere. Aasta Hansteen har som vist ovenfor en anslått norsk andel av verdiskapingen i utstyrsleveransene på 39 %, Skarv har for utstyr og bulk samlet bare 23 % og Goliat vet en ikke helt, men antar rundt 48 % for utstyrsleveranser og 32 % for utstyr og bulk samlet.

For disse tre utbyggingsprosjektene i Korea er altså norsk andel av verdiskapingen i utstyrsleveransene til dels mye lavere enn ved bygging i Norge. Dette kan imidlertid skyldes forskjeller i selve utbyggingskonseptet. Det er i alle fall foreløpig, ikke koreanske utstyrsleveranser som gjør forskjellen. Alle utstyrsleveransene til disse fire dekksutbyggingene kommer omtrent uten unntak fra Europa.

Når det gjelder bulkleveranser, så ser en for bulk 1, altså ventiler, måleutstyr mv. på Valemon, at forskjellene mellom bygging i Norge og i Korea er svært små, så lenge det er norske selskaper som nominerer aktuelle leverandører. Dette er imidlertid et helt sentralt punkt. Resultatene for Goliat viser tydelig at bulkinnkjøp foretatt av et koreansk verft uten føringer fra eier ikke akkurat favoriserer norsk næringsliv.

For bulk 2, stål, bygningsartikler mv., så finner en selv for Valemon at norsk andel av verdiskapingen er lavere (57 %) enn ved bygging i Norge der en gjerne har rundt 75 % norsk verdiskaping. Trolig skyldes dette at de spesifiserte bulkleveranser bare utgjør en del av de totale leveransene av bygningsartikler, og at de resterende ved bygging i Norge har en svært høy norsk andel av verdiskapingen, mens disse bygningsartiklene ved bygging i Østen omtrent ikke har noen norsk andel av verdiskapingen i det hele tatt. Det ser en tydelig for Goliat, der Hyundai har kjøpt inn bulk 2 uten noen føringer fra eier, og der norsk andel av verdiskapingen bare er anslått til 5 %.

2.2.7 Har det skjedd noen endring over tid?

Et annet spørsmål oppdragsgiver har meldt interesse i, er om en ut fra analysen av disse sju utbyggingsprosjektene kan spore noen endring i norsk andel av verdiskapingen i utstyrs- og bulkleveranser over tid, og særlig om denne ser ut til å gå ned. Å gi et godt svar på dette er ikke helt enkelt, fordi en av hensyn til datatilgangen har et alt for kort tidsintervall på disse utbyggingene.

Når det gjelder dekksutbygginger i Norge, så er Gjøa bygget ut i perioden 2007 – 2010, men her har det på grunn av operatørskifte ikke vært praktisk mulig å hente ut spesifiserte tall for utstyrs- og bulkleveranser. En må dermed forholde seg til Gudrun som stod ferdig i 2014 og Edvard Grieg som blir ferdig i 2015. Dette gir ikke noe tidsintervall av betydning mellom disse to dekksutbyggingene, og det er heller ikke noe med resultatene som skulle tyde på noen endringer i norsk verdiskaping.

Når det gjelder utbygginger i Korea, så er Skarv FPSO bygget i perioden 2008–2010. Skarv FPSO er et skip, og har derfor en svært kostbar dreieskive (turret). Videre har Skarv et stort gassprosessanlegg med mye mekanisk utstyr, som gassturbiner og gasskompressorer. Aker utførte innkjøp av rundt 100 utstyr- og bulkpakker i henhold til NORSOK standard, som BP leverte ut til byggeplassen i Korea (Company Provided Items). Bulk 2 ble til dels også levert av Samsung som del av byggekontrakten. Ingenting med resultatene for Skarv tyder imidlertid på at norsk andel av verdiskapingen i disse leveransene var høyere for noen år siden enn de er i dag. Snarere tvert i mot.

Med hensyn til Goliat, så har en ingen oppsplitting av utstyrs- og bulkleveransene og dermed heller ikke noe grunnlag for å foreta en vurdering.

Vil en sammenlikne utvikling i norsk andel av verdiskapingen over tid for utbygginger i Korea, står en dermed igjen med Valemon og Aasta Hansteen. Utstyrs- og

bulkinnkjøpene til Valemon ble trolig i hovedsak gjort i 2011 og 2012, mens innkjøpene til Aasta Hansteen trolig i hovedsak ble gjort i 2014. En har altså bare et par års tidsforskjell, og det er litt lite. Med hensyn til resultatene er det imidlertid betydelig forskjell. Beregnet norsk andel i verdiskapingen til utstys- og bulkleveranser på Valemon er vesentlig høyere enn for Aasta Hansteen. Trolig skyldes imidlertid dette mer forskjeller i utbyggingskonsept og prosessutstyr, enn endringer over tid, men dette er det vanskelig å si noe sikkert om.

Skal en få en skikkelig vurdering av endringer i norsk andel av verdiskapingen i utstys- og bulkleveranser over tid, må en ha et lengre tidsperspektiv. Ved å gjenta undersøkelsen med nye dekksutbygginger om en tre-fire år og med samme metodikk, bør dette være mulig å få til. I mellomtiden kan en se på resultater fra tidligere etterprøvinger. Dette framgår av kapittel 4 nedenfor.

2.2.8 Norsk internasjonal konkurransekraft på utstyrspakker og bulkleveranser framover

Selv om en ikke ut fra datamaterialet i denne undersøkelsen kan se noe entydig bilde på utviklingen av norsk internasjonal konkurransekraft på utstyrspakker og bulkleveranser over tid, mangler det ikke på synspunkter på hvordan dette ventes å bli i årene framover. Både oljeselskapene, Norsk Industri, de store norske offshoreverftene og utstysprodusentene selv har sterke meninger her.

Et klart synspunkt som de fleste aktørene synes å være enige om, er at en rekke norske utstysprodusenter og bulkprodusenter, må følge med oppdragene ut, og etablere egen produksjon nær markedet i Korea. Særlig gjelder dette tidskritiske produkter som trykktanker, pumper, ventiler og måleinstrumenter mv. Frakt til Korea tar 6 – 8 uker, og selv om fraktkostnadene ikke er all verden, blir det tungvint for produsenter i Østen å vente på slike utstysleveranser. Enkelte norske utstysleverandører har allerede etablert seg i Korea, og flere vil trolig følge etter de nærmeste årene framover. Særlig gjelder dette utstysleverandører som også satser på leveranser til utbygginger på andre lands sokler, et marked som de siste årene har vært i stor vekst. Teknologiutvikling og kjernekompetanse hos disse blir fortsatt i Norge, men deler av produksjonen må altså flyttes nærmere markedet.

Et viktig forhold her som flere påpeker, er imidlertid at dersom utstysprodusentenes kjernekompetanse og teknologiutvikling skal fortsette å være i Norge, må man også fortsatt ha et operativt norsk produksjonsapparat for plattformdekk. Utstysprodusentene må ha krevende og kostnadsbevisste industrielle miljøer i Norge å spille på for å utvikle seg videre og beholde sitt teknologiske forsprang og sin internasjonale konkurransekraft.

Liknende vurderinger gjelder også for bulk 2 leverandører som har lett for å bli kopiert av koreanske bedrifter om de ikke er etablert i Korea. Ved plattformdekkproduksjon i Norge, har norske bulk 2 produsenter fortrinn i kraft av sin lokalisering. Ved bygging av dekk i Korea er det omvendt. Skal norsk leverandører være konkurransedyktige her, og skal de satse på eksport til andre lands sokler, må de trolig etter hvert etablere et produksjonsapparat i Korea.

Et annet viktig forhold med hensyn til leveranser av utstyr og bulk til dekksutbygginger i Østen, er hvem som foretar innkjøpene. Så lenge norske oljeselskaper nominerer aktuelle leverandører eller foretar innkjøpene selv, eller tunge norske industrimiljøer gjør dette på vegne av oljeselskapene, har norske utstys- og bulkleverandører klare fortrinn, og kan sette opp attraktive leveransepakker som også tar hensyn til driftssikkerhet i Norge. Dersom de koreanske verftene i større grad foretar innkjøpene selv, forsvinner mye av dette fortrinnet. Fortsatt kan det hende at koreanerne har

behov for gjennomprøvde tekniske løsninger i utstyrsleveranser og derfor velger kjente norske leverandører. Norsk eksport til Korea har faktisk økt betydelig de senere år. Men for bulkleveranser, og særlig bygningsartikler, vil de koreanske verftene vanligvis velge lokale leverandører som de kjenner fra før og som har større nærhet til dem selv.

2.2.9 Hvor sikre er resultatene ovenfor?

Hensikten med denne studien er å forsøke å beregne norsk andel av verdiskapingen i sju utbyggingsprosjekter totalt sett. Som ledd i dette har en ovenfor gått litt dypere inn i utstyrsleveranser og bulkleveranser. Anslagene over norsk verdiskaping i disse leveransene er imidlertid i all hovedsak gjort i samarbeid med oljeselskapene og de store produsentene av plattformdekk. En har bare i liten grad spurt utstyrs- produsentene selv. Videre har en bare delvis hatt gode data å forholde seg til. Anslagene ovenfor inneholder dermed betydelig usikkerhet, og en har ikke helt klart å finne årsaken til observerte forskjeller. Skal en komme nærmere et riktig svar, må en trolig sette i gang en spesialstudie av dette, der en i mye større grad spør utstyrs- og bulkprodusentene selv. Det kunne imidlertid vært en svært interessant studie.

2.3 Norsk verdiskaping i undervannsutbygginger

2.3.1 Datagrunnlag

For å undersøke norsk andel av verdiskapingen i undervannsarbeider, har en bedt oljeselskapene om leverandører og kontraktsverdier for undervannsoperasjoner på deres utbyggingsprosjekter, og oljeselskapets beste anslag på norsk andel av verdiskapingen i hver kontrakt. En har videre snakket med Subsea7, Technip, FMC og Aker Subsea, for å få deres vurdering av norsk verdiskaping i ulike typer undervannsoperasjoner. En har også spurt disse markedsaktørene om strukturen i deres leveranser og deres vurdering av markedet. Videre har en avslutningsvis hatt en Workshop med innkjøpere i Statoil for å strukturere og utdype resultatene.

2.3.2 Et internasjonalt marked med sterke norske tradisjoner

Norsk kontinentalsokkel er ifølge de store undervannsentreprenørene et av de største subsea markedene i verden, kanskje det aller største. Markedet domineres i dag av store internasjonale selskaper som har blitt til gjennom en lang rekke oppkjøp og fusjoner. Flere av disse selskapene har sterke norske tilknytninger. Et eksempel på dette er Subsea7 som for få år siden fusjonerte med Acergy som var eiet av Stolt Nilsen gruppen. Subsea7 er notert på Oslo Børs, og har fortsatt sterke norske eierinteresser. Et annet eksempel er EMAS AMC som kjøpte Aker Marine Contractors. Her er det også norske eierinteresser. Dessuten har man sterke norske interesser i produksjon av undervannsproduksjonssystemer, FMC og Aker Subsea har stor produksjon i Norge og er verdensledende på feltet, og norske eiere er sterkt inne i Aker Subsea.

Undervannsmarkedet kan deles i ulike segmenter, hver med sine sentrale aktører. En grov oversikt over markedet er vist i figur 2.6.

Tabell 2.6 Markedet for undervannsinstallasjoner

Markedssegment	Sentrale aktører
Undervannsentreprenører (SURF)	Subsea7, Technip, EMAS AMC, Deep Ocean, Ocean Installer
Utstyrsleverandører	Technip, National Oilwell Varco, Sumitomo, Tenaris
Undervannsproduksjonssystemer (SPS)	FMC, Aker Subsea, GE, OneSubsea
Eksportørlegging	ALLSEAS, Saipem, Van Oord, Boskalis
Kraftkabler, produksjon og legging	ABB, Van Oord, Boskalis

Undervannsentreprenør-segmentet, også kalt SURF-markedet (Subsea Umbilicals, Risers & Flowlines) dreier seg om dykkertjenester og ROV installasjon (ROV – Remote Operated Vessel) av undervannsanlegg som bunnrammer, feltspesifikke rør, stigerør mv. Videre drives vedlikehold av slike installasjoner i driftsfasen. Markedet domineres i Norge ifølge oljeselskapene av Subsea7 med rundt 40 % og Technip med rundt 30 % av markedet. Andre aktører er EMAS AMC, Deep Ocean og Ocean Installer hver med nær 10 % markedsandel. I tillegg finnes det mange små aktører med hver sin spesialitet. Disse er ofte eiet av en av de store aktørene, og inngår i deres markedsandel.

Subsea7 har rundt 800 ansatte i Norge og driver mer enn 40 båter av ulik type over hele verden, i hovedsak egne båter men også noen innleide. Noen av disse er fast i arbeid på norsk sokkel, er registrert i NOR-registeret og har norsk mannskap. Andre båter er registrert i utlandet. Technip har også rundt 800 ansatte i Norge, og nær 30 egne båter i drift over hele verden, pluss mange innleide. Ingen av Technips båter er imidlertid norskregistrerte. De øvrige selskapene har også ansatte i Norge, særlig EMAS AMC.

Utstyrsmarkedet har en lang rekke aktører. Technip er store også her, med produksjon av styringskabler, fleksible rør, ventilsystemer mv. rundt i Europa. I Norge har Technip en egen spolebase for sveising av faste rør for legging på rull i Orkanger. Subsea7 har en liknende base på Vigra, og EMAS en tilsvarende base i Gulen. Andre store utstyrsleverandører er National Oilwell Varco i Danmark som produserer stigerør mv., og store rørprodusenter som Sumitomo og Tenaris. Det finnes også norske aktører. Aker Subsea og Nexans produserer for eksempel styringskabler og kraftkabler, og det sveises altså faste rør flere steder i Norge.

Undervannsproduksjonssystem-markedet i Norge domineres av FMC med rundt 45 %, Aker Subsea med rundt 35 % og GE, tidligere Vetco med rundt 20 %. Den fjerde store internasjonale aktøren er OneSubsea, som foreløpig ikke har noen særlig aktivitet på norsk sokkel, men ønsker å etablere seg. Både FMC og Aker Subsea har store organisasjoner og betydelig delproduksjon i Norge.

Eksportørlegging domineres for tiden av det internasjonale selskapet ALLSEAS som har de fleste prosjektene der det legges rør med stor diameter. Saipem var tidligere også en stor aktør på dette markedet, og kommer sikkert tilbake. For mindre rør er også undervannsentreprenørene inne. Ellers har man her spesialiserte bedrifter som Van Oord og Boskalis som driver steindumping til understøtting av rør og kabler. Ingen norske bedrifter deltar på rørleggingsmarkedet.

Kraftkabler har de senere år blitt et nytt markedssegment. Markedet domineres for tiden av ABB, som produserer sine kabler i Sverige (Karlskrona) og har egne leggefartøyer. Store kraftkabler til offshorevirksomheten kan imidlertid også produseres hos Nexans i Halden, selv om de vanligvis bare leverer undervannskabler med mindre kapasitet.

2.3.3 Norsk andel av verdiskapingen i ulike markedssegmenter

En sammenstilling av beregnede norske andeler av verdiskapingen i ulike markedssegmenter av en undervannsutbygging, basert på opplysninger fra oljeselskaper og leverandørbedrifter, er vist i tabell 2.7. Det understrekes at beregningene er avhengig av leverandørbedrift og inneholder betydelig usikkerhet.

Undervannsinstallasjonsarbeider

Oppdragene starter gjerne med en forprosjekteringskontrakt der flere undervannsentreprenører konkurrerer om oppdraget gjennom sine løsningsforslag. Vanligvis vil

dette arbeidet skje i selskapenes norske avdelinger, med 100 % norsk andel av verdiskapingen.

Tabell 2.7 Anslått norsk andel av verdiskapingen i ulike markedssegmenter

Markedssegment	Norsk andel	Kommentar
Undervannsinstallasjonsarbeider (SURF)		
Pre-engineering	100 %	Ren norsk leveranse
Installasjonsarbeider	40 % - 70 %	Avhengig av bruk av norske skip og mannskaper
Utstysleveranser		
Styringskabler	10 % - 40 %	Avhengig av hvor de produseres
Fleksible rør	5 %	Dokumentasjon. Ingen norsk leverandører
Faste feltinterne rør	30 %	Dokumentasjon og norsk prefabrikasjon
Stigerør	5 %	Dokumentasjon. Ingen norske leverandører
Undervannsproduksjonssystemer (SPS)		
Leverandører med produksjon i Norge	60 %	FMC og Aker Subsea
Leverandører uten produksjon i Norge	30 %	Dokumentasjon, prosjektledelse og engineering
Eksportørledninger, produksjon og legging		
Prefabrikerte rørledninger	30 %	Dokumentasjon og norsk prefabrikasjon
Offshorefabrikerte rørledninger	5 %	Dokumentasjon
Kraftkabler, produksjon og legging	20% - 40%	Avhengig av hvor de produseres

Norsk andel av verdiskapingen i selve installasjonskontrakten vil være svært avhengig av valg av leverandør. Subsea7 benytter som følge av sin Acergy-tilknytning mange norskregistrerte (NOR-registeret) båter med norsk mannskap. Det samme gjør i noen grad EMAS AMC og noen mindre selskaper, mens den andre store markedsaktøren Technip, har alle sine båter registrert i Aberdeen, uten norsk mannskap av betydning, men ofte med norske operatører om bord.

Norsk andel av verdiskapingen vil derfor variere. Technip antyder rundt 40 % norsk andel til engineering, dokumentasjon, logistikk og norsk deltakelse i installasjonsarbeidene. Subsea7 angir på sin side opp mot 70 % norsk andel av verdiskapingen på sine installasjonsprosjekter. Andre aktører vil trolig ligge et sted i mellom.

Ofte vil imidlertid kontraktene også omfatte utstysleveranser med lav norsk verdiskaping. I så fall blir norsk andel av den samlede kontrakten betydelig lavere, kanskje 30 % - 50 %, avhengig av leverandør.

Utstysleveranser

Norsk andel av verdiskapingen i utstysleveranser til undervannsarbeider er avhengig av hvilket utstyr det dreier seg om, og hvor det blir produsert. Generelt gjelder imidlertid at alt utstyr som skal benyttes på norsk kontinentalsokkel må dokumenteres i henhold til NORSOK standard, med fullt ansvar for kontraktøren for at de følger norske krav. Dette alene medfører at et nedre gulv for norsk andel av verdiskapingen i utstyr brukt på norsk sokkel ligger i størrelsesorden 5 %.

En høyere andel norsk verdiskaping krever at utstyret faktisk produseres i Norge. Styringskabler er et slikt eksempel. Aker Subsea produserer slike kabler i Moss, med en stor markedsandel, men med mye importerte komponenter, og derfor bare en norsk andel av verdiskapingen på rundt 40 %. Nexans i Halden gjorde det samme tidligere med en liknende norsk andel, men produserer nå mest fiberoptiske kabler til telekommunikasjon mv. Parker i Tønsberg produserte også tidligere styringskabler, men har nylig sluttet med dette. Her finnes det imidlertid også utenlandske konkurrenter, for eksempel Technips som produserer styringskabler i Newcastle.

Fleksible rør og stigerør produseres ikke i Norge, og må derfor importeres med en typisk norsk andel av verdiskapingen på rundt 5 % til dokumentasjon, ansvar mv.

Faste, feltinterne rør importeres, men påføres gjerne korrosjonsbeskyttelse ved et spesialverksted i Orkanger (Bredero Shaw), før de sveises sammen til flere kilometer lange ledninger på selskapets spolebase i Norge. Deretter spoles rørledningen opp på spesialskip for legging på havbunnen. Rørledninger opp til 18 tommer kan i dag produseres på denne måten, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på rundt 30 %.

Undervannsproduksjonssystemer (SPS)

Dette er som nevnt ovenfor et marked med sterke aktører og en betydelig produksjon i Norge. Aker Subsea er norskeiet, med norsk prosjektledelse og prosjektering. Selskapet produserer bunnrammer i Egersund, og juletrær og måleinstrumenter på Tranby. Brønnhoder og styringssystemer produseres i Skottland. Selskapet har stor eksport til andre lands sokler. Norsk andel av verdiskapingen i en typisk kontrakt på norsk sokkel oppgis til litt i overkant av 60 %.

FMC er amerikansk eiet, men har sitt europeiske hovedkontor og største produksjonsanlegg på Kongsberg. FMCs bunnrammer produseres i Tønsberg og Langesund, mens styringssystemene produseres på Kongsberg, der også prosjektledelse og prosjektering ligger. Juletrær og brønnhoder produseres i Skottland. FMC er verdens største SPS leverandør, og eksporterer sine systemer over hele verden. Ved prosjekter på norsk sokkel oppgis norsk andel av verdiskapingen til rundt 60 %, kanskje litt i underkant.

GE, tidligere Vetco er den tredje store markedsaktøren på norsk sokkel. Selskapet har prosjektledelse og prosjektering i Norge, men ikke utstysproduksjon av betydning. Norsk andel av verdiskapingen blir likevel rundt 30 % for prosjekter på norsk sokkel.

Det samme vil trolig også gjelde den fjerde store internasjonale aktøren i markedet OneSubsea, som er en sammenslutning av Cameron og Slumberger. Selskapet har kontor i Norge, og ønsker å etablere seg på norsk kontinentalsokkel, men har foreløpig bare hatt mindre oppdrag, og er ikke en aktør av betydning på de utbyggingsprosjektene denne studien omfatter.

Eksportørledninger

Eksportørledninger er felteksterne rør som frakter olje eller gass til andre felt eller rørsystemer, eller til landterminalanlegg. Selve stålrørene er som nevnt ovenfor produsert i utlandet, ofte i Japan. For produksjon og legging av rørledninger er det to metoder. Rørdimensjoner opp til 18 tommer kan som beskrevet ovenfor sveises sammen på en base på land, og spoles opp på store ruller på et spesialskip for utlegging på havbunnen. Norsk andel av verdiskapingen ved en slik produksjonsmetode er rundt 30 %, dersom en norsk spolebase benyttes.

For større rørdimensjoner sveises rørene samme om bord i et stort produksjonsskip, som også fungerer som leggefartøy. Ingen slike skip er norskregistrerte, og rørene er vanligvis ikke innom Norge engang, men korrosjonsbeskyttes i utlandet. Norsk andel av verdiskapingen ved slike prosjekter på norsk sokkel er lav, trolig rundt 5 % i form av dokumentasjon. Men dersom prosjektledelse og prosjektering også inngår i tallene kommer andelen opp mot 15–20 %.

Kraffkabler

Kraffkabler fra land ut til petroleumfelt på norsk sokkel er et forholdsvis nytt marked i stor ekspansjon. Nexans i Halden har tidligere produsert slike kabler med oppgitt norsk andel av verdiskapingen på rundt 40 %. Den store markedsaktøren om dagen er imidlertid ABB som produserer sine kabler i Sverige, men har prosjektledelse,

prosjektering mv. i Norge. Norsk andel av verdiskapingen for ABBs kraftkabler anslås til rundt 20 %.

Vurderingene av norsk verdiskapingsandel ovenfor inneholder betydelig usikkerhet, men gir likevel klare indikasjoner på nivået på norsk verdiskapingsandel i ulike delmarkeder og hos ulike markedsaktører. Med kjennskap til leverandørstrukturen og kontraktene i undervannsoperasjoner i de sju prosjektene i denne studien, kan en bruke kunnskapen ovenfor til å finne gode anslag for norsk verdiskaping i undervannsoperasjoner i alle de sju utbyggingsprosjektene. Resultatene av dette framgår av gjennomgangen av hvert utbyggingsprosjekt i kapittel 3 nedenfor.

2.3.4 Forventede endringer i undervannsmarkedet over tid

Markedet for undervannstjenester har de senere år vært gjennom en betydelig konsolidering, der de store aktørene, Technip og Subsea7 har vokst ytterligere i markedsandeler gjennom oppkjøp av mindre selskaper. Denne prosessen vil trolig bare fortsette, men også andre aktører som EMAS AMC og kanskje også Saipem vil ha liknende ambisjoner, så det er flere selskaper som ønsker å vokse.

Det norske markedet for undervannsinstallasjoner er for tiden inne i en nedgangsperiode svak prisutvikling og få større oppdrag i utsikt de nærmeste årene framover. Flere selskaper nedbemanner derfor sin stab i Norge. Riktignok skal oljeselskapene de nærmeste årene framover bygge ut Johan Sverdrup feltet og andre felt på Utsirahøgda, men disse feltene er på forholdsvis grunt vann, og vil stort sett ha plattformkompletterte brønner, så utbyggingen representerer ikke noe stort marked for undervannsentreprenørene. Da har man større forhåpninger til utbygging av Johan Castberg, og en rekke mindre felt som planlegges bygget ut med bunnrammer, knyttet opp mot eksisterende plattformer i nærheten.

Oljeselskapene foretrekker for tiden EPCI-kontrakter, der en undervannsentreprenør får oppgaven med å levere full pakke med produksjon og/eller innkjøp av rør og utstyr og installasjon av dette på feltet. Valg av entreprenør er i følge oljeselskapene avhengig av pris og tilgjengelighet. Langsiktige kontrakter gir undervannsentreprenørene bedre sikkerhet, men vanligvis til en lavere pris

Når det gjelder SPS-produsenter som Aker Subsea og FMC, så merker de også et fallende nasjonalt marked, men disse produsentene har så stor suksess på eksport til andre land, at dette trolig kompenserer for nedgangen. Begge selskapene oppgir at de satser på fortsatt å ha sin kjernekompetanse og sine utviklingsavdelinger i Norge, selv om de kanskje etter hvert setter opp nye produksjonsapparater i utlandet for å komme nærmere nye markeder.

2.4 Norsk verdiskaping i borevirksomhet

2.4.1 Et norsk marked med internasjonale aktører

Norske myndigheter stiller strenge krav til sikkerhet for borerigger som ønsker å operere på norsk kontinentalsokkel. Det kreves norsk boremannskap, strenge sikkerhetsrutiner og avansert sikkerhetsutstyr. Kravene er betydelig strengere enn de er for eksempel på britisk sokkel, og det er kostbart å flytte en rigg til norsk sokkel fra et annet lands sokkel. Det skjer derfor bare få slike overganger i løpet av et år, og en har langt på vei et eget norsk marked for boreriggjenester.

Ifølge en oversikt fra Offshore.no var det i slutten av august 2014 tilsammen 38 bore-rigger i drift på norsk kontinentalsokkel. 21 av disse var flytende rigger (SEMI), 17 var oppjekkable, bunnfaste rigger (Jack-up) og en var et boreskip. Riggene ble eiet av til

sammen 13 riggselskaper. De største aktørene var Seadrill med 7 rigger, Mærsk Drilling med 7 og Transocean med 6 rigger i drift. Resten fordelte seg på ti øvrige aktører, med 1–3 rigger hver.

De største eierselskapene til boreriggene på norsk kontinentalsokkel er i dag internasjonale selskaper med rigger i drift over hele verden. Seadrill og Transocean er to av verdens største riggselskaper, og har blitt til gjennom en lang rekke fusjoner og oppkjøp, der også norsk aktører har spilt en betydelig rolle. Fortsatt er det sterke norske eierinteresser både i disse selskapene og i mange andre riggselskaper som opererer på norsk kontinentalsokkel.

Felles for alle rigger som opererer på norsk kontinentalsokkel er imidlertid at de fullt lovlig, av skattemessige grunner, er eiet av et utenlandsk selskap og registrert i skipsregisteret i et land med lav eller ingen selskapsskatt, for eksempel på Kypros eller Bermuda. Riggene leies så inn av et norsk driftsselskap til en passende rate slik at det meste av overskuddet havner i utlandet. Det norske driftsselskapet ivaretar drift av riggen, ansetter norsk mannskap, og leier ut borerigg med fullt mannskap videre til oljeselskapene med en mindre fortjeneste.

Den største aktøren på det norske markedet for leie av borerigger, er naturlig nok Statoil, som for tiden har rundt 20 rigger innleid, de fleste på treårs kontrakter. Riggene brukes over hele kontinentalsokkelen, dels til leteboring, dels til avgrensingsboringer og produksjonsboring. Andre oljeselskaper på norsk sokkel leier de øvrige riggene, noen på langtidskontrakter, men også noen for kortere operasjoner.

Som følge av liten utskifting av rigger på norsk kontinentalsokkel, vil dagratene i riggmarkedet være svært avhengig av etterspørselen etter rigger. De siste årene har etterspørselen etter riggkapasitet vært svært høy, og dagratene tilsvarende høye, særlig for korttidsoppdrag. De nærmeste årene framover ser nå etterspørselen ut til å bli betydelig lavere, og dagratene i riggmarkedet vil trolig gå ned.

Siden driftskostnadene for en borerigg langt på vei er faste, vil lavere dagrater for riggen redusere det internasjonale eierselskapets fortjeneste, men ellers ikke i særlig grad påvirke norsk verdiskaping i boreoperasjonen. Den norske verdiskapingsandelen vil imidlertid øke med fallende dagrater for riggen.

2.4.2 Norsk andel av verdiskapingen ved boreoperasjoner

En skal nedenfor se nærmere på norsk verdiskaping i boreoperasjoner og brønn-service. Beregningene er i hovedsak basert på opplysninger fra de berørte oljeselskapene, da både riggselskapene og brønnserviceselskapene har vært tilbakeholdne med å gi opplysninger om disse forhold.

En typisk boreoperasjon er gjerne delt i to hoveddeler, selve boreoperasjonen, og ulike former for brønnserviceoperasjoner for å få brønnen operasjonsklar. Selve boreoperasjonen ivaretas av den innleide boreriggen, mens spesialiserte brønnservice-selskaper ivaretar resten av operasjonen. En oppsplitting av kostnadsfordelingen ved en typisk boreoperasjon er vist i tabell 2.8. I tabellen har en også i samarbeid med oljeselskapene forsøkt å beregne norsk verdiskaping.

En ser av tabell 2.8 at planlegging av et boreprosjekt i gjennomsnitt utgjør rundt 7 % av investeringsbudsjettet for boreoperasjoner. Praksis varierer imidlertid betydelig mellom prosjekter og selskaper med hensyn til hvilke planleggingskostnader som inngår og hvordan disse kostnadene bokføres.

Tabell 2.8 Beregnet norsk verdiskaping i boreoperasjoner høsten 2014

Aktivitet	Investeringsandel	Norsk verdiskaping
Planlegging (av oljeselskapet)	7 %	100 %
Riggleie mob/demob	60 %	44 %
Forbruksvarer (mud, diesel mv)	5 %	74 %
Borerør (conductors/casing/tubing)	10 %	3 %
Annet utstyr	3 %	20 %
Annet arbeid	5 %	75 %
Logistikk (supply, helikopter, catering)	9 %	100 %
Sum boring	100 %	51 %

Riggleie, inkludert mobilisering og demobilisering av riggen, utgjør vanligvis rundt 60 % av borekostnadene. Gjeldene dagrater for leie av en oppjekkbar rigg var høsten 2014 i størrelsesorden 350–400 000 USD pr dag. Av dette utgjorde driftskostnadene (OPEX) for riggen rundt 150 000 USD pr dag, eller 38 % – 43 % av leiekostnadene. Resten (CAPEX) tilfalt det utenlandske eierselskapet til dekning av renter og avskrivninger, reparasjoner og klassifiseringer, og som fortjeneste til eierne.

For en flytende rigg var driftskostnadene (OPEX – Operational Expenditures) høsten 2014 rundt 200 000 USD pr dag, av en total dagrate på 450–500 000 USD. Dette ga en OPEX andel på 40 % – 44 % av leiekostnadene, mens kapitaldelen (CAPEX – Capital Expenditures) utgjorde resten.

Som følge av oljeprisfallet rett før årsskiftet, har etterspørselen etter riggtjenester, og dermed også dagratene for borerigger, falt betydelig. Da driftskostnadene for riggene er nokså faste, vil dette i hovedsak gå ut over CAPEX delen, slik at forholdet mellom OPEX og CAPEX delen av riggleien er under endring våren 2015.

Dette forholdet avhenger også av lengden på kontrakten, og tidspunktet den er inngått på. De store riggselskapene ønsker vanligvis å ha deler av sin riggflåte på langtidskontrakter med oljeselskapene, og aksepterer gjerne en noe lavere dagrate for å få slike kontrakter. Store markedsaktører med omfattende, feltovergripende boreprogrammer, kan utnytte dette til å skaffe seg lavere dagrater, og dermed en noe høyere OPEX andel av kontraktene. Mindre markedsaktører er avhengige av markeds-situasjonen ved kontraktsinngåelsen. Ved stor etterspørsel etter rigger i markedet må disse ofte akseptere høyere dagrater, og får en tilsvarende lavere OPEX andel i sine kontrakter.

Borerigger som opererer på norsk kontinentalsokkel har norsk mannskap og et norsk operatørselskap. Norsk andel av OPEX er derfor svært høy, minst 95 % ifølge oljeselskapene. Når det gjelder CAPEX delen av dagratene, så går det meste til utlandet. Det eneste som blir tilbake i Norge er utgifter til reparasjoner, oppgraderinger og klassifisering av riggene, anslagsvis 10 % av CAPEX ifølge oljeselskapene.

Legger en til grunn en gjennomsnittlig OPEX andel i riggkontrakter fra høsten 2014 på rundt 40 % med 95 % norsk andel av verdiskapingen, og en tilsvarende CAPEX andel på 60 % med 10 % norsk verdiskaping, får man en gjennomsnittlig norsk andel av verdiskapingen til leie av borerigger på 44 % som vist i tabell 2.1, og med en variasjonsbredde på 3–4 prosentpoeng i begge retninger.

Forbruksvarer til borevirksomheten har gjerne en investeringsandel på rundt 5 %, og består av ulike former for borevæsker, særlig boreslam (mud), sement og kompletteringsvæsker og videre diesel mv. til drift av riggoperasjonene. Norsk andel av verdiskapingen i disse leveransene er høy, rundt 74 % ifølge oljeselskapene.

Borerør av forskjellige dimensjoner, også kalt OCTG-rør (Oil Country Tubular Goods), utgjør vanligvis rundt 10 % av borekostnadene. Borerør produseres ikke i Norge, men kjøpes inn fra utlandet og lagres før bruk gjerne på en forsyningsbase. Norsk andel av verdiskapingen er her svært lav, anslagsvis rundt 3 %, for lagring og distribusjon.

Annet utstyr og annet arbeid i en boreoperasjon utgjør henholdsvis rundt 3 % og rundt 5 % av borekostnadene, og består av en rekke mindre arbeider. Norsk andel av verdiskapingen i utstyrsdelen er vanligvis lav, rundt 20 %, mens arbeidet gjøres av norsk personell, med en norsk andel av verdiskapingen på rundt 75 %.

Logistikk i forbindelse med boreoperasjoner består i hovedsak av basetjenester, helikoptertransport, beredskapstjenester og forsyningsbåttjenester. Forsyningsbasen er norsk, og oljeselskapene krever at forsyningsbåter til borevirksomheten skal være norskregistrerte (NOR – registeret) og ha norsk mannskap. Det samme gjelder helikoptertjenesten. Norsk andel av logistiktjenestene blir derfor nær 100 %.

Samlet gir dette en norsk andel av verdiskapingen til en typisk boreoperasjon høsten 2014 på rundt 51 % som vist i tabell 2.1. Den norske verdiskapingsandelen vil variere med dagraten for riggene som vist ovenfor, men også med hva oljeselskapene legger inn i budsjettet av planleggingskostnader, og med hvor stor del logistikk-kostnadene er av totalbudsjettet.

2.4.3 Norsk andel av verdiskapingen ved brønnserviceoperasjoner

En oppsplitting av typiske kostnader ved brønnservedelen av en boreoperasjon er vist i tabell 2.9.

Tabell 2.9 Beregnet norsk verdiskaping ved brønntjenester

Aktivitet	Investeringsandel	Norsk verdiskaping
Planlegging (av oljeselskapet)	7 %	100 %
Brønntjenester	52 %	75 %
Kompletteringsutstyr	18 %	20 %
Annet utstyr	6 %	20 %
Annet arbeid	9 %	75 %
Logistikk (supply, helikopter, catering)	9 %	100 %
Sum brønnservice	100 %	66 %

Planleggingskostnader og logistikk-kostnader er i tabell 2.9 naturlig nok lagt inn med samme andel av investeringsbudsjettet og samme norske andel av verdiskapingen som for boreoperasjoner. Det er jo samme boreprosessen det hele dreier seg om.

Når det gjelder brønntjenester og kompletteringsutstyr så består leverandørmarkedet i Norge av fire store internasjonale brønnserviceselskaper som alle leverer et bredt spekter av utstyr og brønnservicetjenester. Videre har en mange mindre, ofte nasjonale, leverandører som leverer smale, spesialiserte tjenester. Leverandørmarkedet er hele tiden i endring, enten ved at de store kjøper hverandre eller ved at de store kjøper opp småselskaper for å få tilgang til deres teknologi og spesialtjenester.

Den klart største aktøren på leverandørmarkedet, både i Norge og internasjonalt, er Slumberger, fulgt av Halliburton og Baker Huges, og med Weatherford som den siste store i Norge. Leverandørmarkedet er imidlertid som nevnt i endring, og det er nylig meldt av Halliburton kjøper Baker Huges, for å danne en større og sterkere enhet i konkurransen, særlig med Slumberger. De store internasjonale brønnserviceselskapene i Norge blir da redusert til tre, men en vil fortsatt ha mange små aktører.

De tre største aktørene, Slumberger, Halliburton og Baker Hughes har alle store organisasjoner i Norge. Prosjektering av brønnservice foregår i Norge, og norsk personell leies ut for å gjøre jobben. Kompletteringsutstyret kommer imidlertid i all hovedsak ferdig fra utlandet, uten noen bearbeiding i Norge. Den fjerde store aktøren, Weatherford, skiller seg her ut ved også å produsere mye av kompletteringsutstyret i Norge, slik at norsk andel av verdiskapingen i utstyrsleveransene til Weatherford (80 %) er langt høyere enn for de tre andre (10 – 15 %).

Arbeidet ved brønntjenesteleveransene utgjør vel 50 % av totalbudsjettet og operasjonene. Arbeidet foregår med norsk personell, og med en høy norsk andel av verdiskapingen på rundt 75 %. Når det gjelder kompletteringsutstyret, så vil den norske andelen av verdiskapingen variere litt med fordelingen mellom aktører, men et gjennomsnitt på rundt 20 % virker rimelig.

Annet utstyr og annet arbeid ved brønnserviceoperasjoner har en andel av investeringene på henholdsvis 6 % og 9 %, og med samme norske andeler av verdiskapingen som vist under boreoperasjoner ovenfor.

Samlet gir dette en norsk andel av verdiskapingen ved brønntjenester og kompletteringsarbeider på rundt 66 %.

Installasjon av brønnhoder og ventilsystemer (juletrær) er et element som kan være en del av kompletteringsarbeidet. Ved tørre brønnhoder, det vil si brønner som kompletteres på en plattform, vil brønnhoder og ventilsystemer vanligvis inngå som en del av kompletteringsoperasjonene. Ved undervannskomplettete brønner, inngår dette utstyret i undervannsproduksjonssystemet, og behandles som del av undervannsoperasjonene og ikke som en del av borevirksomheten.

Brønnhoder og ventilsystemer til plattformkomplettete brønner produseres i hovedsak i utlandet, men settes ofte sammen i Norge, med en norsk andel av verdiskapingen på 10–20 %. Videre vil installasjonsarbeidet på plattformen være en ren norsk leveranse. Norsk andel av verdiskapingen ved slike kompletteringsarbeider vil derfor være rundt 35 %. Ved plattformkomplettete brønner, senker dette den norske andelen av verdiskapingen ved brønntjenester og kompletteringsarbeid fra 66 % til rundt 61 %.

2.4.4 Samlet norsk verdiskaping ved boreoperasjoner.

Brønnservice og kompletteringsarbeider har ut fra det foreliggende datamaterialet en andel av totalinvesteringene i boring og brønnservice på rundt 35 % for plattformkomplettete brønner og rundt 25 % for undervannskomplettete brønner, der altså brønnhoder og ventilsystemer inngår under undervannsarbeider, og ikke under borevirksomhet. Resten av investeringskostnadene, 65 % – 75 %, kan henføres til selve borevirksomheten.

Med en gjennomsnittlig norsk verdiskapingsandel på 51 % for borevirksomheten og 61 % for plattformkomplettete brønner, gir dette en normal norsk andel av verdiskapingen i boring og brønnservice totalt på vel 54 %.

Ved undervannskomplettete brønner får en tilsvarende en norsk verdiskapingsandel på 51 % for borevirksomheten og 66 % for brønnservice uten brønnhoder og ventilsystemer. Til sammen gir dette også en normal norsk verdiskaping i boring og brønnservice på 54 %.

Med dagens dagratenivå på borerigger, får man dermed en normal norsk andel av verdiskapingen på 54 % for bore- og brønnserviceoperasjoner. Denne legges til grunn i det videre arbeid der en ikke har andre opplysninger. Som en har sett ovenfor, varierer imidlertid norsk andel av verdiskapingen noe med CAPEX/OPEX fordelingen på boreriggleie. Norsk andel kan også variere litt med hva som oljeselskapene legger inn

av planleggingskostnader, for eksempel om petroleumsteknologikostnader inngår, med fordeling av servicepakker mellom oljeserviceselskaper, og med logistikk kostnadenes andel av borekostnadene. Der en i prosjektgjennomgangen i kapittel 3 har tilleggsopplysninger legges derfor disse inn i beregningene. Resultatet blir da at norsk verdiskaping i bore- og brønnservicevirksomhet vil variere litt mellom ulike felt, men da på en forklarbar måte, og ikke med mange prosentpoeng.

2.4.5 Hva skjer med norsk verdiskaping om dagratene for borerigger går ned?

Dagratene for boreriggleie har som nevnt innledningsvis de senere år vært svært høye, som følge av stor etterspørsel etter boreriggjenester. Når etterspørselen nå ventes å gå noe ned framover, vil også trolig dagratene i riggmarkedet langsomt følge etter, etter hvert som langtidskontraktene termineres.

Hva skjer så med norsk andel av verdiskapingen dersom dette skjer? Det som er ganske klart er at norsk verdiskaping i boreprosjekter målt i kroner, bare blir marginalt endret. Operasjonskostnadene for en borerigg er i hovedsak knyttet til personalkostnader, catering og daglig drift, og endrer seg svært lite med endret dagrate for riggen. En redusert dagrate slår dermed i all hovedsak ut på CAPEX delen, og da en heller ikke kan utsette klassifiseringskostnader og reparasjoner på riggen i lengre tid, er det i all hovedsak driftsresultatet for boreriggens eierselskap som endres, mens den norske verdiskapingen målt i kroner er uendret.

Norsk verdiskapingsandel målt i prosent vil derimot endre seg med fallende dagrater for boreriggen. Denne andelen vil gå opp. Legger en til grunn samme forutsetninger som ovenfor med at boreoperasjonene utgjør rundt 70 % av totalkostnadene for boring og brønnservice, og at boreriggleie utgjør ca. 60 % av boreoperasjonskostnadene, finner en raskt at en 20 % reduksjon i dagratene for borerigger, øker norsk verdiskapingsandel i boreoperasjoner med 12 %, og norsk verdiskapingsandel for boring og brønnservice totalt med vel 8 %. Man er da oppe i en norsk verdiskapingsandel på 60 % – 65 %, og er tilbake på det nivået man tidligere har lagt til grunn i samfunnsmessige konsekvensutredninger. Det kan dermed godt hende at disse beregningene var ganske riktige på det tidspunktet de ble utført. Men i mellomtiden har altså dagratene i boreriggmarkedet gått kraftig opp, og norsk andel av verdiskapingen i boring og brønnservice tilsvarende ned, slik at den pr i dag er på rundt 54 %.

3 Norsk verdiskaping i sju utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel

3.1 Datagrunnlag og detaljeringsnivå i analysen

For gjennomføring av denne analysen har Agenda Kaupang AS fått tilgang på et omfattende datamateriale for alle de sju feltene som inngår, både oversiktsdata for utbyggingsprosjektet, og detaljerte data på spesialområder som for eksempel utstyrsleveranser og bulk. Dette har gjort det mulig, i tillegg til gjennomgangen av norsk verdiskaping i hver feltutbygging, også å gjennomføre mer dyptpløyende analyser som de en ser i kapittel 2 ovenfor.

Å vise fram dette datagrunnlaget i en offentlig rapport er imidlertid en utfordring. For felt som er ferdig utbygget, som Skarv og Gjøa, er analysen i all hovedsak basert på regnskapstall, så her er dette ikke noe problem. Verre er det for felt som fortsatt er under utbygging, eller nylig er kommet i produksjon. Her er datagrunnlaget i denne analysen i hovedsak basert på budsjettall fra oljeselskapene pr juni 2014, og disse tallene er verken offentlige eller endelige. Oljeselskapene er derfor svært tilbakeholdne med å gå ut i en offentlig rapport med slike tall.

Som følge av dette har en i denne rapporten valgt i minst mulig grad å bruke kostnadstall i analysen. I stedet vil en fokusere på det som er hovedhensikten med arbeidet, å beregne norsk næringsliv andel av verdiskapingen i de sju utbyggingsprosjektene. Ideelt sett burde en også vist tallgrunnlaget, slik at det er mulig å se hvordan de norske verdiskapingsandelene er beregnet, men det har en altså av konfidensialitetsgrunner ikke kunnet gjøre. En tror likevel at gjennomgangen av feltutbyggingsprosjektene nedenfor gir interessante resultater.

I tabellene nedenfor har en så langt mulig forsøkt å dele opp prosjektkostnadene etter en felles struktur, basert på WBS systemet. Utbyggingskonseptene varierer imidlertid mye, så WBS oppsplittingen er ikke alltid helt lik. Noen forskjeller finnes derfor likevel. Videre har en etter ønske fra oljeselskapene så langt mulig forsøkt å skille ut eksportanlegg for olje og gass, og beskrevet i teksten hvor mye disse påvirker samlet norsk andel av verdiskapingen for utbyggingsprosjektet. Merk at eksportkompressorer ansees som en del av prosessanlegget på plattformene, og ikke inngår i beregningene.

3.2 Analyse av norsk verdiskaping i utbygging av Skarv

3.2.1 Skarvfeltet i Norskehavet

Skarvfeltet er et middelsstort olje og gassfelt ligger i den nordlige delen av Norskehavet, rundt 210 km vest for Sandnessjøen. Feltet er bygget ut i perioden 2008–2012, med oppstart av produksjonen i slutten av desember 2012. Planlagt borevirksomhet fortsatte etter produksjonsstart. Havdypet i området er 350–450 meter. Utvinnbare reserver i de to feltene er beregnet til rundt 14 mill Sm³ olje, 5,4 mill tonn NGL og rundt 45 mrd Sm³ gass. Produksjonsperioden for Skarv er beregnet til 13 år, med muligheter for forlengelse gjennom økt utvinningsgrad eller innfasing av andre strukturer i området.

Rettighetshavere i Skarv er BP Norge AS med nær 24 %, E.ON.Ruhrigas Norge AS med vel 28 %, PGNIG Norway AS med nær 12 % og Statoil Petroleum AS med vel 36 %. Utbygger og operatør for feltet er BP Norge.

3.2.2 Utbyggingsløsning for Skarv

Skarv er bygget ut med 5 bunnrammer med undervannskomplettete brønner, tilknyttet et produksjonsskip (FPSO) som ligger fast forankret ute på feltet, gjennom feltinterne rør. Et bilde av produksjonsskipet er vist i figur 2.1. Produksjonsskipet på Skarv har boligkvarter og utstyr for prosessering av olje og gass, men ikke bore-fasiliteter. Skipet har videre lagerkapasitet for stabilisert olje og NGL.



Fig 2.1: Produksjonsskipet (FPSO) på Skarv

Produsert olje og NGL fra Skarv blir bøyelastet i skytteltankere på feltet, mens produsert gass blir ført 86 km sørover til Åsgard transport gjennom en 24" rørledning på havbunnen.

3.2.3 Analyse av norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektet

Skarv FPSO er bygget i Korea av Samsung Heavy Industries, etter design levert av Aker. Ingen norske verft bygger slike skip lenger. Prosjektledelsen for utbyggingen ble imidlertid ivaretatt av BP, og forprosjekteringen og utstyrsinnkjøpene ble gjort i Norge av Aker Solution. Til produksjonen av Skarv FPSO i Korea leverte BP derfor et betydelig antall utstyrspakker og bulk 1 leveranser, som inngikk som Company Provided Items. BP kjøpte også inn en stor dreieskive (turret), som skipet dreier rundt. SBM (Single Buoy Moorings) hadde ansvar for prosjektering, innkjøp og fabrikasjon av dreieskiven og ankringssystemet. Dreieskiven ble bygget i Singapore som en underleveranse til SBM.

Skipsskroget, inklusive boligområdet, ble bygget av Samsung under en EPC kontrakt. Samsung hadde også kontrakten på bygging av prosessmoduler og utstyrsmoduler (med norskinnkjøp utstyr), og på innløfting og sammenkobling av disse. Videre hadde Samsung kontrakt på installasjon av dreieskiven.

Etter bygging i Korea ble Skarvskipet tauet til Kværners verft på Stord for relativt omfattende ferdigstillelsesarbeider, før en ferdig FPSO ble tauet ut og forankret på feltet i august 2011.

En analyse av norsk andel av verdiskapingen i ulike deler av Skarvutbyggingen, er vist i tabell 3.1. I tabellen har en i tillegg under hver hoveddel tatt med en prosentfordeling av kostnadene, da en altså ikke kan vise selve kostnadstallene.

Prosjektledelse, studier og driftsforberedelser

BP er et internasjonalt selskap, men etablerte prosjektorganisasjonen for Skarv i Norge, og under hele prosjektgjennomføringen satt BPs prosjektledelse sammen med Skarvs

Aker Solutions Team i Oslo. Norsk andel av verdiskapingen i prosjektledelsen er beregnet av BP til 72 %. Driftsforberedelsene ble i hovedsak utført ved BPs kontor i Stavanger, med en norsk andel av verdiskapingen på 74 %.

Ellers omfatter prosjektledelsesdelen også en del mindre poster som transport, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 52 %, en rekke studier med norsk verdiskaping på 61 %, oppfølgingskostnader i Korea uten noen norsk verdiskaping i det hele tatt, og en ren norsk leveranse på IT systemer i forbindelse med prosjektstyringen.

Til sammen omfatter prosjektledelsen rundt 14 % av prosjektkostnadene, med en gjennomsnittlig norsk andel av verdiskapingen på 65 %.

Tabell 3.1 Beregnet norsk andel av verdiskapingen til utbygging av Skarv

WBS kostnadsfordeling	Investerings andel	Norsk andel av verdiskapingen
Prosjektledelse BP Norge	50 %	72 %
Driftsforberedelser	27 %	74 %
Transporttjenester m.v	6 %	52 %
Studier mv.	7 %	61 %
Oppfølgingskostnader Korea	8 %	0 %
Norskproduserte IT-systemer	2 %	100 %
Sum Prosjektledelse og forstudier	100 %	65 %
Forprosjektering mv.	10 %	80 %
Fabrikasjon av skrog. Samsung	17 %	10 %
Fabrikasjon av dekk. Samsung	16 %	2 %
Dreieskive og ankringssystemer	14 %	9 %
Ferdigstillelse Stord	12 %	80 %
Elektro og instrumentering, styringssystemer mv	5 %	37 %
Småarbeider	3 %	94 %
Tauing og installasjon på feltet	4 %	50 %
Sammenkobling offshore	1 %	95 %
Utstyr innkjøpt av BP/Aker	16 %	24 %
Sum FPSO og feltinstallasjon	100 %	35 %
Forstudier, prosjektering	2 %	54 %
Undervannsproduksjonssystemer	27 %	40 %
Stigerør, varmekabel mv.	13 %	14 %
Ventiler koblinger mv infield rør	4 %	0 %
Infield røredninger, innkjøp og installasjon	13 %	40 %
Installasjon undervannssystemer	31 %	57 %
Installasjon stigningsrør	9 %	78 %
Mindre norske leveranser	1 %	81 %
Sum Undervannsproduksjonssystemer	100 %	44 %
Lastesystemer for olje	14 %	70 %
Innkjøpgass rør og strukturer mv.	35 %	7 %
Installasjonsarbeider	29 %	8 %
Understøttelsesarbeider	22 %	30 %
Sum Eksportløsning olje og gass	86 %	21 %
Prosjektledelse	4 %	90 %
Borerigger	41 %	44 %
Brønnservice og kompletteringsarbeider	27 %	63 %
Borevæske	4 %	74 %
Innkjøp borerør mv.	6 %	3 %
Diverse brønntjenester	3 %	70 %
Forsyningsbase og logistikk	16 %	100 %
Sum Boring og komplettering	100 %	60 %
Sum investering Skarv	100 %	46 %

FPSO og feltinstallasjon

Forprosjektering av Skarv ble i hovedsak gjort av Aker Solution, men noe ble også gjort av en underleverandør i Holland. Norsk andel av verdiskapingen i denne forprosjekteringen er derfor beregnet til rundt 80 %.

Fabrikasjon av skrog og dekk til FPSOen ble gjort av Samsung i Korea med beskjedne norske andeler av verdiskapingen, anslått av BP til 9 % for skroget, men bare 2 % på selve dekket. I tillegg kommer her imidlertid utstyr og bulk 1 for betydelige verdier, innkjøpt av BP/Aker. Dette utstyret var i sin helhet produsert i Europa, men en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 24 %.

Dreieskiven til Skarvskipet ble produsert i Singapore, med mye europeisk utstyr, bl. a. dreieskiven, men uten noen norsk andel av verdiskapingen av betydning. Ankringsystemene ble imidlertid i stor grad produsert i Norge. Samlet norsk andel av verdiskapingen for svivel og ankringsystemer er derfor beregnet til 9 %.

Ferdigstillelsesarbeidene på Stord var et omfattende arbeid med høy norsk andel av verdiskapingen, rundt 80 % ifølge Kværners beregninger. Her foregikk også omfattende arbeid med elektro, installasjon av instrumentering, styringssystemer mv., med en norsk andel av verdiskapingen på 37 %.

Resten av arbeidene besto av diverse mindre arbeider med en norsk andel av verdiskapingen på 94 %, uttauing og installasjon på feltet med norsk andel på 50 %, og sammenkobling offshore, som i all hovedsak ble gjort med norsk personell, og en norsk andel av verdiskapingen på 95 %.

En betydelig mengde utstyr og bulkleveranser ble kjøpt inn av BP og levert det koreansk vefet som eierstyrte leveranser (Company Provided Items). Norsk andel av verdiskapingen i disse leveransene er beregnet til 24 %

Til sammen utgjør FPSO og feltinstallasjon rundt 38 % av utbyggingskostnadene, med en norsk andel av verdiskapingen på 35 %.

Undervannsproduksjonssystemer

Forstudier og prosjektering av undervannssystemene er en forholdsvis liten post med norsk andel av verdiskapingen ifølge BP på rundt 54 %. Mer interessant er produksjon av selve undervannsproduksjonssystemene (SPS), altså bunnrammer med beskyttelsesstrukturer, brønnhoder, ventiltrær og styringssystemer. Dette ble produsert av Vetco Gray, nå en del av GE-konsernet, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på rundt 40 %.

Innkjøp av stigerør gir vanligvis en svært beskjeden norsk andel av verdiskapingen, men her inngikk også en varmekabel som ble produsert i Norge, slik at norsk andel av verdiskapingen likevel kommer opp i rundt 14 %. Ventiler, koblinger mv ble kjøpt inn fra utlandet uten noen norsk andel av verdiskapingen av betydning, mens mindre norske leveranser hadde 81 % norsk andel.

Installasjon av undervannsanleggene ble i hovedsak gjort av Acergy, nå en del av Subsea 7. Installasjon av rør, både feltinterne rør og eksportrøret for gass, inkluderte også innkjøp av rørene, slik at norsk andel av verdiskapingen her bare ble rundt 40 %, mot 57 % for installasjon av undervannsproduksjonssystemene og hele 78 % for installasjon av stigerør opp til FPSOen.

Til sammen utgjør undervannsproduksjonssystemene rundt 25 % av de samlede utbyggingskostnadene for Skarv, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 44 %.

Eksportørledning for gass

Eksport av olje fra Skarv skjer direkte fra FPSOen til skytteltankere. Investeringskostnader til denne eksportløsningen er ikke spesifisert i datamaterialet, men kostnadene og norsk andel av verdiskapingen for et tilsvarende lastesystem på Goliat er lagt til grunn i beregningene.

Innkjøp av rør, strukturer mv. for eksportørledningen for gass fra Skarv til Åsgard Transport skjedde i all hovedsak i utlandet, med en beskjeden norsk andel av verdiskapingen på 7 %. Installasjon av rørledningen ble gjort av et stort utenlandsk rørleggingsfartøy med anslått norsk andel av verdiskapingen på 8 %, mens understøttelsesarbeidene, i hovedsak steindumping, ble gjort med et utenlandsk fartøy, men med norsk stein, og en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 30 %.

Samlet utgjør eksportørledningen vel 3 % av totalinvesteringene på Skarv, med en norsk andel av verdiskapingen på vel 21 %.

Boring og komplettering

Prosjektledelse på boring er en mindre del av kostnadsbildet, med en norsk andel av verdiskapingen på rundt 90 % ifølge BP. Mer interessant er den norske andelen til leie av borerigg. Brønnene på Skarv ble boret av to rigger, en tilhørende Dolphin og en Transocean. Norsk andel av verdiskapingen i disse operasjonene er beregnet til 44 % i gjennomsnitt.

Brønnservice og kompletteringsarbeider ble gjort av Baker Huges og Halliburton, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 63 %, mens forbruksvarer til boringen, borevæsker, sement mv, hadde en beregnet norsk andel på 74 %. Innkjøp av borerør fra Japan ga en svært beskjeden norsk verdiskaping på 3 %, i hovedsak til mellomlagring, mens diverse mindre brønntjenester ga en norsk andel av verdiskapingen på 70 % og logistikk, herunder forsyningsbåter, beredskapsbåt, helikoptertransport og basetjenester, er en ren norsk aktivitet, med 100 % norsk andel av verdiskapingen.

Til sammen gir utgjør boring og komplettering rundt 20 % av totalkostnadene ved utbygging av Skarv, og med en samlet norsk andel av verdiskapingen på 60 %.

Totalt sett gir gjennomgangen ovenfor en norsk andel av verdiskapingen ved utbygging av Skarv på 46 %. Selv med bygging av FPSOen i Korea, blir altså likevel verdiskapingen for norsk næringsliv betydelig. Dette skyldes at selve byggearbeidene på FPSOen bare er rundt 40 % av totalkostnadene ved en slik oljefeltutbygging, der boring og undervannsinstallasjoner er veldig kostbare, og utgjør rundt halvparten av investeringskostnadene.

Ellers ser en av tabell 3.1 at særlig eksportløsningen for olje og gass har lav norsk verdiskapingsandel med 18 %. Holdes rørledningen utenfor beregningen, øker norsk andel av verdiskapingen i Skarvutbyggingen med vel ett prosentpoeng, til 47 %.

3.2.4 Sammenlikning med konsekvensutredningen

Som støtte for myndighetenes vedtak om utbygging av Skarv, ble det i 2007 laget en samfunnsmessig konsekvensutredning, der norsk andel av verdiskapingen for utbyggingsprosjektet ble vurdert, ut fra utbyggingsplanene og den kunnskap man på dette tidspunkt satt inne med.

Konsekvensutredningen er utført av Agenda Kaupang, og viser en beregnet norsk andel av verdiskapingen i utbyggingsprosjektet på 46 %, helt likt de 46 % en kom fram til i beregningene ovenfor. Alle delberegningene i konsekvensutredningen er naturlig nok ikke like treffsikre, men summen stemmer altså veldig bra, og viser at det arbeidet

en gjør med å beregne norsk verdiskaping i konsekvensutredninger helt klart har en verdi.

3.3 Analyse av norsk verdiskaping i utbygging av GjØa

3.3.1 GjØa-feltet

GjØa er et middelsstort olje- og gassfelt i Tampen-området helt nord i Nordsjøen, rundt 45 km vest av Sogn. Vanddypet i området er rundt 360 m. Feltet ble bygget ut i perioden 2007–2010, med videre boring i 2011 og 2012. Produksjonen på GjØa ble startet opp i november 2010. To mindre petroleumfelt i området, Vega og Vega Sør, er bygget ut med havbunnsinstallasjoner og knyttet opp mot GjØa. Disse feltene inngår imidlertid ikke i denne analysen.

Utvinnbare petroleumreserver i GjØa-feltet er beregnet til 11,6 millioner Sm³ olje, 32,7 milliarder Sm³ gass og 8,7 millioner tonn NGL. I tillegg kommer utvinnbare reserver fra Vega og Vega Sør med 5,4 millioner Sm³ olje, 12,8 milliarder Sm³ gass og 2,6 millioner tonn NGL, noe som øker produksjonen på GjØa med rundt 40 %. Produksjonsperioden for GjØa er beregnet til 17 år med muligheter for forlengelse.

Rettighetshavere i GjØafeltet er GdF SUEZ E&P Norge AS med 30 %, Petoro med 30 %, Statoil Petroleum AS med 18 %, AS Norske Shell med 12 % og RWE Dea Norge AS med 8 %. Planlegging og utbygging av GjØa ble utført av Statoil i samarbeid med GdF SUEZ, som overtok som operatør i driftsfasen.

3.3.2 Utbyggingsløsning for GjØa

GjØa er bygget ut med en halvt nedsenkbar produksjonsplattform, en SEMI, forankret på havbunnen på 360 m dyp. Et bilde av plattformen er vist i figur 2.2. Plattformen har utstyr for prosessering og eksport av stabilisert olje og rikgass. Plattformen har videre en boligmodul, men ikke borefasiliteter. Plattformen er knyttet opp mot tre bunnrammer med til sammen 12 produksjonsbrønner. Produksjonen skjer ved trykkavlastning.



Figur 2.2: GjØa-plattformen i Nordsjøen

Stabilisert olje fra Gjøa eksporteres gjennom en 60 km lang rørledning på havbunnen som er knyttet opp mot Troll Oljerør II, for videre transport til Mongstad. Rikgass eksporteres gjennom en 130 km lang rørledning på havbunnen som er knyttet opp mot det britiske gassrørledningssystemet FLAGS. For videre transport til St. Fergus.

3.3.3 Analyse av norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektet

Dekket til Gjøa-plattformen ble bygget i Norge, ved Kværners offshoreverft på Stord. Her ble også boligkvarteret på plattformen bygget, ved nabobedriften Apply, tidligere Leirvik Sveis. Understellet til Gjøa ble bygget av Samsung Heavy Industries i Korea, fraktet til Norge, og sammenkoblet med dekket ved hjelp av et tungløftfartøy, før uttauing til feltet for installasjon.

En oversikt over beregnede norske andeler av verdiskapingen ved utbygging av Gjøa, er vist i tabell 3.2. Også her har en for oversiktens skyld, tatt med kostnadsfordelingen innen hver hoveddel av utbyggingsprosjektet.

Prosjektledelse, studier mv.

Statoil stod som utbygger av Gjøa, men det var hele tiden klart at GdF skulle være driftsoperatøren på feltet. GdF fulgte derfor utbyggingsprosjektet tett, og har sin andel av prosjektledelseskostnadene. All prosjektledelse hos GdF foregikk i Norge, så norsk andel av verdiskapingen er nær 100 %. Det samme gjelder for øvrig også for Statoil prosjektledelse, som naturlig nok stod for hovedtyngden av arbeidet.

Forprosjektering og andre forarbeider ble gjort av norske konsulentmiljøer, særlig DnV, med nær 100 % norsk andel av verdiskapingen. Forsikring er litt spesielt. Forsikring av feltutbyggingen blir satt ut på internasjonalt anbud, og det er vanligvis ingen norske forsikringsmiljøer med i konsortiet. Statoil har imidlertid sitt eget forsikringselskap, STAFOR, og har som policy å delta i forsikring av felt Statoil selv har eierskap i, med en andel som ikke overstiger Statoils eierandel. De fleste feltutbyggingene i denne analysen har derfor Statoil inne på deltakersiden. På Gjøa deltar Statoil med 18 % i forsikringskonsortiet.

Til sammen er kostnadene til prosjektledelse, studier mv. rundt 8 % av utbyggingskostnadene, med en gjennomsnittlig norsk andel av verdiskapingen på 85 %.

Semi

Dekket på Gjøa ble i hovedsak bygget ved Kværner Stord som en totalkontrakt, såkalt EPCH kontrakt, der også sammenkobling med skroget inngikk. På grunn av skiftet av ansvarshavende mellom utbygging og drift, og siden det er flere år siden utbyggingen var ferdig, har det ikke vært mulig å skaffe noen egnet oppsplitting av dekkskontrakten. Norsk andel av verdiskapingen er derfor generisk satt lik den beregnede andelen for dekket til Edvard Grieg, som både Kværner og Statoil mener er svært likt, med de samme funksjoner og produksjonsmetoder. Ut fra dette er norsk andel av verdiskapingen for plattformdekket på Gjøa satt til 80 %.

Boligmodulen til Gjøa er produsert av nabobedriften til Kværner Stord, Apply Leirvik. Boligmodulen ble ifølge Apply bygget med stort sett norske materialer og norsk arbeidskraft, og Apply har selv beregnet norsk andel av verdiskapingen til 92 %.

Understellet til SEMIen ble som nevnt ovenfor bygget ved Samsung i Korea, uten norsk verdiskaping av betydning. Statoil anslår norsk andel her til rundt 5 %, vesentlig pumper, styringssystemer mv. Samme norske andel av verdiskapingen har tungløftoperasjonene som ble utført av EMAS AMC. En del mindre kontrakter, og kostnader til logistikk, hadde begge nær 100 % norsk verdiskaping, men utgjorde bare mindre deler av byggekostnadene for SEMIen.

Samlet utgjorde kostnadene til bygging av SEMlen så vidt over 50 % av totalkostnadene for Gjøa, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 74 %.

Tabell 3.2 Beregnet norsk andel av verdiskapingen til utbygging av Gjøa

WBS kostnadsfordeling	Investerings andel	Norsk andel av verdiskapingen
Prosjektledelse og oppfølging dekk GdF	5 %	100 %
Tidlige arbeider (PREPUD)	11 %	100 %
Prosjektledelse Statoil	66 %	100 %
Forsikring	18 %	18 %
Sum Prosjektledelse, studier mv.	100 %	85 %
Dekk EPCH	85 %	80 %
Boligmodul	4 %	92 %
Diverse mindre kontrakter	1 %	97 %
Understell	8 %	5 %
Sammenkobling, tungløft	2 %	5 %
Catering og logistikk	0 %	100 %
Sum SEMI	100 %	74 %
Prosjektering, undersøkelser mv.	9 %	55 %
EPC fleksible stigerør mv.	8 %	12 %
EPC styringskabler	5 %	40 %
Undervannsproduksjonssystemer	35 %	60 %
Installasjon bunnrammer mv.	3 %	77 %
Installasjon stigerør mv.	8 %	79 %
Tilkoblingsanlegg mv	15 %	40 %
Undervannsventiler, tilkoblingsutstyr	3 %	21 %
Installasjon infield rør	6 %	40 %
Innkjøp feltinterne rørledninger mv.	4 %	2 %
Ferdigstillelse	5 %	83 %
Sum undervannssystemer	100 %	50 %
Installasjon eksportør mv.	42 %	7 %
Innkjøp olje og gasseksportør	33 %	3 %
Rørbeskyttelse og vekt	15 %	28 %
Steindumping	10 %	30 %
Sum eksportørledninger	100 %	11 %
Nettilknytning på land	11 %	100 %
Kraftkabel m installasjon	85 %	20 %
Grøfting kraftkabel	4 %	20 %
Sum kraftkabel fra land	100 %	29 %
Reservoarutvikling	3 %	100 %
Boreoperasjoner	66 %	48 %
Brønntjenester, flere kontrakter	31 %	59 %
Sum boring og brønntjenester	100 %	53 %
Sum Gjøa	100 %	63 %

Undervannssystemer

Prosjekteringen ble gjort av Rambøll i Danmark, men det inngår også her mye undersøkelsesarbeider, slik at en samlet finner en norsk andel av verdiskapingen på 55 %. Innkjøp av stigerør ble gjort av et dansk firma med en beskjeden norsk andel av verdiskapingen, men posten inneholder også en studie utført av Technip Norge slik at en samlet får rundt 12 % norsk andel av verdiskapingen. Aker Subsea hadde EPC

kontrakten på styringskabelen. Denne ble laget i Moss, men med mye utenlandske deler, slik at norsk andel av verdiskapingen neppe ble mer enn 40 %.

Undervannsproduksjonssystemene til Gjøa ble bygget av FMC, med en norsk andel av verdiskapingen på nær 60 %. Installasjon av bunnrammer og stigerør ble utført av Acergy, nå en del av Subsea 7, med en norsk andel av verdiskapingen i underkant av 80 %, ifølge bedriftens beregninger. Betydelige tilkoblingsarbeider på havbunnen ble utført av Technip og FMC med rundt 40 % norsk andel av verdiskapingen, mens innkjøp av utstyr i denne forbindelse hadde en anslått norsk andel av verdiskapingen på 21 %. Installasjon av feltinterne rør ble gjort av Technip, med en norsk andel på rundt 40 % ifølge bedriften, mens innkjøp av rørene bare hadde en norsk andel av verdiskapingen på 2 %. Ferdigstillelsesarbeidene ble utført av en lang rekke firmaer, med en samlet norsk andel av verdiskapingen på 83 %.

Samlet var investeringene i undervannssystemer rundt 19 % av totalinvesteringene ved Gjøa-utbyggingen, og hadde en samlet norsk verdiskaping på rundt 50 %.

Eksportørledninger for olje og gass

Prosjektering av eksportørledningene ble utført av Rambøll i Danmark, uten norsk andel av verdiskapingen av betydning. En rekke undersøkelser av trasé mv. ble imidlertid utført av norske bedrifter slik at norsk andel av verdiskapingen på disse arbeidene likevel kommer opp i rundt 50 %. Feltinterne rør ble innkjøpt fra Japan uten norsk verdiskaping av betydning. Noe mer norsk verdiskaping var det i innkjøp av undervannsventiler og tilkoblingsutstyr med vel 20 %, mens Technip sto for installasjon og oppkobling av feltinterne rør, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på rundt 40 %.

Innkjøp av eksportørledningene for olje og gass ble gjort i utlandet, med en liten norsk andel på 3 % eller så. Det finnes ingen norske produsenter av rør. Korrosjonsbeskyttelse av rørene ble dels foretatt i Orkdal og dels i Skottland, der gassrøret også ble utstyrt med en betongkappe som vekt. Norsk andel av verdiskapingen i disse operasjonene var rundt 20 %. Utjamning av rørtraséene ved steindumping ble utført av et nederlandsk spesialfirma, men med norsk stein, og en norsk andel av verdiskapingen på rundt 30 %. Installasjon av eksportrørene ble gjort av Saipem, med engineering i Italia, og bare en liten norsk andel på maks 5 %. Diverse ferdigstillelsesarbeider ble utført av en rekke bedrifter med en beregnet samlet norsk andel av verdiskapingen på rundt 23 %.

Rørledningsarbeidene utgjorde til sammen rundt 5 % av kostnadene ved Gjøa-utbyggingen, med en forholdsmessig beskjeden norsk andel av verdiskapingen på 11 %.

Kraftkabel fra land

Gjøa er drevet med kraft fra land, og det regionale kraftselskapet BKK og en lokal entreprenør sto for bygging av landanleggene for kraftkabelen med beregnet norsk andel av verdiskapingen på 100 %. Kraftkabelen ut til Gjøa er levert av ABB, bygget på selskapets spesialbedrift i Karlskrona i Sverige, og lagt av selskapets eget leggefartøy. Statoil vurderer norsk andel av verdiskapingen i disse operasjonene til 20 %, dels prosjektledelse og dels mindre arbeider i forbindelse med installasjon. Grøfting av kraftkabelen ble gjort med britisk utstyr, men med norsk prosjektledelse og en anslått norsk andel av verdiskapingen på 20 %.

Kostnadene for kraftkabelen fra land utgjorde nær 3 % av investeringskostnadene ved Gjøa utbyggingen, med en samlet norsk andel av verdiskapingen på 29 %.

Boring og brønntjenester

Reservoarutvikling er en ren norsk leveranse med 100 % norsk verdiskaping. Arbeidene omfatter studier og modellberegninger utført av norske bedrifter, samt Statoils egne kostnader til petroleumsteknologi.

Boreoperasjonene ble utført av Transocean med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 48 % mens diverse brønntjenester ble utført av flere av de store brønnserviceselskapene med en beregnet norsk andel på 59 %.

Til sammen utgjorde boring og brønntjenester rundt 15 % av investeringene på Gjøa, med en samlet norsk andel av verdiskapingen på 53 %.

Oppsummert gir dette en samlet norsk andel av verdiskapingen for Gjøa utbyggingen på 63 %, som vist i figur 3.2. Trekker en ut eksportørledningene øker denne andelen til nær 66 %. Merk imidlertid at usikkerheten i beregningsresultatet for Gjøa er litt større enn vanlig, fordi man mangler en oppsplitting av dekkskontrakten som alene utgjør vel 40 % av utbyggingskostnadene. Norsk andel av denne dekkskontrakten er derfor satt generisk lik norsk andel av den nokså like dekkskontrakten på Edvard Grieg. Dette øker usikkerheten i totalanslaget, men uten at det er mulig å si hvor mye.

3.3.4 Sammenlikning med konsekvensutredningen.

Også på Gjøa ble det i 2006 laget en samfunnsmessig konsekvensutredning som beregnet en forventet norsk andel av verdiskapingen i utbyggingsprosjektet. Utredningen er laget av Agenda Kaupang, og viser en forventet norsk andel på 62 %. Resultatet i ettertid viser altså en norsk verdiskapingsandel på 63 %, så her traff en godt. Går en nærmere inn på delelementer i konsekvensutredningen, ser en også her at det er avvik, men det må en nesten forvente når en i KU arbeidet ikke kjenner kontraktstrukturen, og totalresultatet ble altså temmelig riktig.

3.4 Analyse av norsk verdiskaping i utbygging av Gudrun

3.4.1 Gudrun-feltet

Gudrun er et mindre olje og gassfelt i den midtre del av Nordsjøen, rundt 55 km nord for Sleipner og 10 km øst for grensen til britisk sokkel. Feltet er bygget ut i perioden 2011–2014 sammen med det mindre oljefeltet Sigrun, rundt 11 km sør-øst for Gudrun. Utbyggingen av Sigrun inngår imidlertid ikke i denne analysen.

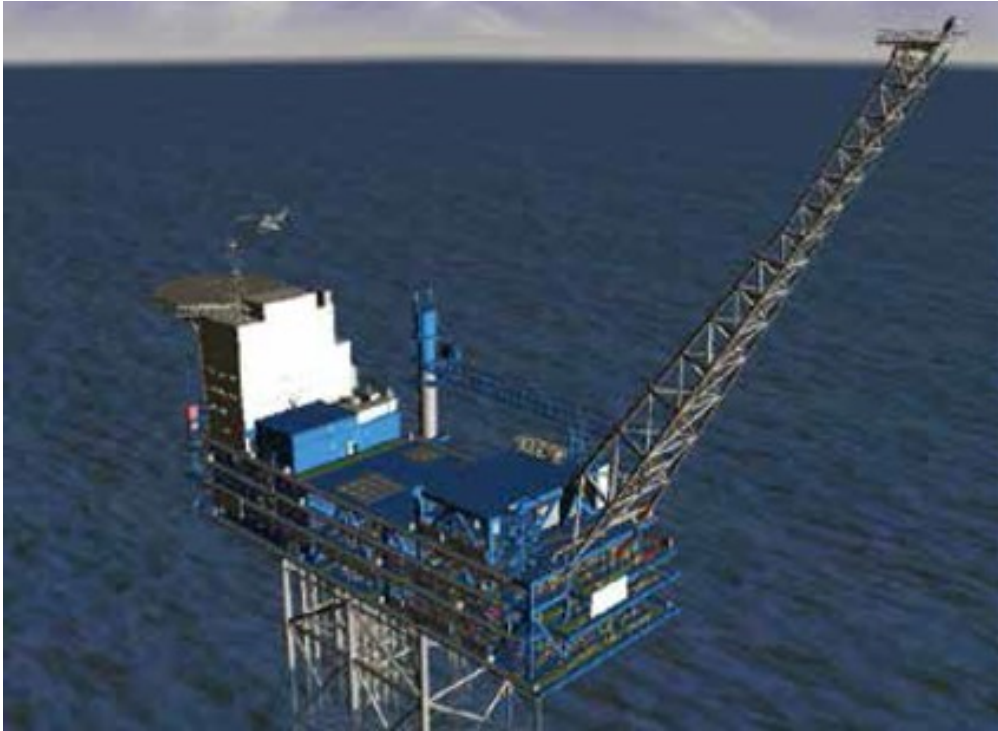
Utvinnbare petroleumreserver i Gudrun er beregnet til 11,2 mill Sm³ olje, 1,2 mill tonn NGL og rundt 6 mrd Sm³ gass. Produksjonen fra feltet startet opp i august 2014. Produksjonsperioden er beregnet til 9 år med muligheter for forlengelse.

Rettighetshavere i Gudrun er Statoil Petroleum AS med 75 %, og GdF SUEZ E&P Norge AS, med 25 %. Utbygger og operatør for Gudrun-feltet er Statoil Petroleum.

3.4.2 Utbyggingsløsning for Gudrun

Gudrun-feltet er bygget ut med en forholdsvis enkel prosesseringsplattform med stålunderstell, stående på havbunnen på 110 m dyp. Plattformen har utstyr for førstetrinns separering av brønnstrømmen til rikgass og delvis stabilisert olje. Videre har plattformen en boligmodul, men ikke borefasiliteter. Et bilde av plattformen er vist i figur 2.3.

Totalt planlegges det boret 7 produksjonsbrønner og en vanninjeksjonsbrønn på Gudrun, ved hjelp av en oppjekkbar boreplattform. Boreprogrammet er høsten 2014 i full gang og ventes avsluttet i 2016.



Figur 2.3: Gudrun-plattformen i Nordsjøen

Delvis stabilisert olje fra Gudrun eksporteres gjennom en 55 km lang rørledning på havbunnen til Sleipner A for videre behandling. Derfra går stabilisert olje videre til Kårstø. Produsert rikgass fra Gudrun eksporteres gjennom en rørledning på havbunnen til Sleipner A for videre behandling og eksport. Elektrisk kraft til drift av Gudrun hentes fra Sleipner A gjennom en kabel på havbunnen.

På Sleipner A og på Kårstø er det gjennomført en del modifikasjonsarbeider for å ta imot produksjonen fra Gudrun. Disse modifikasjonsarbeidene inngår i prosjektet og i eksportløsningen for olje og gass.

3.4.3 Analyse av norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektet

Utbyggingen av Gudrun ble i hovedsak foretatt i Norge. Plattformdekket ble bygget av Aibel. Selve stålkonstruksjonen og et par moduler ble bygget i Thailand, og helikopterdekket i Kina, men alt annet arbeid ble foretatt i Norge, i hovedsak i Haugesund. Stålunderstellet til Gudrun ble bygget av Kværner Verdal, mens boligmodulen ble bygget av Apply Leirvik. En oversikt over beregnede norske andeler av Gudrun-utbyggingen er vist i figur 3.3.

Prosjektledelse mv.

Prosjektledelsen for Gudrun-utbyggingen ble ivaretatt av Statoil, med 100 % norsk verdiskaping. Forsikring var her en internasjonal aktivitet, men Statoils eget forsikringsselskap STAFOR var inne i konsortiet med en 10 % andel.

Til sammen er kostnadene til prosjektledelse mv. rundt 7 % av totalkostnadene for Gudrun-utbyggingen, med en norsk andel av verdiskapingen på 92 %.

Plattform

Plattformdekket til Gudrun ble bygget av Aibel under en EPC(h) kontrakt. Prosjektledelse, prosjektering mv. foregikk i Norge og hadde ifølge Aibel en norsk andel av verdiskapingen på 89 %. Utstyr og bulk ble kjøpt inn av Aibel etter nominasjon fra Statoil, med en norsk andel av verdiskapingen beregnet til 56 % for utstyr og 57 % for bulk samlet.

Boligmodulen på Gudrun plattformen ble bygget av Apply Leirvik, med en norsk andel av verdiskapingen på hele 94 % ifølge bedriftens beregninger. Understellet ble bygget i Verdal, der Kværner oppgir en norsk andel av verdiskapingen på 62 %, siden stålrør og koblingspunkter importeres fra utlandet.

Selve stålkonstruksjonen på dekket til Gudrun-plattformen, og et par moduler i tillegg, ble bygget ved Aibels verft i Thailand, men dette utgjør en forholdsvis liten del av totalkostnadene. Hovedtyngden av arbeidet ble utført i Haugesund, og Aibel oppgir en samlet norsk andel av verdiskapingen på bygging av dekket til 73 %.

Tabell 3.3 Beregnet norsk andel av verdiskapingen til utbygging av Gudrun

WBS kostnadsfordeling	Investerings andel	Norsk andel av verdiskapingen
Prosjektledelse	91 %	100 %
Forsikring	9 %	10 %
Sum prosjektledelse	100 %	92 %
Prosjektledelse, prosjektering mv. EPC(h)	25 %	89 %
Boligmodul EPC	5 %	94 %
Understell EPC	7 %	62 %
Innkjøp bulk	11 %	57 %
Innkjøp utstyr	13 %	56 %
Fabrikasjon dekk	24 %	73 %
Ferdigstillelse dekk	4 %	100 %
Sammenkobling	3 %	5 %
Diverse mindre kontrakter	9 %	47 %
Sum plattform	100 %	70 %
Engineering	4 %	0 %
Innkjøp eksportørledninger olje og gass	16 %	2 %
Rørbeskyttelse	11 %	0 %
Rørlegging	31 %	5 %
Undervannstilkoblinger	11 %	24 %
Div.mindre kontrakter	27 %	30 %
Sum eksportør for olje og gass	100 %	13 %
Modifikasjoner Sleipner	61 %	75 %
Modifikasjonsarbeider Kårstø	39 %	74 %
Sum modifikasjonsarbeider	300 %	75 %
Kraftkabel, innkjøp og legging mv.	100 %	20 %
Sum kraftkabel	100 %	20 %
Petroleumsteknologi	1 %	100 %
Boreoperasjoner	52 %	48 %
Brønnservicetjenester	33 %	58 %
Kompletteringsarbeider	7 %	31 %
Innkjøp borerør (OCTG)	1 %	3 %
Logistikk	2 %	100 %
Div små	4 %	58 %
Sum boring og komplettering	100 %	51 %
	100 %	62 %

Sammenkoblingen av dekk og skrog ble gjort offshore ved hjelp av et tungløftfartøy fra Saipem. Norsk verdiskaping i denne operasjonen var beskjeden, trolig rundt 5 % av kostnadene. Ferdigstillelsesarbeidene offshore var mest personellkostnader og hadde en norsk andel av verdiskapingen på nær 100 %. Diverse småkontrakter dreier seg i

hovedsak om bruk av boreriggen West Enterprise som flotell i ferdigstillelsesfasen offshore. Norsk andel av verdiskapingen her var ifølge bedriften rundt 40 %, mens flere småkontrakter hadde høyere norsk verdiskaping, slik at totalandelen ble 47 %.

Samlet utgjør plattformdelen av Gudrun-utbyggingen 39 % av totalinvesteringen, med en norsk andel av verdiskapingen på 70 %.

Eksportrør for olje og gass

Gudrun har plattformkompletterte brønner, så prosjektet har ikke noen selvstendige undervannsanlegg utover brønner og stigerør, og disse inngår under boring nedenfor.

Prosjektet har imidlertid eksportrør for olje og gass til Sleipner A. Prosjektering av rørledningene ble gjort av Rambøll i Danmark, uten noen norsk andel av verdiskapingen. Eksportrørene ble kjøpt i utlandet, med svært beskjedne norske andeler av verdiskapingen på rundt 2 %, mens rørbeskyttelsen på eksportrørene ble utført i Skottland uten norsk verdiskaping i det hele tatt. Legging av eksportrør ble gjort av Saipem, med kanskje 5 % norsk verdiskapingsandel, mest i form av logistikk. Undervannstilkoblinger, herunder mye dykkertjenester, hadde en anslått norsk andel av verdiskapingen på 24 %, mens diverse mindre kontrakter, undersøkelser mv. hadde en beregnet norsk andel på rundt 30 %.

Til sammen utgjorde eksportrørene rundt 5 % av totalinvesteringene i Gudrun-utbyggingen, men en samlet norsk andel av verdiskapingen på 13 %.

Modifikasjonsarbeider

Både delvis stabilisert olje og rik gass går i hver sin rørledning fra Gudrun til Sleipner A. Oljen går derfra videre til Kårstø. For å ta imot denne produksjonen var det nødvendig med en del modifikasjonsarbeider på Sleipner A, utført av Aker Offshore Partner med rundt 75 % beregnet norsk verdiskaping. De ble også utført modifikasjoner på Kårstø, utført av Aibel, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen ifølge Aibel på 74 %.

Til sammen utgjorde disse modifikasjonsarbeidene rundt 10 % av investeringene i Gudrun-utbyggingen, med en samlet norsk andel av investeringen på 75 %.

Kraftkabel fra Sleipner A

For å ivareta kraftforsyningen på Gudrun ble det lagt en elektrisk kabel på havbunnen fra Sleipner A. Kabelen ble produsert av ABB i Sverige, og lagt av selskapets eget fartøy. Norsk andel av verdiskapingen her er ifølge Statoil rundt 20 %. Kraftkabelen utgjorde vel 1 % av investeringene på Gudrun.

Boring og komplettering

Kostnader til petroleumsteknologi er en ren Statoilaktivitet med 100 % norsk verdiskaping. Boreoperasjonen på Gudrun ble utført av Seadrill med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 48 %, mens brønnservicearbeidene ble utført av Baker Hughes, Slumberger og Halliburton, altså de store aktørene i markedet, med en beregnet norsk andel på 58 %. Kompletteringsarbeidene oppe på plattformen ble utført av Cameron, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 60 %. Ellers ble borerørene innkjøpt fra utlandet med en beskjeden norsk verdiskaping, mens logistikk var en ren norsk aktivitet, og diverse små kontrakter ga en norsk andel av verdiskapingen på 58 %.

Samlet medførte boring og komplettering rundt 38 % av utbyggingskostnadene for Gudrun, og ga en norsk andel av verdiskapingen på 53 %.

Til sammen ga alle disse aktivitetene en total norsk andel av verdiskapingen ved utbygging av Gudrun på vel 62 %, altså omtrent det samme som for GjØa ovenfor. Trekker man ogsÅ her ut eksportrØrledningene, Øker norsk andel av verdiskapingen til nær 66 %.

3.4.4 Sammenlikning med konsekvensutredningen

FØr utbygging av Gudrun startet, ble det i 2009 av Agenda Kaupang laget en samfunnsmessig konsekvensutredning for feltet. Denne omfattet ogsÅ det nØrliggende satellittfeltet Sigrun, som ble bygget ut med undervannsinstallasjoner, og knyttet opp mot Gudrun gjennom en rØrledning pÅ havbunnen.

Samlet viste konsekvensutredningen en forventet norsk andel av verdiskapingen pÅ 55 %, men trekker en ut kostnadene til Sigrun som var en undervannsutbygging med lav norsk verdiskaping, kommer en opp i en forventet norsk verdiskaping for Gudrun-feltet alene pÅ rundt 61 %.

Analysen ovenfor gir ogsÅ i ettertid en beregnet norsk verdiskaping for utbygging av Gudrun alene pÅ vel 62 %. OgsÅ her ga dermed den samfunnsmessige konsekvensutredningen rimelig treffsikre resultater.

3.5 Analyse av norsk verdiskaping i utbygging av Goliat

3.5.1 Goliat-feltet i Barentshavet

Goliat er et lite til middelsstort oljefelt med noe gass og NGL i tillegg. Feltet ligger i Barentshavet rundt 50 km sØrØst for SnØhvit. Havdypet i omrÅdet er 360–420 m.

Utvinnbare reserver i Goliat-feltet er beregnet til 30,2 mill Sm³ olje, 0,3 mill tonn NGL og 7,3 mill Sm³ gass. Goliat er bygget ut i perioden 2010–2014, med forventet installering pÅ feltet og oppstart av produksjonen i 2015. Borevirksomhet vil foregÅ ennÅ noen År.

Rettighetshavere til Goliat er ENI Norge AS med 65 % og Statoil Petroleum AS med 35 %. ENI Norge er operatØr for feltet i utbygging og drift.

3.5.2 UtbyggingslØsning for Goliat

Goliat blir bygget ut med undervannsbrØnner gjennom 8 bunnrammer pÅ havbunnen, knyttet opp med feltinterne rØr mot en sirkulØr FPSO, en Sevan 1000, som skal ligge fast forankret pÅ feltet. Et bilde av FPSO-en er vist i figur 2.4. Sevan 1000 har et boligkvarter, utstyr for fullprosessering av olje og gass, og lagerkapasitet for olje og NGL i skroget. Olje og NGL vil bli lastet om bord i skytteltankere direkte fra feltet. Gass injiseres de fØrste Årene tilbake i feltet som trykkstØtte sammen med vann. Senere planlegges eksport av gass dersom en formÅlstjenlig eksportlØsning foreligger. Dette kan dreie seg om ulike lØsninger, for eksempel en rØrledning til MelkØya, annen rØrinfrastruktur eller annen mer modnet teknologi.

Kraftbehovet pÅ Goliat vil delvis bli dekket ved elektrisk kraft fra land gjennom verdens lØngste undersjØiske vekselstrØmskabel. PÅ grunn av liten kapasitet i kraftnettet i Finnmark er det i tillegg behov for egenprodusert kraft om bord pÅ plattformen ved hjelp av gasskompressor.



Figur 2.4. Tegning av en SEVAN 1000 på Goliat-feltet i Barentshavet

3.5.3 Analyse av norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektet

Det tallgrunnlaget en har fått tilgang til for å gjennomføre denne analysen, er ENIs budsjett for total kostnadene fra sommeren 2014. Dette er et kostnadsbudsjett, ikke et prosjektreknskap, og endringer vil trolig finne sted fram til produksjonsstart. De fleste kontraktene er imidlertid inngått, så kontraktregisteret bør likevel kunne gi et rimelig bilde av norsk verdiskapingsandeler i prosjektet.

Med utgangspunkt i budsjettallene er det gjennomført en beregning av norsk andel av verdiskapingen i Goliat-utbyggingen som vist i tabell 3.4.

Prosjektledelse og forstudier

ENIs prosjektledelse er i all hovedsak en ren norsk leveranse, men med noen italienerne inne på prosjektet, og dermed bare en norsk andel av verdiskapingen på 96 %. Det samme gjelder for studier, der det også er litt italiensk bistand. Ellers er mye av kostnadene støtte fra SEVAN. Norsk andel av verdiskapingen er også her beregnet av ENI til 96 %. Byggeplassledelse i Korea har på grunn av forsinket ferdigstilling på SEVAN-plattformen, blitt en stor utgiftspost, med beregnet norsk andel av verdiskapingen på 55 %. Annen prosjektoppfølgning i Norge har en anslått norsk andel på 97 %. Ellers er STAFOR inne på forsikring også her, med en andel på 15 %, og tilsvarende norsk verdiskaping.

ENI bidrar til oppbygging av oljevernberedskap i nord gjennom støtte til etablering av oljevernbasen i Hasvik og Måsøy. Norsk andel av verdiskapingen er her beregnet til 90 %, mens en reservepost, utbyggingen er jo ikke ferdig, forventes å ha 90 % norsk verdiskaping, siden mye arbeid i avslutningsfasen vil måtte foregå i Hammerfest eller ute på feltet.

Samlet utgjør prosjektledelse og forstudier 15 % av investeringskostnadene for Goliat, med en norsk andel av verdiskapingen på 76 %.

FPSO og feltinstallasjon

Studier og tjenester er i hovedsak knyttet til undervannsanleggene, alt dette er utført av norske bedrifter og er ren norsk verdiskaping.

Tabell 3.4 Beregnet norsk andel av verdiskapingen til utbygging av Goliat

WBS kostnadsfordeling	Investerings andel	Norsk andel av verdiskapingen
Prosjektledelse ENI Norge	16 %	95 %
Studier og tjenester	20 %	96 %
Byggeplassledelse Korea	36 %	55 %
Prosjektoppfølgning i Norge	15 %	97 %
Forsikring	6 %	15 %
Oljeberedskap	3 %	90 %
Prosjektreserver	5 %	90 %
Sum prosjektledelse og forstudier	100 %	76 %
Studier og tjenester	5 %	100 %
Prosjektledelse og engineering Hyundai	14 %	0 %
Innkjøp Hyundai	34 %	32 %
Fabrikasjon mv. Hyundai	31 %	6 %
Oppkobling og ferdigstilling	4 %	90 %
Ferdigstillelsesskip	2 %	40 %
Leverandørtjenester	1 %	74 %
Materiell og forbruksvarer (ENI)	1 %	43 %
Oppstartsutstyr og reservedeler	1 %	52 %
Ankringsystemer	3 %	46 %
Ankringsarbeider	3 %	40 %
Frakt, logistikk mv	1 %	88 %
Ufordelt	1 %	27 %
Sum FPSO og feltinstallasjon	94 %	27 %
Forstudier, teknisk assistanse	7 %	100 %
Leiekostnader utstyr mv.	4 %	70 %
Utstyr og materiell	39 %	60 %
Installasjonsbistand Aker Subsea	4 %	80 %
Innkjøp rør, riseroppvarming mv	16 %	7 %
Fabrikasjon rør	1 %	78 %
Installasjon og oppkobling	24 %	20 %
Uttesting, ferdigstilling	2 %	30 %
Ufordelt	3 %	45 %
Sum Undervannsproduksjonssystemer	100 %	45 %
Lastesystemer for olje	100 %	70 %
Sum lastesystemer for olje	100 %	50 %
22 kV kabel onshore	2 %	80 %
Elektrifisering onshore	18 %	40 %
Undervannskabel	71 %	20 %
Ufordelt	9 %	25 %
Sum Kraftforsyning og infrastruktur	100 %	25 %
Borerigg	48 %	43 %
Materiell og brønntjenester	52 %	59 %
Sum Boring og komplettering	100 %	51 %
Sum investering Goliat	100 %	43 %

Den store SEVAN FPSOen bygges ved Hyundai Heavy Industries i Korea, da ingen norske verft kan bygge en slik plattform. Hyundais prosjektledelse og prosjektering i Korea gir ingen norsk verdiskaping. Imidlertid har Hyundai etter føringer fra ENI kjøpt inn utstyr og bulk 2 fra Europa i henhold til NORSOK standard. Rundt 48 % av verdiskapingen i utstyrsleveransene og rundt 11 % av verdiskapingen i bulkleveransene er beregnet til å være norske leveranser, slik at gjennomsnittlig andel for disse innkjøpene er 32 %. Fabrikasjon i Korea gir ingen norsk verdiskaping, men SEVANen skal som del av kontrakten også installeres på feltet, så norsk verdiskaping i kontrakten er likevel beregnet til 6 %.

Oppkoblingsarbeider inshore og offshore er i hovedsak arbeidstimer som vil bli utført av Aibel, med rundt 90 % norsk andel av verdiskapingen. Skip og personell leiet inn fra Technip gir bare rundt 40 % norsk verdiskaping, siden skipene er utenlandskregistrerte. Leverandørtjenester til installasjonen fra norsk næringsliv, har en beregnet norsk verdiskaping på 74 %, mens materiell og forbruksvarer innkjøpt av ENI har en norsk andel på 43 % og oppstartsutstyr og reservedeler innkjøpt av ENI har en anslått norsk andel av verdiskapingen på 52 %.

Ankringsystemer til Goliat har bare en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 46 %, fordi kjetting og liner er produsert i utlandet. Installasjonsarbeidene vil bli gjort av DOF, med en forventet norsk andel på 40 %.

Frakt og logistikk er en nesten ren norsk leveranse, med beregnet norsk andel av verdiskapingen på 88 %. Ufordelte kostnader er tillagt en norsk verdiskapingsandel lik gjennomsnittet for FPSO og feltinstallasjon.

FPSO og feltinstallasjon utgjør til sammen 44 % av totalinvesteringen på Goliat feltet, med en norsk andel av verdiskapingen på 27 %.

Undervannsproduksjonssystemer

Undervannsproduksjonssystemene på Goliat leveres stort sett av Aker Subsea, mens arbeidene med stigerør og rørledninger i hovedsak utføres av Technip Norge. For begge bedriftene regner ENI med nær 100 % norsk verdiskaping i prosjektledelse, forstudier og teknisk assistanse.

Leie av utstyr mv. har en anslått norsk andel av verdiskapingen på rundt 70 %, mens produksjon av produksjonssystemene ifølge Aker Subsea har en norsk andel av verdiskapingen på rundt 60 %. Installasjonsbistand fra Aker er mest mannskapstimer, med en beregnet norsk verdiskapingsandel på 80 %.

Rør og stigerør er ikke produsert i Norge, men Aker Moss har laget en oppvarmingsenhet til stigerør som gir en norsk andel av verdiskapingen på rundt 7 %. Feltinterne rør blir sveiset sammen i Orkdal, med en norsk andel av verdiskapingen på 78 %, mens installasjonsarbeidene på feltet gjennomgående skjer med utenlandske båter og mannskap, slik at norsk andel her bare blir 25 %, siden prosjektledelsen er skilt ut. Ferdigstillelsesarbeidene har mer norsk personell, og dermed 30 % norsk verdiskaping, mens ufordelte kostnader er gitt en norsk andel lik resten.

Undervannsproduksjonssystemene på Goliat har en investeringsandel på 14 %, og en norsk andel av verdiskapingen beregnet til 45 %.

Lastesystemer for olje

Lastesystemet for olje fra FPSOen er levert av Aker Pusnes, med en anslått norsk andel av verdiskapingen på 70 %. Produsert gass blir foreløpig brukt til kraftproduksjon eller reinjisert som trykkstøtte, i påvente av en egnet løsning for gasseksport. En gasseksportløsning inngår derfor foreløpig ikke i utbyggingsprosjektet.

Lastesystemet for olje fra Goliat har en investeringsandel på litt under en halv prosent av utbyggingskostnadene for Goliat, med en norsk andel av verdiskapingen på 50 %.

Krafforsyning og infrastruktur

For å sikre krafforsyning til Goliat blir det lagt en ny kraftkabel fra regionalnettet fram til et omformieranlegg på land. Kabelen er produsert av Nexans med 50 % norsk verdiskaping, mens omformieranlegget har en beregnet norsk verdiskaping på 40 %. Undervannskabelen ut til Goliat er produsert av ABB i Karlskrona, med en norsk verdiskapingsandel på 20 %, mens ufordeltposten er gitt en norsk verdiskaping som resten.

Kraftforsyning og infrastruktur utgjør 3 % av investeringene på Goliat, med en norsk verdiskapingsandel på 25 %.

Boring og komplettering

Boring på Goliat-feltet utføres av riggen Scarabeo 8, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 43 %. Materiell og brønntjenester leveres av Halliburton og Slumberger, med en forventet norsk verdiskaping på 59 %.

Boring og komplettering dekker 23 % av totalinvesteringene på Goliat, med en norsk andel av verdiskapingen på 51 %.

Oppsummert gir gjennomgangen ovenfor en forventet norsk verdiskaping i utbygging av Goliat på 43 %. Her må en imidlertid ta det forbehold at utbyggingen ikke er helt ferdig, og at sluttregnskapet for prosjektet ennå ikke foreligger. Noen store endringer i norsk andel av verdiskapingen er imidlertid ikke ventet.

Eksportløsningen for olje fra Goliat betyr så lite for totalbudsjettet for utbyggingen at en utskilling av denne ikke endrer samlet norsk andel av verdiskapingen i det hele tatt.

3.5.4 Sammenlikning med konsekvensutredningen

For Goliat foreligger det så vidt en kjenner til ingen samfunnsmessig konsekvensutredning for en SEVAN utbygging.

Det ble i 2008 utarbeidet en konseptvalgstudie for Goliat på et overordnet nivå, der tre utbyggingsløsninger ble vurdert, hvorav to med terminalanlegg på land. Agenda Kaupang sto også her for utredningen. Det utbyggingskonseptet i konseptvalg utredningen som er nærmest den valgte SEVAN løsningen, er en skipsformet FPSO, bygget i Østen, men utrustet i Norge, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 53 %. Det valgte utbyggingskonseptet ble imidlertid en SEVAN som både ble bygget og utrustet i Korea. En direkte sammenlikning med konsekvensutredningens resultater er derfor vanskelig.

3.6 Analyse av norsk verdiskaping i utbygging av Valemon

3.6.1 Valemon-feltet i Nordsjøen

Valemon er et middelsstort gassfelt med noe olje og NGL i tillegg. Feltet er lokalisert nær Kvitebjørn i den nordlige del av Nordsjøen rett vest for Sognefjorden. Utvinnbare petroleumreserver er beregnet til rundt 5 mill Sm³ olje, 1,2 mill tonn NGL og rundt 24 mrd Sm³ gass. Feltet er bygget ut i perioden 2011–2014, og startet opp produksjonen ved årsskiftet 2014/15. Boring på feltet vil pågå ennå et par år framover.

Eiere av Valemon er Statoil med rundt 54 %, i samarbeid med Petoro med 30 %, Centrica Resources (Norway) AS med 13 % og AS Norske Shell med rundt 3 %. Utbygger og operatør for Valemon er Statoil Petroleum AS.

3.6.2 Utbyggingsløsning for Valemon

Valemon er bygget ut med et plattformdekk med stålunderstell stående på havbunnen på rundt 135 m dyp. Plattformen har utstyr for enkel separasjon av olje og gass, og videre en boligmodul, men ikke borefasiliteter. Plattformen er normalt ubemannet, mens produksjonen styres fra Kvitebjørn. Produksjonen på Valemon skjer gjennom trykkavlastning fra 11 plattformkompleterte produksjonsbrønner.



Figur 2.5 Valemon utbyggingen i Nordsjøen

Olje og kondensat fra Valemon eksporteres gjennom en rundt 10 km lang 8'' rørledning på havbunnen til Kvitebjørn, for ferdig prosessering og videre eksport derfra i eksisterende rørledning til Mongstad. Rik gass fra Valemon eksporteres gjennom en 27 km lang 22 '' rørledning på havbunnen som knyttes opp mot den eksisterende rørledningen fra Huldra til Heimdal, for videre prosessering og eksport til Storbritannia gjennom rørledningssystemet Forties. Bare de nye rørledningene til Kvitebjørn og Huldra-rørledningen inngår i denne analysen. I tillegg inngår mindre modifikasjonsarbeider på Kvitebjørn og Heimdal.

3.6.3 Analyse av norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektet

Dekket på Valemon ble bygget av Samsung Heavy Industries i Korea, mens stålunderstellet ble bygget av Heerema i Nederland, og installert på feltet av samme selskap. Ferdigstillelsen av anlegget ble gjort ute på feltet. En gjennomgang av forventet norsk andel av verdiskapingen i Valemon-utbyggingen er vist i tabell 3.5.

Prosjektledelse og studier

Prosjektledelse og studier ble gjennomført av Statoil selv, og av norske konsulentmiljøer, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 97 %. Når det gjelder forsikring, har STAFOR en andel på 25 %, som også er norsk andel av verdiskapingen. Eierstyring er en 100 % norsk aktivitet.

Samlet utgjør prosjektledelse og studier 8 % av totalbudsjettet på Valemon, med en norsk andel av verdiskapingen på 91 %.

Understell og plattformdekk

Stålunderstellet til Valemon ble bygget i Wissingen i Nederland, med en beskjeden norsk andel av verdiskapingen på 2 %, i hovedsak kontroll fra DnV. Frakt og installasjon av understellet på feltet ble gjort av Heerema uten noen norsk verdiskaping.

Dekket til Valemon ble bygget i Korea med en beskjeden norsk andel av verdiskapingen anslått av Statoil til rundt 5 %. Utstyr og bulk 2 for betydelige beløp ble imidlertid kjøpt inn til dekket fra norsk næringsliv. En nærmere spesifisering viser her

Tabell 3.5 Beregnet norsk andel av verdiskapingen til utbygging av Valemon

Kostnadsart	Investerings andel	Norsk andel av verdiskapingen
Prosjektledelse, studier	88 %	97 %
Forsikring mv	9 %	25 %
Eierstyring mv.	3 %	100 %
Sum prosjektledelse og studier	100 %	91 %
Understell	10 %	2 %
Installasjon av understell	3 %	0 %
Dekk EPC, fabrikasjon	52 %	5 %
Utstys- og bulkpakker til dekket	26 %	50 %
Installasjon på feltet	2 %	5 %
Ferdigstilling på feltet	1 %	80 %
Flotell tjenester	5 %	42 %
Logistikk mv for ferdigstilling	1 %	100 %
Sum plattformdekk	100 %	20 %
Detaljengineering rørledninger	3 %	100 %
Surveys, steindumping RVO mv.	26 %	80 %
Innkjøp eksportrør, rørbeskyttelse	13 %	2 %
Rørlegging	27 %	2 %
Dykkertjenester, tilkobling mv.	21 %	20 %
Ferdigstilling	10 %	85 %
Sum eksportanlegg for olje og gass	100 %	37 %
Innkjøp kabel	51 %	40 %
Legging	22 %	5 %
Steindumping mv.	28 %	30 %
Sum Kraftkabel fra kvitebjørn	100 %	30 %
Diverse service Statoil	4 %	30 %
Plattform modifikasjoner Kvittebjørn	8 %	80 %
Kvittebjørn maritim konflikt	6 %	100 %
Heimdøl modifikasjoner	57 %	78 %
Huldrapipeline avtale	25 %	100 %
Sum oppkobling mot andre felt	100 %	83 %
Boreadministrasjon og PETEK	3 %	100 %
Boring	61 %	47 %
Brønnservice	36 %	59 %
Sum borevirksomhet	100 %	53 %
Sum investering Valemon	100 %	48 %

en samlet norsk andel av verdiskapingen i disse leveransene på rundt 50 %. Installasjon av dekket ute på feltet ble gjort av et utenlandsk tungløftfartøy, med norsk verdiskaping på rundt 5 %, mest støttefunksjoner. Installasjonsarbeider offshore hadde en beregnet norsk andel på 80 %, mens leie av et flotell fra Flotell Superior, ga en norsk andel av verdiskapingen ifølge bedriften på 38 %. Logistikk er her en ren norsk leveranse med 100 % norsk verdiskaping.

Til sammen krever bygging av understell og plattform rundt 33 % av investeringsbudsjettet for Valemon, og gir en samlet norsk verdiskapingsandel på 20 %.

Eksportanlegg for olje- og gasseskport

Valemon har plattformkomplettete brønner, og dermed ikke noe undervannsanlegg. Derimot har feltet eksportanlegg og rørledninger for olje og gass.

Detaljprosjektering av rørledninger var en ren norsk aktivitet, mens en rekke havbunnsundersøkelser, studier, oppkoblingsarbeider og noe steindumping samlet ga en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 80 % ifølge Statoil. Innkjøp og korrosjonsbeskyttelse av eksportørledningen skjedde i utlandet, og ga bare en beskjeden norsk verdiskaping på 2 %, mens rørleggingen ble foretatt av Allseas, med rundt 2 % norsk andel av verdiskapingen, i hovedsak støttefunksjoner.

Dykkertjenester for oppkobling av undervannsinstallasjoner ble utført av Technip, med utenlandske båter og dykkere, og derfor bare med en norsk andel av verdiskapingen på 20 % ifølge selskapet, mens ferdigstillingsarbeider ute på feltet ventes å gi en norsk verdiskaping på 85 %.

Samlet har undervannsinstallasjoner og eksportør rundt 7 % av investeringsbudsjettet for Valemon, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 37 %.

Kraftkabel fra Kvitebjørn

Kraftkabelen ble produsert av Parker i Tønsberg, med en norsk verdiskapingsandel ifølge bedriften på 40 %. Legging av kabelen hadde bare en norsk andel på 5 %, mens steindumping og undersøkelser hadde en norsk andel av verdiskapingen på 30 %.

Samlet utgjør kraftkabelen bare vel en halv prosent av totalinvesteringene på Valemon, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 30 %.

Oppkobling mot andre felt

Oppkobling mot andre felt, dvs. Kvitebjørn og Heimdal, krevde en del mindre arbeider og noen tungløft som samlet ifølge Statoil ga en norsk verdiskaping på 30 %. Selve modifikasjonsarbeidene på Kvitebjørn og Heimdal var vesentlig arbeid, med norsk andel av verdiskapingen på henholdsvis 80 % og 78 %. Kvitebjørn maritim konflikt og Huldrapite-avtalen er interne oppgjør i Statoil mellom drift av ulike felt, og er en ren norsk leveranse.

Til sammen utgjør oppkoblingsarbeidene mot andre felt 16 % av utbyggingskostnadene for Valemon, med en norsk andel av verdiskapingen på 83 %.

Borevirksomhet

Boreadministrasjon og petroleumsteknologi er rene norske aktiviteter, i hovedsak i Statoils egen organisasjon. Boring på Valemon-feltet ble foretatt av Seadrill, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 47 %, mens brønnservice ga en norsk verdiskapingsandel på 59 %.

Samlet ventes borevirksomhet å gi rundt 35 % av utbyggingskostnadene for Valemon, med en norsk andel av verdiskapingen på 53 %.

Totalt gir dette en samlet norsk verdiskaping ved utbygging av Valemon feltet på 48 %. Holdes eksportanleggene utenfor beregningen, øker norske andel av verdiskapingen for Valemon utbyggingen til 49 %.

3.6.4 Sammenlikning med konsekvensutredningen.

For utbygging av Valemon foreligger det en samfunnsmessig konsekvensutredning fra 2010, utført av Asplan Viak. Utredningen er holdt på et forholdsvis overordnet nivå, og viser en forventet norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektet på 56 %.

Beregningene ovenfor viser altså en norsk verdiskaping på 48 %, så konsekvensutredningens anslag er noe for høye. En årsak til dette kan være at en i konsekvensutredningen har antatt at understellet bygges i Norge.

3.7 Analyse av norsk verdiskaping i utbygging av Edvard Grieg

3.7.1 Edvard Grieg-feltet

Edvard Grieg er et middelsstort oljefelt som ligger på Utsirahøgden sørvest i Nordsjøen, rundt 35 km sør for Grane, og tett opp til det store oljefeltet Johan Sverdrup som snart er klar for utbygging. Det er også flere andre petroleumfelt under utbygging i området. Vanddyppet på Edvard Grieg er rundt 110 m.

Utvinnbare petroleumsmengder på Edvard Grieg er beregnet til 26,2 mill Sm³ olje, 0,6 mill tonn NGL og 1,8 mrd Sm³ gass som planlegges utvunnet over en periode på inntil 25 år, med muligheter for forlenging gjennom høyere utvinningsgrad eller innfasing av andre strukturer i nærheten.

Rettighetshavere i Edvard Grieg er Lundin Norway AS med 50 %, OMV (Norge) AS med 20 %, Statoil Petroleum med 15 % og Wintershall Norge AS med 15 %. Lundin er operatør for feltet både i utbyggingsfasen og i driftsfasen.



Figur 2.6. Tegning av plattformen på Edvard Grieg.

3.7.2 Utbyggingsløsning for Edvard Grieg

Edvard Grieg bygges ut med en P(d)Q plattform med stålundestell, stående på havbunnen på rundt 110 m dyp. Plattformen har et boligkvarter, brønnhodeanlegg med 20 brønnsliiser for produksjons og injeksjonsbrønner og produksjonsutstyr for prosessering av olje og gass. Feltet planlegges drenert ved hjelp av 11 plattformkompletterte produksjonsbrønner og 4 brønner for vanninjeksjon, med muligheter for innfasing av nye brønner etter hvert. Kraftforsyningen på Edvard Grieg ivaretas de første årene ved hjelp av gassturbiner, men med opplegg for innfasing av elektrisk kraft fra land så snart tilstrekkelige kraftmengder foreligger på Utsirahøgda. Kraftledningen inngår foreløpig ikke i utbyggingsprosjektet.

Edvard Grieg er høsten 2014 under utbygging, med planlagt oppstart av produksjonen høsten 2015. Borevirksomhet vil imidlertid etter planen pågå fram til 2018.

Produksjonen på feltet ventes å foregå fram til 2040, med muligheter for forlengelse på grunn av høyere utvinningsgrad eller innfasing av nye ressurser i området.

Produsert olje og NGL fra Edvard Grieg vil bli ført i en rørledning på havbunnen nordover til Grane oljerør, for videre transport til Stureterminalen nord for Bergen. Produsert gass blir ført i en rørledning til SAGE rørsystemet på britisk sokkel, for videre transport til Storbritannia.

3.7.3 Analyse av norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektet

Edvard Grieg er høsten 2014 midt i utbyggingsfasen, med planlagt oppstart av produksjonen høsten 2015. De fleste kontraktene i prosjektet er imidlertid satt ut, og analysen er i hovedsak basert på kontraktsverdiene, supplert med budsjetterte kostnader for resten. Endelige regnskapstall for prosjektet foreligger av naturlige grunner ennå ikke.

Tabell 3.6 Beregnet norsk andel av verdiskapingen til utbygging av Edvard Grieg

WBS kostnadsfordeling	Investerings andel	Norsk andel av verdiskapingen
Prosjektledelse mv.	47 %	100 %
Forsikring	14 %	0 %
Driftsforberedelser	39 %	100 %
Sum prosjektledelse mv.	100 %	86 %
Prosjektledelse plattform	6 %	95 %
Understell og forboringsdekk	8 %	46 %
Prosjektledelse, prosjektering dekk	22 %	94 %
Utstyrsinnkjøp	18 %	50 %
Bulkmaterialer	11 %	48 %
Bygging av boligkvarter og helidekk, EPC	2 %	74 %
Bygging av hoveddekk, EPC	7 %	85 %
Bygging prosessmodul, EPC	4 %	81 %
Bygging servicemodul, EPC	3 %	96 %
Bygging av flammetårn, EPC	0 %	0 %
Ferdigstillelse mv. EPC	2 %	94 %
PCG Offshore ferdigstillelsesarbeid	4 %	100 %
Ufordelt topside mv	4 %	87 %
Marine operasjoner	4 %	5 %
Flotel	3 %	30 %
Logistikk	1 %	100 %
Sum plattform	100 %	70 %
Oljerørledning	52 %	16 %
Gassrørledning	45 %	16 %
Oppgradering SAGE	3 %	15 %
Sum eksportanlegg for olje og gass	100 %	16 %
Planlegging	10 %	100 %
Rigg	40 %	42 %
Forbruksvarer	3 %	74 %
Utstyrsleveranser	17 %	35 %
Brønnservice	19 %	61 %
Logistikk	10 %	100 %
Sum boring og komplettering	100 %	57 %
Sum investering Edvard Grieg	100 %	61 %

Edvard Grieg bygges i hovedsak ut i Norge. Stålunderstellet bygges av Kværner Verdal, riktignok basert på mye utenlandske komponenter. Plattformdekket bygges i hovedsak på Kværner Stord, men med noen stålarbeider i Polen. Helikopterdekket og flammetårnet er også bygget i utlandet, men disse komponentene utgjør bare en liten andel

av totalinvesteringen. En gjennomgang av beregnet norsk andel av verdiskapingen i ulike deler av utbyggingsprosjektet, er vist i tabell 3.6.

Prosjektledelse mv.

Lundins prosjektledelse på Edvard Grieg er en ren norsk aktivitet, med 100 % norsk verdiskaping. Det samme gjelder driftsforberedende tiltak. Forsikring er her derimot en ren utenlandsk aktivitet, da STAFOR ikke har noen andel i denne forsikringen.

Samlet utgjør prosjektledelse bare 4 % av investeringsbudsjettet for Edvard Grieg, med en samlet norsk andel av verdiskapingen på 86 %. En del prosjektledelse fra Lundins side inngår imidlertid også i plattformdelen og boredelen av analysen.

Plattform

Lundins prosjektledelse er en ren norsk aktivitet også her, men noen utenlandske studier gjør at norsk andel av verdiskapingen bare blir 95 %. Stålunderstellet og forboringsdekket til Edvard Grieg ble bygget hos Kværner Verdalen, med en norsk andel av verdiskapingen ifølge bedriften på 46 %.

Prosjektledelse og prosjektering av dekket ble gjort av Kverner med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 94 %. Utstyrsinnkjøp til dekket hadde en beregnet norsk andel på 50 %, mens bulkinnkjøpene hadde en norsk andel av verdiskapingen på 48 %, fordelt med 26 % på bulk 1 og 77 % på bulk 2.

Materialer til boligkvarter og helikopterdekk hadde ifølge Kværner en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 70 %. Helikopterdekket ble bygget i Singapore, mens boligkvarteret bygges av Apply Leirvik på Stord, med en norsk andel av verdiskapingen på 85 % ifølge bedriften. Her blir det av kapasitetsgrunner brukt en del utenlandsk arbeidskraft i byggearbeidene. Samlet hadde byggingen av boligkvarter og helikopterdekk ifølge Kværner Verdalen en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 74 %.

Plattformdekket på Edvard Grieg er for tiden under bygging ved flere av Kværners bedrifter. Hoveddekket er sveiset i Polen, men bygget ferdig på Stord med en norsk andel av verdiskapingen på rundt 85 %. På Stord bygger man også servicemodulen som ifølge Kværner har 96 % norsk andel, mens prosessmodulen bygges i Egersund med en anslått norsk andel av verdiskapingen på 81 %.

Også en rekke andre aktiviteter inngår i EPC kontrakten, blant annet diverse ferdigstillingsarbeider som har en forventet norsk andel av verdiskapingen på 94 %, og ufordelte kostnader til dekket som har en beregnet norsk andel på 87 %. Til sammen gir dekkskontrakten til Edvard Grieg en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 75 %.

Marine operasjoner er i dette tilfellet leie av et tungløftfartøy for å sette dekket på plass på understellet ute på feltet. Norsk andel av verdiskapingen i disse operasjonene er beskjedne, maksimalt 5 %. Til ferdigstilling av Edvard Grieg offshore er det leiet inn et flotell fra Prosafe. Norsk andel av verdiskapingen her er ifølge bedriften rundt 40 %, mens logistikk i forbindelse med offshorearbeidene er en ren norsk aktivitet.

Til sammen krever plattformdelen hele 54 % av investeringene for utbygging av Edvard Grieg, med en samlet norsk andel av verdiskapingen på 70 %.

Eksportanlegg for olje og gass

Innkjøp, sveising og legging av oljerørledningen og gassrørledningen fra Edvard Grieg, gjøres gjennom en kontrakt med Allseas, som bruker egne båter til oppgaven. Norsk andel av verdiskapingen er her beregnet til 16 %, siden også prosjektledelse,

prosjektering og garantier inngår, i tillegg til noe norsk logistikk. I denne posten inngår også en mindre oppgradering av den britiske SAGE rørledningen, men her foregår arbeidene på britisk sokkel, så norsk andel av verdiskapingen er bare anslått til rundt 15 %.

Samlet er kostnadene til eksportanlegg for olje og gass fra Edvard Grieg beregnet til 12 % av totalinvesteringene, med en norsk andel av verdiskapingen på 16 %. Rørledningene skal drives av Statoil.

Boring og komplettering

Edvard Grieg har plattformkompletterte brønner. Planlegging av boreaktivitetene gjøres av Lundin, og er gir 100 % norsk verdiskaping. Boreriggen har på sin side en beregnet norsk andel på 42 %, mens forbruksvarer til boreaktivitetene har en norsk andel av verdiskapingen på 74 %.

Utstyrsleveranser til kompletteringsarbeidene har en beregnet norsk andel på 35 %, mens selve brønnserviceoperasjonene har en norsk verdiskaping på 61 % i dette tilfellet, der en har plattformkompletterte brønner. Logistikkleveransene i forbindelse med boreaktivitetene er også her en ren norsk leveranse.

Til sammen utgjør boring og komplettering en andel på 30 % av investeringsbudsjettet for Edvard Grieg, med en samlet norsk andel av verdiskapingen på 57 %.

Samlet gir beregningene ovenfor, basert på utbyggingsbudsjettet og inngåtte kontrakter, en norsk andel av verdiskaping til utbygging av Edvard Grieg på 61 %. Utbyggingen er imidlertid ikke ferdig, så sluttresultatet vet man ennå ikke.

Dersom en også her holder eksportanleggene for olje og gass utenfor, øker den norske andelen av utbyggingsprosjektet til 66 %.

3.7.4 Sammenlikning med konsekvensutredningen

I forbindelse med innlevering av Plan for Utbygging og Drift (PUD), ble det gjennomført en samfunnsmessig konsekvensutredning, utført av Asplan Viak. Avhengig av om det ville bli valgt norske eller utenlandske leverandører på dekk og understell, ble den norske andelen av utbyggingskostnadene beregnet til å ville ligge mellom 41 % – 59 %, med en middelværdi på 50 %. Svaret ser altså som vist ovenfor, så langt ut til å bli 61 %, altså litt høyere enn det konsekvensutredningen så for seg ved bygging i Norge.

3.8 Analyse av norsk verdiskaping i utbygging av Aasta Hansteen

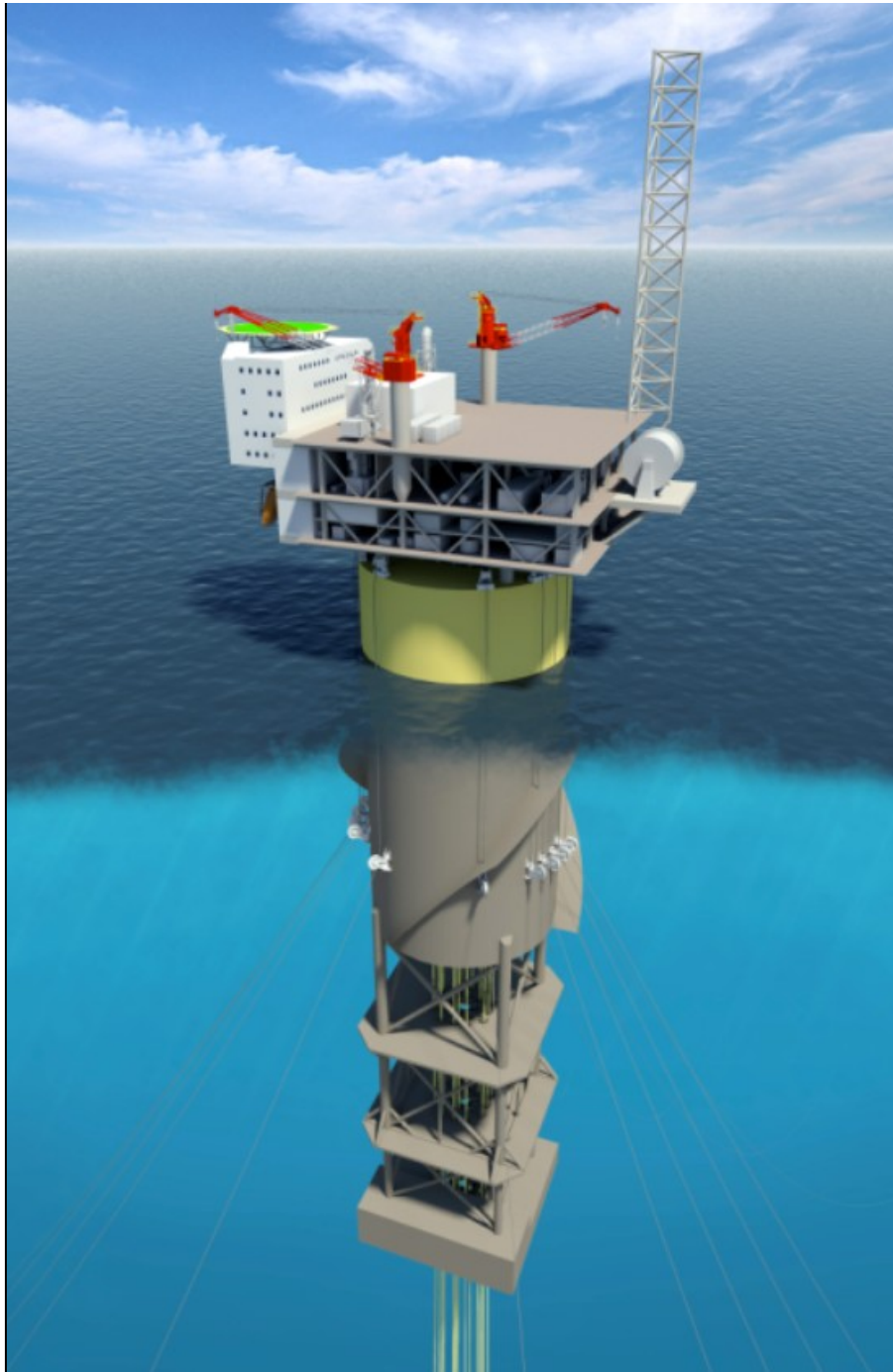
3.8.1 Aasta Hansteen-feltet i Norskehavet

Aasta Hansteen feltet er et middelsstort gassfelt med små mengder assosiert kondensat. Feltet består av tre nærliggende strukturer; Luva, Haklang og Snefrid sør. Feltet ligger rett utenfor Eggakanten i Norskehavet, nær 280 km vest for Meløy og rundt 140 km nord for Norne. Havdyppet i området er hele 1270 meter.

Utvinnbare petroleumsreserver i Aasta Hansteen er beregnet til 46,5 milliarder Sm³ gass og 0,9 millioner Sm³ kondensat. Produksjonsperioden er beregnet til 9 år, med muligheter for forlengelse gjennom innfasing av andre strukturer i området.

Aasta Hansteen er høsten 2014 under utbygging. SPAR plattformen bygges i Korea, da ingen norske verft kan utføre oppgaven, og ventes tauet ut på feltet i 2017. Produksjonen på Aasta Hansteen er ventet igangsatt høsten 2017.

Eiere i Aasta Hansteen prosjektet er Statoil Petroleum AS med 51 %, OMV (Norge) AS med 15%, Wintershall med 24 % og ConocoPhillips Skandinavia AS med 10 %. Utbygger og driftsoperatør for feltet er Statoil.



Figur 3.7: SPAR plattformen på Aasta Hansteen feltet

3.8.2 Utbyggingsløsning for Aasta Hansteen

Aasta Hansteen vil bli bygget ut som et nytt feltcenter med en stor dypvannsflyter, en såkalt SPAR plattform, fast forankret i havbunnen på 1270 m dyp ute på feltet. Et bilde av en SPAR-plattform er vist i figur 3.7.

SPAR-plattformen består av et halvt nedsenket skrog med lagringskapasitet for kondensat, og et plattformdekk på toppen med boligkvarter for rundt 100 personer. Plattformen har videre utstyr for to trinns prosessering av gass og kondensat.

Kraftforsyningen skjer ved hjelp av gassturbiner. Plattformen er dimensjonert for eventuell senere innfasing av andre felt i området.

Stabilisert kondensat vil bli lagret i flyteren og eksportert direkte fra feltet med skytteltankere. Produsert gass planlegges ført fra en manifold (PLEM) plassert rett under SPAR plattformen, gjennom en ny 36" regional eksportørledning på havbunnen kalt Polarled, nesten 500 km sørover til gassterminalen i Nyhamna på Aukra, for videre prosessering til salgsgasskvalitet og eksport. Andre gassfelt ventes innfaset på veien. Bygging av den regionale eksportørledningen er et eget prosjekt, og inngår ikke i denne analysen.

For drenering av reservoarene på Aasta Hansteen vil det bli boret til sammen 7 produksjonsbrønner, fordelt med 4 brønner på Luva, 2 på Haklang og en på Snefrid Sør. Det vil bli installert standard brønnrammer med fire brønnsliiser på Luva og Haklang, og en separat brønn på Snefrid Sør. Brønnene undervannskompletteres og kobles opp mot SPAR-plattformen med rørledninger på havbunnen, og faste stigerør opp til flyteren. Boring og komplettering av brønner vil skje ved hjelp av en halvt nedsenkbar borerigg.

3.8.3 Analyse av norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektet

Spar plattformen til Aasta Hansteen er et Technip design, som vanligvis bygges i Finland, men som her av kapasitetsgrunner bygges ved Hyundai Heavy Industries verft i Korea. En oversikt over beregnet norsk andel av verdiskapingen til utbygging av Aasta Hansteen, er vist i figur 3.7.

Prosjektledelse

Statoils prosjektledelse foregår i hovedsak i Norge, men en har også mye personell som følger opp på byggeplassen i Korea. Norsk andel av verdiskapingen er derfor bare anslått til 93 %. Studier og verifikasjoner er dels norske oppdrag, særlig DnV, og dels utenlandske studier. Norsk andel her er beregnet til 45 %. Eierstyring er et rent norsk anliggende, mens forsikring har en norsk andel av verdiskapingen på 18 %, hvorav 15 % til STAFOR.

Samlet krever prosjektstyring 12 % av investeringene på Aasta Hansteen, med en norsk andel av verdiskapingen på 75 %.

SPAR-plattformen

S kroget til SPAR-plattformen er prosjektert i Houston USA, og bygges i Korea med en beskjedne norsk andel av verdiskapingen på rundt 5 % ifølge Statoil. Dekket er prosjektert i Nederland, og bygget i Korea, så norsk verdiskaping er i utgangspunktet lav også her. Imidlertid inngår også installasjon på feltet i EPC-kontrakten, så Kværner har en jobb å gjøre når plattformen kommer til Norge. Som følge av dette er norsk andel av verdiskapingen til bygging av dekket beregnet til 15 %.

Bulkleveranser til SPAR-plattformen har som en så i kapittel 2 ovenfor, en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 30 %, mens denne andelen for utstyrsleveransene er beregnet til 39 %. Ferdigstillelse for drift i Norge er en ren norsk leveranse.

Til sammen utgjør SPAR-plattformen rundt 52 % av investeringene i Aasta Hansteen utbyggingen, med en beregnet norsk andel av verdiskaping på 18 %.

Undervannsinstallasjoner

Undervannsinstallasjonen på Aasta Hansteen blir bygget av Aker Subsea med en forventet norsk andel av verdiskapingen ifølge bedriften på 63 %. Marine operasjoner til installasjon av utstyret gjøres av Subsea7, med en norsk andel av verdiskapingen på 58 %. Ellers er feltinterne rør innkjøpt i Japan med en svært liten norsk

Tabell 3.7 Beregnet norsk andel av verdiskapingen til utbygging av Aasta Hansteen

WBS kostnadsfordeling	Investerings andel	Norsk andel av verdiskapingen
Prosjektledelse	72 %	93 %
Studier og verifikasjoner	4 %	45 %
Eierstyring mv.	3 %	100 %
Forsikring	21 %	18 %
Sum prosjektledelse	100 %	75 %
SPAR plattform, EPC skrog	39 %	5 %
SPAR plattform, EPC dekk	39 %	15 %
SPAR plattform, bulkleveranser	3 %	30 %
SPAR plattform, utstyrsleveranser	16 %	39 %
Ferdigstilling for drift	3 %	100 %
Sum SPAR plattform	100 %	18 %
Undervannsinstallasjoner	44 %	63 %
Marine operasjoner	45 %	58 %
Styringskabler mv	9 %	49 %
Innkjøp rør	2 %	3 %
Understøttelsesarbeider	1 %	31 %
Sum undervannsinstallasjoner	100 %	58 %
Gass-stigerør og oppkobling mot Polarled	39 %	67 %
Gksportanlegg for kondensat	61 %	70 %
Sum eksportanlegg for gass og kondensat	100 %	69 %
Petroleumsteknologi og prosjektledelse	4 %	100 %
Boreoperasjoner	56 %	48 %
Foringsrør (OCTG)	4 %	3 %
Brønntjenester, mv	14 %	56 %
ROV tjenester	2 %	60 %
Støttefunksjoner for boreriggen	21 %	100 %
Sum boring og komplettering	100 %	61 %
Sum Aasta Hansteen	100 %	40 %

verdiskaping på 3 % til mellomlagring mv. Mens understøttelsesarbeider til rørene har en norsk andel på 31 %, vesentlig steinleveranser.

Til sammen krever undervannsinstallasjonene 21 % av investeringsbudsjettet, med en samlet norsk andel av verdiskapingen på 58 %.

Eksportanlegg for gass og kondensat

Et fast stigerør fører produsert gass fra SPAR-plattformen ned til en manifold på havbunnen under plattformen, der Polarled overtar transporten. Norsk andel av verdiskapingen i stigerøret og særlig oppkoblingen av dette, er anslått til 67 %. Eksportanlegget for kondensat er bygget av Aker Pusnes, med en norsk andel av verdiskapingen på rundt 70 %.

Til sammen gir dette en beregnet norsk andel av verdiskapingen i eksportanleggene på Aasta Hansteen på 69 %. Eksportanleggene utgjør imidlertid under 1 % av totalinvesteringen i Aasta Hansteen utbyggingen.

Boring og komplettering

Prosjektledelse og petroleumsteknologi er en intern leveranse i Statoil, med 100 % norsk verdiskaping. Boreoperasjonene har en beregnet norsk verdiskaping ifølge Statoil på 48 %, mens borerør bare har en beskjedne norsk verdiskaping, vesentlig

lagringskostnader mv. på Florøbasen. Brønntjenester til Aasta Hansteen utføres av Baker Hughes og Halliburton, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 56 %, mens ROV-operasjoner har 60 %. Støttefunksjoner til boreriggen er base og logistiktjenester med 100 % norsk verdiskaping.

Aasta Hansteen er et gassfelt, så det er bare planlagt 7 brønner for å drenere gassressursene. Til sammen utgjør boring og komplettering derfor bare 14 % av utbyggingskostnadene, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 61 %.

Samlet finner en da, basert på utbyggingsprosjektet og inngåtte kontrakter, en beregnet norsk verdiskaping i utbygging av Aasta Hansteen på 40 %. Selv om en trekker ut eksportanlegget for gass og kondensat, øker ikke denne andelen. Ellers må en for Aasta Hansteen ta det forbeholdet at utbyggingen fortsatt er i gang, og at en ikke kjenner sluttresultatet.

3.8.4 Sammenlikning med konsekvensutredningen

For utbygging av Aasta Hansteen foreligger det en samfunnsmessig konsekvensutredning fra 2012, utført av Agenda Kaupang. Denne forutsetter bygging i utlandet, og ender opp med en forventet norsk verdiskaping på 44 %. Resultatet av analysen ovenfor er som en ser en norsk verdiskaping på 40 %, så konsekvensutredningens resultat er litt, men ikke mye for høyt. Dessuten vet en som tidligere nevnt ennå ikke sluttresultatet.

3.9 Usikkerheten i beregningene.

Beregningen av norsk verdiskaping i de sju utbyggingsprosjektene ovenfor er gjort på bakgrunn av en detaljert oppsplitting av prosjektrekskapene og oljeselskapenes kontraktsregistre. Der prosjektene ikke er helt ferdige, har en brukt budsjettall der kontrakter ennå ikke er inngått, men dette utgjør bare en liten del av utbyggingskostnadene. For hovedtyngden av utbyggingene kjenner en kontraktør og kontraktssum slik ar det er mulig å beregne norsk verdiskaping i kontraktene.

Beregningen av norsk verdiskaping er gjort på detaljert nivå av konsulenten i samarbeid med oljeselskapenes prosjektledere, ut fra kjennskap til leverandørbedriftenes produksjon og bearbeiding i Norge. En har videre innhentet opplysninger fra Aker og Aibel. I tvilstilfeller har en også spurt leverandørbedriftene om deres egen vurdering.

For hver kontrakt baserer en dermed beregningen av norsk verdiskaping på to – tre kilder med godt kjennskap til hva leveransen inneholder. Dette gjør at en er rimelig sikker på at eventuelle avvik mellom reell norsk verdiskaping og det en har beregnet ikke er stort, trolig i de fleste tilfeller mindre enn fem prosentpoeng, enten den ene eller den andre veien. Når så en summerer opp norsk verdiskaping i ulike kontrakter til hoveddeler av utbyggingen, og til hele utbyggingen samlet, vil slike mindre avvik vanligvis i stor grad utjamne seg. Samlet vurderer en det derfor slik at beregnet norsk andel av verdiskapingen i de sju utbyggingsprosjektene som helhet, neppe har et større usikkerhetsspenn enn 2 – 3 prosentpoeng begge veier, og at usikkerheten på delprosjektnivå neppe er mye større.

4 Analyser av beregningsresultatene

4.1 Hovedresultater fra tidligere studier

Så vidt en kjenner til, foreligger det bare to større studier de senere år som tar sikte på å etterprøve utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel for å undersøke norsk andel av verdiskapingen i ulike deler av prosjektene. Hovedresultater fra disse studiene er gjengitt nedenfor.

4.1.1 Etterspørselsimpulser for norsk næringsliv av petroleumaktiviteten på norsk kontinentalsokkel

Denne studien ble utført av Agenda Utredning & Utvikling, nå Agenda Kaupang, for Olje- og energidepartementet vinteren 2004. Hensikten var dels å gi en oversikt over nivået på, og utvikling av, norske leveranseandeler til ulike deler av petroleumsvirksomheten, og dels på dette grunnlag å beregne samlede etterspørselsimpulser for norsk næringsliv av planlagte petroleumaktiviteter på norsk kontinentalsokkel de nærmeste årene framover. For foreliggende studie er det den første delen av prosjektet som er interessant.

I mangel av etterprøvningsanalyser, tar studien for OED utgangspunkt i beregnede norske verdiskapingsandeler for ulike typer investeringer, hentet fra de siste samfunnsmessige konsekvensutredningene som på det tidspunkt var laget. Disse andelene ble så forsøkt etterprøvd på et overordnet nivå, ved gjennomgang av registrerte leveranser til de utvalgte prosjektene, i samarbeid med operatørselskapene og leverandørindustrien. Mulige utviklingstrender for norsk verdiskaping ble også drøftet. Verdiskapingsbegrepet var i denne studien det samme som det en benytter her.

Resultatene viste for undervannsinstallasjoner en norsk andel av verdiskapingen på rundt 50 %, uten noen klar utviklingstrend over tid. For flytende plattformer viste studien en norsk andel på rundt 60 %, langsomt avtakende over tid, mens en for utbygging av faste plattformer fant en norsk andel av verdiskapingen på 65 %, og også her en svak nedgang over tid, etter hvert som stadig større deler av produksjonen trolig overføres til utlandet. Rørledninger på norsk sokkel hadde en norsk andel av verdiskapingen på 20–30 %, avhengig av leggemetode, mens boring hadde en norsk andel av verdiskapingen på opp mot 70 %, uten noen klar utviklingstrend over tid.

4.1.2 Regional konsekvensutredning Nordsjøen: Etterprøving av fire utbyggingsprosjekter

Denne studien er utført av Agenda utredning & Utvikling for Oljeindustriens Landsforening i 2006. Studien etterprøvde fire nylig gjennomførte utbyggingsprosjekter av ulik type, med samme metode og med samme definisjon på norsk verdiskaping, som i foreliggende studie. Resultatene bør derfor være sammenliknbare.

Utbygging av Kvitebjørn var et av feltene i etterprøvningsstudien. Kvitebjørn er et selvstendig feltcenter som står på havbunnen på rundt 150 m dyp. Dekket til Kvitebjørn ble bygget i Norge av Vetco Aibel med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 63 %. Understellet ble bygget av Aker Verdal med en beregnet norsk verdiskaping på 65 %, rørledningene hadde 39 % og 29 %, mens boring hadde en beregnet norsk verdiskaping på hele 73 %. Til sammen ga dette en norsk andel av verdiskapingen i Kvitebjørn-utbyggingen på 62 %.

Hydro Oseberg Vestflanken var en satellittfeltutbygging tilknyttet Oseberg B. Bunnramme med ventilsystemer fra FMC hadde her en norsk andel av verdiskapingen på 54 %, installasjonsarbeidene ble utført av Subsea7 med en norsk andel på 44 % mens modifikasjonsarbeider på Oseberg B ga en norsk andel av verdiskapingen på 83 %. Til sammen ga dette en samlet norsk andel av verdiskapingen i prosjektet på 64 %.

Ekofisk 2/4 M er en prosess og brønnhodeplattform som står på havbunnen. Dekket ble bygget av Kverner i Egersund med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 68 %. Understellet ble bygget av Aker Verdalen med en verdiskaping på rundt 50 %, mens modifikasjonsarbeider på Ekofisk hadde en norsk verdiskaping på 83 %. Samlet ga dette en beregnet norsk verdiskaping i prosjektet på 66 %.

Sygna var også en satellittutbygging, her til Statfjord C. Bunnrammen ble levert av FMC med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 55 %. Fabrikasjon og installasjon av rørledningen til Statfjord C hadde en norsk andel av verdiskapingen på 34 %, mens modifikasjonsarbeidene på Statfjord C ga en verdiskapingsandel på 83 %. Samlet ga dette en norsk andel av verdiskapingen ved utbygging av Sygna på 61 %.

Utredningen kommenterte for øvrig at norsk andel av verdiskapingen i leverandørmarkedet, viste en bemerkelsesverdig stabilitet over tid.

4.1.3 Et tidsbilde for utbyggingsprosjekter 8-10 år tilbake i tid.

Fordelen med de to studiene ovenfor, er at de gir et tidsbilde av norsk verdiskaping i ulike deler av en petroleumsutbygging 8 – 10 år tilbake i tid. Sammenlikner en dette med tilsvarende tall i dag, har en et egnet grunnlag for å studere utviklingstrekk over noe tid.

Ser en på den mer overordnede studien for OED fra 2004, finner man norske andeler av verdiskapingen som med et par unntak stort sett tilsvarer de en observerer i dag. Det er faktisk bemerkelsesverdig hvor stabil den norske verdiskapingsandelen i viktige deler av utbyggingsprosjektene synes å være. Akkurat det samme finner en i studien for OLF fra 2006.

I studien fra 2004 fant man en norsk verdiskaping på rundt 60 % for bygging av en SEMI med understell fra Østen. Eksemplet var Kristin-plattformen som sto ferdig i 2003, med en beregnet norsk verdiskaping på 62 %. Gjøa-utbyggingen som sto ferdig i 2010 med samme utbyggingskonsept, hadde til sammenlikning en norsk verdiskaping på 63 %, altså omtrent akkurat det samme. For bygging av SEMIer ser det altså ikke ut til å ha vært noen endringer av betydning over tid, så lenge dekket blir bygget i Norge. Den andre studien fra 2006 hadde ingen SEMI med i etterprøvingen.

For faste plattformer, fant man i studien fra 2004 en gjennomsnittlig norsk andel av verdiskapingen på rundt 65 %. Kvitebjørn som den gang var under utbygging, ble da vurdert til å ha en norsk andel på 66 %. Tre år senere ble Kvitebjørn som sto ferdig i 2004, etterprøvd i studien for OLF, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 62 %. Gudrun fra 2014 og Edvard Grieg som fortsatt er under utbygging, begge med samme utbyggingskonsept og byggesteder som Kvitebjørn, har en beregnet norsk andel av verdiskapingen på henholdsvis 63 % og 61 %. Heller ikke her ser det altså ut til å ha vært noen store endringer de senere år.

Det ser heller ikke ut til å være tilfelle for undervannsutbygginger. I studien for OED fra 2004, fant man en gjennomsnittlig norsk andel av verdiskapingen for undervannsutbygginger på 50 %. Dette omfatter da både utstyr og installasjonsarbeider. I studien for OLF fra 2006, fant en for undervannsutbyggingen Oseberg Vestflanken fra 2005, en norsk andel av verdiskapingen på 54 % for FMCs undervannsproduksjonssystemer, og en andel på 44 % for installasjonsarbeider utført av Subsea7. Sammenlikner en dette

med Gjøa fra 2010, finner man for FMCs undervannsproduksjonssystemer en norsk verdiskapingsandel på 60 %, mens Technips og Subsea 7s installasjonsarbeider hadde en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 52 %. Her var altså de beregnede norske andelene litt høyere i 2010 enn i 2006, men dette kan også skyldes tilfeldigheter eller ulike anslag.

For bygging av FPSOer ser det imidlertid ut til å ha skjedd en endring. I studien for OED fra 2004, fant man en norsk andel av verdiskapingen i utbygging av Åsgard A på 56 %. FPSOen på Åsgard A ble bygget som et tomt skrog i Singapore, mens prosessmodulene ble bygget i Norge og hele utrustningen av dekket ble utført på Aker Stord. I utbygging av Skarv som sto ferdig i 2012, fant man ovenfor bare en norsk andel av verdiskapingen på 46 %. Prosessanlegget og mye av dekkutrustningen på Skarv FPSO ble imidlertid bygget i Korea, slik at bare de avsluttende ferdigstillelsesarbeidene ble gjort i Norge. Norsk verdiskaping i prosjektet ble dermed vesentlig lavere. Det samme gjelder for Goliat, der også ferdigstillingen av SEVANen nå skjer i Korea, og samlet norsk andel av verdiskapingen ser ut til å bli rundt 43 %.

For bygging av FPSOer ser det dermed ut til å ha skjedd en gradvis glidning over tid, der stadig mer av byggearbeidene og utrustningsarbeidene har blitt overført til Østen. Dette har ført til at norsk andel av verdiskapingen i feltutbygginger med FPSOer, ser ut til å ha gått ned med 10 – 13 prosentpoeng de siste ti årene.

Det andre stedet en kan se klare endringer i norsk verdiskapingsandel fra studiene i 2004 og 2006 til i dag, er på borevirksomhet. I studien for OED, beregnet Statoil norsk andel av verdiskapingen fordelt på hovedkomponenter for hele selskapets boreprogram i 2003. Resultatet ga en samlet norsk verdiskapingsandel på 69 %.

Sammenlikner en dette med resultater i avsnitt 2.4 ovenfor, der gjennomsnittlig norsk andel av verdiskapingen i boreoperasjoner i dag ble beregnet til 54 %, ser en klart at her må det ha skjedd en betydelig endring.

Det som har skjedd er trolig at dagratene for leie av borerigger, på grunn av stor etterspørsel etter boretjenester de senere år, har gått veldig kraftig opp og i noen grad også dradd med seg kostnadene for brønnservicetjenester. Siden boreriggene er registrert i et lavskattland, medfører den kraftige økningen i leieprisene, som vist i avsnitt 2.4, at store deler av verdiskapingen i boreoperasjonene går ut av landet, og at norsk andel av verdiskapingen i borevirksomheten går ned.

Regnestykket som er gjengitt i avsnitt 2.4.5 viser at en 20 % reduksjon i dagratene for borerigger, øker norsk andel av verdiskapingen i boreoperasjoner med rundt 12 prosentpoeng. Skal en tilbake til en norsk verdiskaping i boreoperasjoner på 69 %, slik en hadde for ti år siden, må altså dagratene for borerigger på norsk sokkel gå ned med rundt 25 % fra dagens nivå. Etterspørselen etter riggtjenester på norsk kontinentalsokkel ser for tiden ut til å gå noe ned de nærmeste årene framover. Hvor mye dette vil slå ut på dagratene, er det vanskelig å si noe konkret om. Det er imidlertid ingen tvil om at dagratene for leie av borerigger på norsk kontinentalsokkel de siste årene har vært svært høye.

4.2 Variasjoner i norsk verdiskaping mellom de sju utbyggingsprosjektene

4.2.1 Variasjon mellom ulike prosjekter etter byggested

Gjennomgangen av norsk verdiskapingsandel i de sju utbyggingsprosjektene i denne studien, viser betydelige variasjoner. En oppsummering av hovedresultatene, sortert etter byggested, framgår av tabell 4.1.

Tabell 4.1 Beregnet norsk andel av verdiskapingen i de sju utbyggingsprosjektene

Utbyggingsprosjekt	Utbyggings tidsrom	Norsk verdi skapingsandel	Hovedbyggested plattform	Kommentar
Gudrun	2011-2014	62 %	Norge	Understell Kværner Verdal, Dekk Aibel Haugesund Plattformkompletterte brønner
Edvard Grieg	2013-2015	61 %	Norge	Understell Kværner Verdal, Dekk Kværner Stord Plattformkompletterte brønner
Gjøa	2007-2010	63 %	Korea/Norge	Skrog: Samsung Korea, Dekk: Kværner Stord Havbunnskompletterte brønner
Valemon	2011-2014	48 %	Nederland/Korea	Understell: Heerema Nederland, Dekk Samsung Korea Plattformkompletterte brønner
Skarv	2008-2012	46 %	Korea/(Norge)	Samsung Korea, Ferdigstillelse i Norge, Kværner Stord Havbunnskompletterte brønner, Omfattende boreprogram
Goliat	2010-2015	43 %	Korea	Hyundai Korea, Havbunnskompletterte brønner Omfattende boreprogram
Aasta Hansteen	2013-2017	40 %	Korea	Hyundai Korea, Havbunnskompletterte brønner

Den viktigste forklaringsfaktoren på variasjon i norsk andel av verdiskapingen, er om understell og særlig dekk er bygget i Norge eller i utlandet, siden fabrikkverdien tilfaller byggestedet. En ser da også av tabellen at prosjekter bygget i Norge har den klart høyeste norske andelen av verdiskapingen. Gudrun, Edvard Grieg og Gjøa har som en ser i tabell 4.1, alle en beregnet norsk verdiskapingsandel på vel 60 %, og de små forskjellene mellom dem er godt innenfor usikkerheten i beregningene. Understellet på Gjøa er riktignok bygget i Korea, men til gjengjeld har Gjøa et kostbart undervannsanlegg som de to andre prosjektene ikke har.

For de øvrige utbyggingsprosjektene ble eller blir understell og dekk i hovedsak bygget i utlandet. Disse prosjektene har dermed en vesentlig lavere norsk andel av verdiskapingen enn prosjektene ovenfor. Valemon hadde norsk prosjektering og mye norske utstyrsleveranser, men ble i hovedsak bygget i Korea, med understell fra Nederland, og har derfor en beregnet norsk verdiskapingsandel på 48 %. Skarv ble bygget i Korea, men med norsk prosjektering, betydelige ferdigstillelsesarbeider i Norge og et omfattende og kostbart undervannsanlegg. Norsk andel av verdiskapingen er for Skarv beregnet til 46 %. Goliat har også et kostbart undervannsanlegg og betydelig norsk innsats i ferdigstillelsesarbeidene i Korea, og ventes å få en norsk verdiskaping på 43 %. Aasta Hansteen har utenlandsk prosjektering og bygges i Korea, og ligger foreløpig an til å få en norsk andel av verdiskapingen på 40 %.

Det en finner i gjennomgangen ovenfor, er at fabrikkverdien ved bygging av understell og plattformdekk i Norge, gjennomgående gir en økning av norsk verdiskapingsandel i prosjektene som helhet på 15 – 20 prosentpoeng. Ved ikke å ha offshoreverft som kan bygge de største installasjonene på en egnet måte, eller ikke er fullt ut konkurransedyktige på pris, slik at utbyggingene går til utlandet, taper norsk næringsliv som helhet mellom en tredjedel og en fjerdedel av verdiskapingen i prosjektene. For en petroleumsutbygging på 20 – 30 milliarder kr, er dette alene 3 – 5 milliarder kr.

4.2.2 Kontraktformens betydning for byggestedet

Et annet viktig punkt med hensyn til byggested er valg av kontraktform. Norske offshoreverfts store fortrinn framfor verft i Østen, er slik de selv ser det, deres evne til

å gjennomføre sømløse utbygginger av moduler og plattformdekk innenfor en EPC-kontrakt. Ved en slik kontraktsform har kontraktøren full kontroll på prosjektering, innkjøp og fabrikasjon, kan optimalisere byggeprosessen og har god kontroll på leveringstid og kostnader. En slik kontraktsform favoriserer derfor norske offshoreverft.

Alternativ kontraktsform til en EPC kontrakt er ofte EP + C (eller FC), der et industriselskap eller konsulentmiljø, gjerne i Norge, har ansvaret for prosjektering og innkjøp, mens et annet selskap, ofte et verft i Østen, står for selve fabrikasjonen. Ved bygging av FPSOer eller understell til flytere, der ingen norske verft deltar i konkurransen, kan denne kontraktsformen være velegnet for alle parter. Ved bruk av en slik kontraktsform på bygging av plattformdekk, vil norsk næringsliv greit kunne konkurrere og prosjektering og innkjøpsdelen, mens særlig koreanske verft vil ha klare fortrinn på fabrikasjonsdelen.

4.2.3 Forskjeller i norsk verdiskaping mellom ulike utbyggingskonsepter

Et interessant spørsmål i tabell 4.1 er i hvilken grad utbyggingskonseptet har betydning for norsk andel av verdiskapingen i prosjektet. De sju utbyggingsprosjektene er konseptmessig til dels svært ulike. Tre prosjekter, Edvard Grieg, Gudrun og Valemon, er faste plattformer med stålunderstell og plattformkompleterte brønner. De fire andre prosjektene er undervannsutbygginger. Gjøa er en tradisjonell SEMI, en flytende, halvt nedsenkbar plattform. Skarv og Goliat er to helt ulike FPSOer, et skip og en SEVAN, også kalt en bøye, mens Aasta Hansteen er en SPAR, en dyptflytende plattform på meget dypt vann.

Ser en nærmere på den norske verdiskapingsandelen i tabell 4.1, er det imidlertid vanskelig å finne systematiske forskjeller mellom utbyggingskonsepter. Gudrun og Edvard Grieg har samme utbyggingskonsept, og nesten like norske verdiskapingsandeler. Valemon likner på disse, men her er det trolig i første rekke byggestedene, og ikke utbyggingskonseptet, som gjør forskjellen i verdiskaping. Hadde understell og dekk til Valemon blitt bygget i Norge, hadde også dette feltet trolig endt opp med en norsk verdiskapingsandel i overkant av 60 %.

Gjøa har en beregnet norsk verdiskapingsandel på 63 % selv om flyteren har et understell bygget i Korea. Understellet utgjør imidlertid bare en liten del av total-kostnadene for Gjøa, så hadde det vært bygget i Norge, hadde dette bare økt den norske verdiskapingsandelen med 2–3 prosentpoeng. Dessuten har Gjøa et mer kostbart undervannsanlegg med høy norsk verdiskapingsandel, enn de faste plattformene. Forskjellen i norsk verdiskapingsandel gir derfor ikke grunnlag for å si at flytende plattformer har en høyere norsk verdiskapingsandel enn faste plattformer. Trolig er den nokså lik.

De tre utbyggingene i Korea er helt ulike konsepter, men har likevel forholdsvis like norske andeler av verdiskapingen. Forskjellen går mer på hvor prosjekteringene foregår, hvor mye av ferdigstillelsesarbeidene som foregår i Norge, og på hvor omfattende undervannsanleggene er.

For disse tre utbyggingene gjelder det imidlertid at de som følge av valg av type flytende installasjon, vanskelig kan bygges i Norge på konkurransedyktige vilkår. En stor SPAR-plattform som Aasta Hansteen kan for eksempel neppe bygges på en effektiv og måte i Norge. Offshoreverftene har rett og slett ikke nok plass og egnede anlegg for dette. Det samme gjelder trolig også SEVAN plattformen til Goliat, mens i alle fall skroget til Skarv, neppe lenger kan bygges på en konkurransedyktig måte ved norske verft.

Konklusjonen blir dermed at det er vanskelig å finne systematiske forskjeller i norsk verdiskaping ved ulike utbyggingskonsept. Det eneste måtte være at enkelte typer installasjoner på grunn av plassbegrensninger ved norske offshoreverft, i praksis vil bli bygget i utlandet. Ellers er det gjerne andre forhold som skaper forskjeller i norsk verdiskaping mellom utbyggingsprosjektene.

4.2.4 Forskjeller i norsk verdiskaping over tid i de sju utbyggingsprosjektene

I avsnitt 4.1 så en på forskjeller i norsk andel av verdiskapingen i utbygginger utført for vel ti år siden, og utbyggingene i denne studien. For å se om forskjeller i utbyggingsperiode for de sju prosjektene som inngår i denne studien betyr noe for den norske verdiskapingsandelen, har en i tabell 4.1 også lagt inn tidsrommet for utbygging av disse feltene.

Det viser seg imidlertid vanskelig å trekke noen klare konklusjoner ut fra dette. Gjøa, som stod ferdig i 2010, har kanskje litt høyere norsk andel av verdiskapingen enn sammenliknbare felt som Gudrun og Edvard Grieg, dersom om en tar hensyn til at skroget er bygget i Korea, men forskjellen er liten og det er vanskelig å finne noen klar årsak til dette. Dessuten inneholder jo beregningen usikkerhet, særlig for Edvard Grieg som ennå ikke står ferdig.

Skarv, som sto ferdig i 2012 har selv om mye ferdigstillelsesarbeider ble gjort i Norge, bare tre prosentpoeng høyere andel norsk verdiskaping enn Goliat. Goliat har imidlertid på sin side mye byggeplass-oppfølging som hever den norske verdiskapingen, så noen klare konklusjoner med hensyn til utbyggingsperiode, kan ikke trekkes. Det eneste måtte være at Aasta Hansteen som så vidt har startet byggeprosessen ser ut til å få en lavere norsk andel av verdiskapingen enn de to andre Korea-utbyggingene, men her kan forskjeller i utbyggingskonsept og undervannsanlegg spille inn, så det kan ikke trekkes noen klare konklusjoner her heller.

Konklusjonen er derfor at en ut fra det datamaterialet som foreligger, ikke finner noen systematiske endringer i norsk andel av verdiskapingen over tid i de sju utbyggingsprosjektene en her studerer. Tidsdifferansen mellom utbyggingene blir for liten. Skal en studere slike forskjeller må en se utbyggingsprosjekter over et lengre tidsrom. En måte å få til dette på er å gjennomføre en tilsvarende undersøkelse som denne på nye utbyggingsprosjekter, noen år fram i tid.

4.3 Sammenlikning med konsekvensanalysene

4.3.1 Hvordan få et riktig sammenlikningsgrunnlag

Hensikten med en samfunnsmessig konsekvensutredning er å belyse samfunnsmessig lønnsomhet med utbyggingsprosjektet, hvilke virkninger utbyggingen har på norsk næringsliv i form av vare- og tjenesteleveranser til prosjektet, og hvilke sysselsettingsmessige virkninger dette gir. For utbygginger i Norskehavet og i Barentshavet er også regionale og lokale virkninger av utbyggingsprosjektet, og av landbaserte støttefunksjoner i driftsfasen, svært viktige å få belyst på en god måte.

Hvor stor verdiskaping en petroleumsutbygging gir for norsk næringsliv, er en viktig del i den samfunnsmessige konsekvensutredningen. Denne utredningen foretas gjerne et par år før utbyggingen starter, og baseres på DG2 data (Decision Gate 2, - beslutning om å gå videre med planleggingen). Investeringsbeslutningen er på dette stadiet i prosjektet ennå ikke tatt, og ingen kontrakter som avklarer hvor ulike deler av prosjektet bygges er inngått.

En samfunnsmessig konsekvensutredning basert på DG2 data kan gi svært treffsikre resultater dersom byggestedet for ulike deler av prosjektet er avklart, og utbyggingskonseptet ikke endres underveis. Som regel er dette tilfelle, siden mange utbyggings-

konsepter på grunn av kapasitetsmessige begrensninger ikke kan bygges i Norge. I enkelte tilfeller må en imidlertid gjette på om utbyggingen blir foretatt i Norge eller i utlandet, og av og til endres også selve utbyggingskonseptet. I slike tilfeller kan konsekvensutredningens beregning av norsk verdiskapingsandel avvike betydelig fra resultatet. Men da vet en i alle fall hvorfor dette skjer.

4.3.2 Forskjeller og likheter med konsekvensutredningene

En oppsummerende sammenlikning mellom beregningene av norsk andel av verdiskapingen i de sju utbyggingsprosjektene ovenfor og beregningene i de samfunnsmessige konsekvensutredningene som ble foretatt i forkant av prosjektene, er vist i tabell 4.1.

En ser av tabellen at for Gjøa, Gudrun og Skarv, så har konsekvensutredningenes treffsikkerhet vært meget god. Avvikene mellom norsk verdiskapingsandel i denne studien og i konsekvensutredningen er bare 0–2 prosentpoeng. Årsaken til dette er at utbyggingskonseptene har vært avklart før konsekvensutredningene ble utført, og at en har kjent til, eller gjettest riktig på, utbyggingsstedet for ulike anlegg.

For Valemon finner en at konsekvensutredningen viser en norsk verdiskapingsandel på 8 prosentpoeng høyere enn det som ser ut til å bli resultatet. En hovedårsak til dette er at konsekvensutredningen la til grunn at understellet ble bygget i Norge, mens

Tabell 4.2 Sammenlikning av norsk verdiskapingsandel med konsekvensutredningene

Utbyggingsprosjekt	År KU	Verdiskaping KU	Verdiskaping denne analyse	Avvik Prosentpoeng	Mulig årsak til store avvik
Gjøa	2006	62 %	63 %	1 %	
Gudrun	2009	61 %	62 %	2 %	
Edvard Grieg	2011	41% -59%	61 %	20%-2%	2 % ved bygging i Norge
Skarv	2007	46 %	46 %	0 %	
Goliat	2008	-	43 %	-	Skifte av utbyggingskonsept
Valemon	2010	56 %	48 %	-8 %	Endret byggested for understell
Aasta Hansteen	2012	44 %	40 %	-4 %	

det faktisk ble bygget i Nederland. Her gjettest man altså feil, og fikk derfor en litt for høy norsk andel av verdiskapingen i konsekvensutredningen.

På Goliat ser man av tabellen et avvik mellom beregnet norsk verdiskapingsandel i denne analysen og konsekvensutredningens tall på hele 10 prosentpoeng. Dette skyldes at selve utbyggingskonseptet her ble endret underveis, fra en skipsformet FPSO bygget i Østen, men utstyrt i Norge, til en SEVAN bygget og utstyrt i Korea. Norsk andel av verdiskapingen i prosjektet ble dermed vesentlig lavere enn antatt, og en sammenlikning med konsekvensutredningens tall er egentlig ikke mulig.

For Edvard Grieg ble det gjennomført en samfunnsmessig konsekvensutredning som i stedet for et fast anslag basert på gitte forutsetninger, beregnet et intervall for norsk andel av verdiskapingen mellom 41 % og 59 % avhengig av valg av byggested. Resultatet ser som en ser av tabellen, ut til å bli 61 %, litt høyere enn det konsekvensutredningen la til grunn ved bygging av understell og dekk i Norge.

For Aasta Hansteen ser norsk andel av verdiskapingen ut til å bli 40 %, mens konsekvensutredningen la til grunn 44 %. Trolig skyldes dette at utbyggingskonseptet var nytt og ukjent i Norge. Videre er prosjektet langt fra ferdig, så her kan det bli endringer underveis.

Samlet finner en her at de fleste konsekvensutredningene har gitt beregnede norske andeler av verdiskapingen som ligger innenfor et usikkerhetsspenn på 2–3 prosentpoeng. Så lenge utbyggingskonsept og byggested for et utbyggingsprosjekt er rimelig

avklart før den samfunnsmessige konsekvensutredningen gjennomføres, vil en altså med godt kjennskap til norsk næringslivs leveransemuligheter og konkurranseevne, kunne gi ganske treffsikre anslag i konsekvensutredningen på hva norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektet vil bli. Slike samfunnsmessige konsekvensutredninger har derfor sin nytte, også for felt der en ikke går nærmere inn på regionale og lokale virkninger av utbyggingen.

