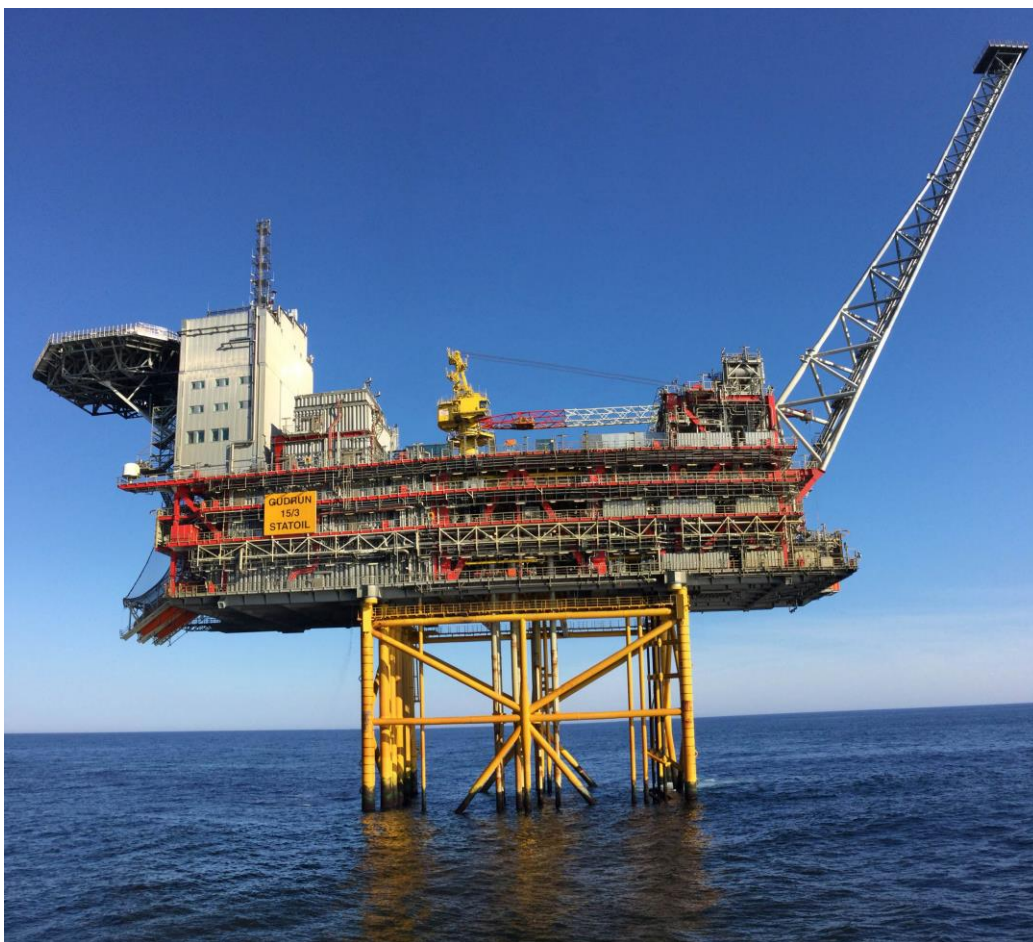


Statoil Petroleum AS

Utbygging og drift av Gudrun



Etterprøving av samfunnsmessige konsekvenser

Rapport

5.07.2016

Oppdragsgiver: Statoil Petroleum AS

Rapport nr.: 9485

Rapportens tittel: Utbygging og drift av Gudrun. Etterprøving av samfunnsmessige konsekvenser

Ansvarlig konsulent: Erik Holmelin

Kvalitetssikret av: Bjørn Brox

Dato: 5.07.2016

Innhold

SAMMENDRAG	7
1 ARBEIDSOPPLEGG OG METODIKK	9
1.1 HENSIKTEN MED ETTERPRØVINGEN	9
1.2 ARBEIDSOPPLEGG OG METODE FOR STUDIEN	9
1.2.1 Hva menes med norsk verdiskaping	9
1.2.2 Viktige problemstillinger som ønskes belyst	10
1.2.3 Beregningsmetode for nasjonal verdiskaping	10
2 NÆRMERE OM GUDRUN-UTBYGGINGEN	12
2.1 KONSEKVENsutredningens utbyggingsplaner for Gudrun-feltet	12
2.2 Gjennomføring av Gudrun-utbyggingen	13
2.2.1 Sammenlikning av utbyggingskonsept med konsekvensutredningen	13
2.2.2 Sammenlikning av investeringskostnadene	14
2.2.3 Sammenlikning av driftskostnadene med konsekvensutredningen	15
3 NORSK VERDISKAPING I UTBYGGINGSPROSJEKTET	16
3.1 BEREGNING AV NORSK VERDISKAPING I GUDRUN-UTBYGGINGEN	16
3.1.1 Byggested for de store komponentene i Gudrun-plattformen	16
3.1.2 Beregning av norsk verdiskaping ved Gudrun-utbyggingen	16
3.1.3 Sammenlikning med den samfunnsmessige konsekvensutredningen	19
4 NORSK VERDISKAPING I DRIFT AV GUDRUN-FELTET	20
4.1 BEREGNING AV NORSK VERDISKAPING TIL DRIFT AV GUDRUN-FELTET	20
4.1.1 Lokalisering av landbaserte støttefunksjoner	20
4.1.2 Beregning av norsk verdiskaping i første hele driftsår	20
4.1.3 Sammenlikning med den samfunnsmessige konsekvensutredningen	21

Forord

Agenda Kaupang AS har vært engasjert av Statoil Petroleum AS for å gjennomføre en etterprøving av samfunnsmessige konsekvenser av utbygging og drift av Gudrun-feltet i midtre del av Nordsjøen, vest av Stavanger. Bakgrunnen for utredningen er et krav fra sentralmyndighetene om at utbygger innen to år etter at et selvstendig petroleumsfelt på norsk kontinentalsokkel er satt i produksjon, skal gjennomføre en analyse av regionale og lokale ringvirkninger av utbyggingen.

Foreliggende etterprøving tar utgangspunkt i investeringsregnskapet for Gudrun-utbyggingen fordelt på hovedkomponenter, og vurderer i samarbeid med Statoils prosjektleder for utbyggingsprosjektet og med hovedleverandørene, norsk andel av verdiskapingen i utbyggingsprosjektet for hver hovedkomponent og samlet for hele utbyggingen. Det samme gjøres for driftskostnadene for feltet i første hele driftsår, i samarbeid med representanter for driftsledelsen. Norsk andel av verdiskapingen i investering og drift sammenliknes videre med beregningene i den samfunnsmessige konsekvensutredningen som var vedlagt Plan for Utbygging og Drift (PUD). Videre vurderes samlede investeringskostnader og driftskostnader opp mot konsekvensutredningens beregninger av disse forhold fra før utbyggingen startet opp.

Agenda Kaupang AS sender med dette ut sluttrapport for etterprøving av Gudrun-utbyggingen i henhold til myndighetenes krav. Etterprøvingen er skrevet av samfunnsøkonom Erik Holmelin i samarbeid med statsviter Bjørn Brox, som også har fungert som kvalitets-sikrer for vårt arbeid.

Stabekk, 5. juli 2016

Agenda Kaupang AS

Sammendrag

Stortinget vedtok i 2010, etter forslag fra regjeringen, at det for nye selvstendige utbygginger av petroleumfelt på norsk kontinentalsokkel skal gjennomføres en analyse i etterkant av de ringvirkningene utbyggingen ga for det norske samfunn som helhet, og særlig regionalt og lokalt. Gudrun-feltet ble satt i drift i 2014. Foreliggende analyse er ment å skulle etterkomme dette krav.

Myndighetenes krav til etterprøving fokuserer særlig på regionale og lokale ringvirkninger av utbyggingsprosjektet. Dette er imidlertid mest aktuelt for utbyggingsprosjekter i Norskehavet og Barentshavet, der utvikling av petroleumsvirksomhet betraktes som et sterkt distriktspolitisk virkemiddel for utvikling av regionalt og lokalt næringsliv.

For utbyggingsprosjekter i Nordsjøen har sentralmyndighetene i stedet fokusert på virkninger av utbyggingsprosjektene for norsk næringsliv og økonomi som helhet, og har ikke ønsket å trekke inn en regional og lokal dimensjon i konsekvensutredningene, fordi petroleumfeltene i Nordsjøen oppfattes som en nasjonal ressurs. For utbygging av felt i Nordsjøen har derfor analyser av samfunnsmessige konsekvenser av utbyggingsprosjekter i hovedsak vært holdt på et nasjonalt nivå. Dette gjelder også for utbygging av Gudrun-feltet. Etterprøvingen av samfunnsmessige virkninger av utbygging av Gudrun-feltet holdes derfor på et nasjonalt nivå. Til gjengjeld analyseres også nasjonale virkninger av drift av Gudrun i første hele driftsår.

Hovedfokuset i etterprøvingsstudien er å beregne norsk verdiskaping i selve utbyggingsprosjektet, og sammenlikne denne med de beregninger som ble gjort i konsekvensutredningen for Gudrun fra 2010. 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 man verdien av norskproduserte varer og tjenester som leveres til denne produksjonen.

Etterprøvingen av norsk verdiskaping i Gudrun-utbyggingen har foregått ved at man ba utbygger om å få tilgang til prosjektets utbyggingsregnskap fordelt på hovedkomponenter. En ba videre om å få koblet hver hovedkomponent opp mot prosjektets kontraktsregister, 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 utbyggingsprosjektene foregikk deretter ved at konsulenten sammen med operatørens prosjektleder, gikk gjennom alle de største kontraktene og benyttet prosjektlederens detaljkunnskap til å finne norsk verdiskaping i hver kontrakt. I tvilstilfeller, og for store kontrakter med mye underleveranser, ba man kontraktøren om å gjøre det samme. Beregnede norske verdiskapingsandeler ble avslutningsvis summert opp på hovedkomponentnivå og for hele utbyggingsprosjektet samlet.

En tilsvarende beregning av norsk verdiskaping ble også foretatt med bakgrunn i driftsregnskapet for Gudrun i første hele driftsår 2015.

For Gudrun-utbyggingen foreligger det en konsekvensutredning fra 2010, som beskriver utbyggingsplanene for feltet, og for det nærliggende satellitt-feltet Sigrun som ble planlagt bygget ut sammen med Gudrun. En etterprøving av utbyggingskonseptet viser at Gudrun-feltet i all hovedsak

ble bygget ut i henhold til det som var forutsatt i konsekvensutredningene for feltet og i Plan for Utbygging og Drift (PUD). Den eneste større forskjell var at Sigrun-feltet etter nærmere vurdering ikke ble bygget ut i denne omgang, på grunn av usikkerhet rundt ressursgrunnlaget. Dette har en justert for ved å fjerne utbyggingskostnadene for Sigrun fra konsekvensutredningens investeringsberegninger.

Gudrun-feltet alene hadde ifølge prosjektregnskapet en samlet utbyggingskostnad på vel 18,4 milliarder 2014-kr. Justert for prisendringer, er dette hele 9 % mindre enn forutsatt i konsekvensutredningen for feltutbyggingen fra 2010. Kostnadstallene som lå til grunn for konsekvensutredningen hadde imidlertid et usikkerhetsspenn på +/- 20 %, så regnskapet for Gudrun-utbyggingen ligger godt innenfor dette.

Det en kan konkludere med er at Gudrun-utbyggingen synes å ha blitt gjennomført på en god og effektiv måte, med samlede investeringskostnader godt i underkant av det som var beregnet i konsekvensutredningen. Alle utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel blir dermed ikke mer kostbare enn forutsatt. Gudrun-utbyggingen er et eksempel på dette.

Norsk verdiskaping i Gudrun-utbyggingen er i samarbeid med Statoils prosjektledelse og representanter for prosjektets hovedleverandører, beregnet i etterprøvingen til nær 11,8 milliarder 2014-kr eller rundt 64 % av de totale utbyggingskostnadene.

Konsekvensutredningen viser, justert for planlagte investeringer på Sigrun, en beregnet norsk andel av verdiskapingen for Gudrun alene på rundt 58 %, altså noe mindre enn det som etterprøvingen viser. Forskjellen mellom konsekvensutredningens beregninger og etterprøvingens studiers resultater er imidlertid bare 6 prosentpoeng. Dette viser at en samfunnsmessig konsekvensutredning i forkant av utbyggingen kan ha en betydelig informasjonsverdi.

Kostnader til drift av Gudrun-feltet var i konsekvensutredningen fra 2010, justert for drift av Sigrun, vurdert til rundt 420 millioner 2008-kr pr år. Justert til 2014-kr gir dette en årlig driftskostnad på vel 500 millioner 2014-kr.

En gjennomgang av prosjektregnskapet for Gudrun i første hele driftsår 2015, viser samlede driftskostnader på vel 470 millioner 2015-kr, eksklusive miljøavgifter, ekstraordinære driftskostnader og eksporttariffer. Etterprøvingen viser dermed driftskostnader som er rundt 6 % lavere enn beregnet i konsekvensutredningen.

Norsk verdiskaping i disse vare- og tjenesteleveransene er i samråd med representanter for drift av Gudrun vurdert til vel 455 millioner 2015-kr eller 96 % av de totale driftskostnadene.

Konsekvensutredningen for Gudrun og Sigrun fra 2010, viste til sammenlikning en beregnet norsk andel av verdiskapingen i driftsfasen på 84 %. Norsk verdiskaping i drift av Gudrun viser seg dermed å være betydelig høyere enn det den samfunnsmessige konsekvensutredningen for feltet for 2010 la til grunn. Begge utredningene er imidlertid enige i at drift av et petroleumsfelt på norsk kontinentalsokkel i all hovedsak er en norsk aktivitet.

1 Arbeidsopplegg og metodikk

1.1 Hensikten med etterprøvingen

Stortinget vedtok i 2010, etter forslag fra regjeringen, at det for nye selvstendige utbygginger av petroleumfelt på norsk kontinentalsokkel skal gjennomføres en analyse i etterkant av de ringvirkningene utbyggingen ga for det norske samfunn som helhet, og særlig regionalt og lokalt. Vedtaket er forankret i Stortingsmelding nr. 28 (2010-2011), der det kreves at: «Operatører for nye, selvstendige utbygginger skal senest to år etter at feltet er satt i produksjon, gjennomføre en analyse av regionale og lokale ringvirkninger av utbyggingen.»

Gudrun-feltet ble satt i drift i 2014. Foreliggende analyse er ment å skulle etterkomme dette krav.

Sentralmyndighetenes krav til etterprøving fokuserer særlig på regionale og lokale ringvirkninger av utbyggingsprosjektet. Dette er imidlertid mest aktuelt for utbyggingsprosjekter i Norskehavet og Barentshavet, der utvikling av petroleumsvirksomhet betraktes som et sterkt distriktspolitisk virkemiddel for utvikling av regionalt og lokalt næringsliv.

For utbyggingsprosjekter i Nordsjøen har sentralmyndighetene i stedet fokusert på virkninger av utbyggingsprosjektene for norsk næringsliv og økonomi som helhet, og har ikke ønsket å trekke inn en regional og lokal dimensjon i konsekvensutredningene, fordi petroleumfeltene i Nordsjøen oppfattes som en nasjonal ressurs. For utbygging av felt i Nordsjøen har derfor analyser av samfunnsmessige konsekvenser av utbyggingsprosjekter i hovedsak vært holdt på et nasjonalt nivå. Unntaket er tilfeller hvor petroleumsvirksomheten medfører anlegg på land som terminalanlegg, rørledninger, strømforsyning mv. I slike tilfeller er også regionale og lokale ringvirkninger rundt disse anleggene utredet.

Når det gjelder Gudrun, så er dette et felt i Nordsjøen uten noen direkte tilknytning til land, bortsett fra noen mindre modifikasjonsarbeider på Kårstø. Som følge av dette ble utredningen av samfunnsmessige konsekvensene av utbyggingsprosjektet i Statoils konsekvensutredning fra 2010, bare holdt på et nasjonalt nivå. Etterprøvingen må derfor også holdes på et nasjonalt nivå, da utbyggingsprosjektet ikke har noen klar regional eller lokal tilhørighet.

1.2 Arbeidsopplegg og metode for studien

1.2.1 Hva menes med norsk verdiskaping

I denne etterprøvingsstudien har en lagt følgende definisjon på norsk verdiskaping til grunn:

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 man 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 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.

1.2.2 Viktige problemstillinger som ønskes belyst

Noen etablert mal for innholdet i en etterprøvningsanalyse for petroleumsutbygginger foreligger ennå ikke. Følgende problemstillinger synes imidlertid interessante å utrede i denne sammenheng:

- En analyse av faktisk utbyggingskostnad fordelt på hovedkomponenter, vurdert opp mot en inflasjonsjustering av konsekvensutredningens anslag for det samme.
- En analyse av prosjektgjennomføringen; tidsrom for utbyggingen, hvor de ulike hovedkomponentene ble bygget, oppkobling på feltet, borevirksomhet mv. Det hele vurdert opp mot konsekvensutredningens forutsetninger.
- En analyse av prosjekt- og leverandørregnskapet, med beregning av norsk andel av verdiskapingen i ulike delkomponenter og totalt, vurdert opp mot konsekvensutredningens anslag.
- En analyse av drift av Gudrun, størrelse på offshorebasert og landbasert driftsorganisasjon, lokalisering av landbaserte støttefunksjoner mv., vurdert opp mot konsekvensutredningens forutsetninger.
- En analyse av faktiske driftskostnader for Gudrun i første driftsår, vurdert opp mot en inflasjonsjustering av de beregnede driftskostnadene for feltet i konsekvensutredningen.

En analyse av disse forhold vil for det første gi en oversikt over norsk verdiskaping i Gudrun prosjektet både i utbyggingsfasen og i første driftsår. Videre får man en test på hvor godt den konsekvensutredningen som leveres myndighetene sammen med Plan for Utbygging og Drift (PUD) i forkant av utbyggingen, beskriver de samfunnsmessige konsekvensene av prosjektet. Denne kunnskap kan i sin tur brukes til å forbedre samfunnsmessige konsekvensutredninger av framtidige utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel.

1.2.3 Beregningsmetode for nasjonal verdiskaping

Hovedfokuset i etterprøvningsstudien er å beregne norsk verdiskaping i selve utbyggingsprosjektet, og sammenlikne denne med de beregninger som ble gjort i konsekvensutredningen for Gudrun fra 2010.

Når det gjelder Gudrun-utbyggingen, så er det slik at en grundig nasjonal analyse av ringvirkninger og verdiskaping i dette utbyggingsprosjektet for norsk næringsliv allerede langt på vei er gjennomført tidligere. I et større prosjekt for OED i 2014 og 2015, kalt «Norsk verdiskaping i utbygging av petroleumfelt» ble sju nylig utførte utbyggingsprosjekt på norsk kontinentalsokkel etterprøvd av Agenda Kaupang AS med hensyn til norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektene. Gudrun-utbyggingen var et av utbyggingsprosjektene i denne studien.

Etterprøvingen ble gjennomført ved at man for hvert utbyggingsprosjekt, herunder også Gudrun, ba utbygger om å få tilgang til prosjektets utbyggingsregnskap fordelt på hovedkomponenter som plattformdekk, understell, undervannsarbeider, boring mv. En ba videre om å få koblet hver hovedkomponent opp mot prosjektets kontraktsregister, 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 utbyggingsprosjektene foregikk deretter ved at Agenda Kaupang sammen med operatørens prosjektleder, gikk gjennom alle de største kontraktene og benyttet prosjektlederens detaljkunnskap til å finne norsk verdiskaping i hver kontrakt. Som regel kunne prosjektleder gi ganske presise anslag på dette. I tvilstilfeller, og for store kontrakter med mye

underleveranser, ba man kontraktøren om å gjøre det samme. Beregnede norske verdiskapingsandeler ble avslutningsvis summert opp på hovedkomponentnivå og for hele utbyggingsprosjektet.

Etterprøvningsstudien for OED inneholdt også en mer dyptgående analyse av leverandørmønster og norsk verdiskaping i utstørs- og bulkleveranser til plattformdekk, i undervannsutbygginger og i borevirksomhet. Denne kunnskapen er benyttet i beregning av norsk verdiskaping i Gudrun-utbyggingen i kapittel 3 nedenfor.

Når det gjelder Gudrun-utbyggingen, så foregikk etterprøvingen etter at feltet var satt i drift i 2014, slik at utbyggingsregnskapet forelå som datagrunnlag, med unntak av borevirksomhet som fortsatt pågikk. Beregningene ble videre gjort på et detaljeringsnivå en med rimelighet kan forvente av en etterprøving. Beregningene for Gudrun-utbyggingen fra 2015 er derfor i hovedsak benyttet uten endringer også i denne feltspesifikke etterprøvningsstudien. Det eneste en har endret av betydning er borekostnadene og beregning av norsk verdiskaping i disse, der prosjektregnskapet først forelå etter boreoperasjonenes avslutning høsten 2015.

For etterprøving av norsk verdiskaping i drift av Gudrun i første hele driftsår 2015, har en i kapittel 4 nedenfor benyttet samme beregningsmetodikk som for utbyggingsprosjektet, men her basert på driftsregnskapet for 2015. En har videre fått hjelp av Statoil personell som kjenner driften godt til å vurdere norsk verdiskaping i hver hovedkomponent i regnskapet.

2 Nærmere om Gudrun-utbyggingen

2.1 Konsekvensutredningens utbyggingsplaner for Gudrun-feltet

Gudrun er et middelsstort olje- og gassfelt i den midtre del av Nordsjøen, rundt 55 km nord for Sleipner og 10 km øst for grensen mot britisk sokkel. Gudrun ble planlagt bygget ut sammen med det mindre oljefeltet Sigrun som ligger 11 km sørøst for Gudrun. Utbyggingen av Sigrun ble imidlertid ikke gjennomført på grunn av usikkerhet om ressursgrunnlaget. I denne etterprøvingen har en justert beregningsgrunnlaget i konsekvensutredningen for manglende utbygging av Sigrun.

Statoils konsekvensutredning (KU) for Gudrun-feltet forelå som vedlegg til selskapets PUD, datert februar 2010. I konsekvensutredningen ble det redegjort for planer om å bygge ut Gudrun-feltet med en enkel prosesseringsplattform med stålunderstell, stående på havbunnen på 110 m dyp. Plattformen ble planlagt med utstyr for førstetrinns separering av brønnstrømmen til rik-gass og delvis stabilisert olje. Videre skulle plattformen ha en boligmodul for driftspersonell og utstyr for plattformkomplettete brønner, men ikke egne borefasiliteter.

Utvinnbare petroleumsreserver i Gudrun feltet, fratrukket ressursene i Sigrun, var i KU beregnet til 10 millioner Sm³ (Standardkubikkmeter) olje, rundt 1,5 millioner tonn NGL (Natural Gas Liquids) og rundt 8,4 milliarder Sm³ tørrgass. Til sammen ble det planlagt å bore 7 produksjonsbrønner og en reinjeksjonsbrønn for vann på Gudrun-feltet, ved hjelp av en oppjekkbar boreplattform. Produksjonsperioden for Gudrun-feltet ble beregnet til 9 år med muligheter for forlengelse.

Delvis stabilisert olje fra Gudrun ble i KU planlagt sendt gjennom en ca. 55 km lang rørledning på havbunnen til Sleipner A plattformen for videre behandling, og deretter eksportert gjennom en eksisterende rørledning til Kårstø. Produsert rik-gass ble planlagt sendt gjennom en gassrørledning på havbunnen til Sleipner A for videre behandling og eksport. På Sleipner A var det i KU lagt inn mindre modifikasjonsarbeider for å kunne ta imot produksjonen fra Gudrun. Det viste seg under utbyggingen at det også var behov for mindre modifikasjonsarbeider på Kårstø. Elektrisk kraft til drift av Gudrun ble planlagt hentet fra Sleipner A gjennom en kabel på havbunnen.

Sigrun-feltet ble i konsekvensutredningen planlagt bygget ut med en undervannsinstallasjon, en produksjonsbrønn og 11 km rørledning og styringskabel på havbunnen til Gudrun. Denne utbyggingen ble som tidligere nevnt ikke gjennomført, noe en har justert for i beregningsgrunnlag og vurderinger nedenfor.

Samlede investeringskostnader i Gudrun og Sigrun samlet ble i konsekvensutredningen beregnet til 20,6 milliarder 2008-kr, i hovedsak fordelt over fem år i perioden 2010 – 2014. Investeringen i Sigrun-utbyggingen framgår ikke separat, men lå ifølge Statoil på et nivå litt under 2,5 milliarder 2008-kr, pluss en produksjonsbrønn til 0,85 milliarder 2008-kr. Samlede investeringer i Gudrun alene ble dermed i konsekvensutredningen beregnet til 17,3 milliarder 2008-kr. Oppstart av produksjonen på Gudrun var i KU estimert til oktober 2013.

Samlede driftskostnader for Gudrun og Sigrun ble i konsekvensutredningen beregnet til 460 millioner 2008-kr i et normalår, det aller meste til drift av Gudrun-plattformen. Beregnede driftskostnader på Sigrun var helt marginale i denne sammenheng.

Driftsbemanningen på Gudrun ble i konsekvensutredningen beregnet til 36 personer pr skift, med tre skift, hvorav 6 innenfor cateringvirksomhet. Landbasert driftsstøtte ble beregnet til 20 årsverk. I

Plan for Utbygging og Drift (PUD) fra 2010 var dette justert opp til 42 årsverk offshore og 27 årsverk i landbasert driftsstøtte.

2.2 Gjennomføring av Gudrun-utbyggingen

2.2.1 Sammenlikning av utbyggingskonsept med konsekvensutredningen

Etter en litt forsinket oppstart i forhold til utbyggingsplanene i KU, ble Gudrun-feltet bygget ut i perioden 2011 – 2014, og satt i drift i april 2014, rundt et halvt år etter tidsskjemaet i konsekvensutredningen. Utbyggingstiden for feltet var imidlertid helt som planlagt.

Et bilde av Gudrun-plattformen ute på feltet er vist i figur 2.1.



Figur 2.1: Bilde av Gudrun-plattformen ute på feltet. Kilde Statoil

Utbyggingen av Gudrun skjedde fysisk i all hovedsak i tråd med planene i konsekvensutredningen ovenfor. Den eneste større endringen var at satellittfeltet Sigrun ikke ble bygget ut i denne omgang, på grunn av usikkerhet rundt ressursgrunnlaget. Videre at en produksjonsbrønn på Gudrun ble boret og deretter permanent plugget på grunn av problemer med reservoaret, mens en valgte å bore en ekstra produksjonsbrønn i tillegg, slik at antall produksjonsbrønner på Gudrun-feltet kom opp i 8. Slike tilpasninger er imidlertid ikke uvanlige. En annen endring i forhold til konsekvensutredningen var som nevnt ovenfor at det viste seg å være behov for mindre modifikasjonsarbeider på Kårstø for å ta imot produksjonen på Gudrun.

2.2.2 Sammenlikning av investeringskostnadene

Samlede investeringer i Gudrun og Sigrun var i konsekvensutredningen for feltet beregnet til vel 20,6 milliarder 2008-kr. Investeringskostnadene i KU baserte seg på såkalte DG2 tall (Decision Gate 2) fra januar 2008, da Statoil bestemte seg for å gå videre med prosjektet. Tallmaterialet som ligger til grunn for en DG2 beslutning har vanligvis fortsatt et usikkerhetsspenn på +/- 20 %. Dette reduseres videre utover i beslutningsprosessen.

Investeringskostnadene i konsekvensutredningen fordelte seg på hovedkomponenter som vist i tabell 2.1. I tabellen har en trukket ut planlagte investeringer i undervannsinstallasjoner på Sigrun for litt under 2,5 milliarder 2008-kr som ikke ble gjennomført, og en produksjonsbrønn på Sigrun til 0,85 milliarder 2008-kr som ikke ble boret, slik at planlagte investeringer i Gudrun-utbyggingen alene var beregnet til nær 17,3 milliarder 2008-kr.

En ser av tabellen at investeringene i prosessplattformen på Gudrun var beregnet i konsekvensutredningen til nær 7,5 milliarder 2008-kr. Rør og undervannsinstallasjoner, i hovedsak rør, var beregnet til vel 2,3 milliarder 2008-kr, mens modifikasjoner og tilknytning til Sleipner var beregnet til 1,55 milliarder 2008-kr og boring til vel 5,95 milliarder 2008-kr.

Tabell 2.1 Konsekvensutredningens beregnede investeringer i utbygging av Gudrun. Millioner 2008-kr.

Anlegg	Investering Millioner 2008-kr
Prosessplattform	7 487
Rør og undervannsinstallasjoner	2 308
Modifikasjon og tilknytning Sleipner	1 550
Boring og komplettering	5 954
Sum investering Gudrun	17 299

Regnskapstallene for Gudrun-utbyggingen viser som det framgår av tabell 3.1 nedenfor, en samlet investering på vel 18,4 milliarder 2014-kr. Skal en kunne sammenlikne konsekvensutredningens tall med regnskapstallene for utbyggingen, må man justere for endret kostnadsnivå fra 2008 – 2014.

Noen egen indeks for oljefelt-utbygginger foreligger ikke, og hvilken prisindeks man skal bruke kan avgjort diskuteres. Både understellet og plattformen på Gudrun ble imidlertid bygget i Norge, så SSBs vareprisindeks for industrinæringene er trolig det nærmeste man kommer. Denne viser en økning i vareprisene for industrien på 17 % i perioden 2008 – 2014. Konsumprisindeksen har til sammenlikning bare økt med 7 % i den samme perioden.

Bruker man vareprisindeksen for industrinæringene og justerer sammenlikningsgrunnlaget som angitt ovenfor, får man et sammenlikningsgrunnlag mellom konsekvensutredningens tall og regnskapstallene for Gudrun-utbyggingen i 2014-kr, som vist i tabell 2.2. Merk at i tabellen er prosjektledelse lagt inn proposjonalt i prosjektregnskapstallene med rundt 8 %, slik de også var i konsekvensutredningen.

En ser av tabell 2.2 at det etter justeringene ovenfor, med unntak av rørledningskostnadene, er forholdsvis små differanser mellom investeringsberegningene i konsekvensutredningen fra 2008 og de faktiske regnskapstallene. Prosessplattformen ble som en ser rundt 9 % billigere enn beregnet i KU, boring ble rundt 3 % dyrere, men så boret man også en ekstra brønn, mens modifikasjoner og tilknytning til Sleipner A ble 14 % dyrere. Her hadde imidlertid ikke konsekvensutredningen tatt høyde for modifikasjonsarbeider også på Kårstø.

Når det gjelder rørledninger og el-kabel mellom Gudrun og Sleipner, ser en derimot en stor besparelse. Disse anleggene kostet som en ser mindre enn halvparten av det som var beregnet i KU. Årsaken til dette var ifølge Statoil svært billige innkjøp av rør og en mer effektiv rørleggingsprosess enn forutsatt i KU, med forhånds-sveisede rør på store ruller.

Tabell 2.2 Sammenlikning av investeringsberegningene i KU med regnskapstall. Mill 2014-kr.

Anlegg	Investering KU Millioner 2014-kr	Prosjektregnskap Millioner 2014-kr	Differanse %
Prosessplattform	8 760	7931	-9 %
Rør og undervannsinstallasjoner	2 700	1215	-55 %
Modifikasjoner og tilknytning Sleipner	1 814	2070	14 %
Boring og komplettering	6 966	7192	3 %
Sum investering Gudrun	20 239	18408	-9 %

Samlet ser en at Gudrun-utbyggingen ifølge regnskapet ble hele 9 % billigere enn en prisindeksjustering av de beregninger som lå til grunn for konsekvensutredningen. Kostnadstallene som lå til grunn for konsekvensutredningen hadde imidlertid som tidligere nevnt et usikkerhetsspenn på +/- 20 %, så regnskapet for Gudrun-utbyggingen ligger godt innenfor dette.

Det en kan konkludere med er dermed at Gudrun-utbyggingen synes å ha blitt gjennomført på en god og effektiv måte, med samlede investeringskostnader godt i underkant av det som var beregnet i konsekvensutredningen.

2.2.3 Sammenlikning av driftskostnadene med konsekvensutredningen

Driftsbemanningen på Gudrun-plattformen var i KU som en her sammenlikner med, estimert til 36 personer fordelt på tre skift. Inkludert i tallene er 6 personer i cateringvirksomhet. I tillegg kommer en landbasert driftsstøtte lokalisert i Stavanger med 20 årsverk.

Reelle tall for driftsbemanning i 2015 var ifølge Statoil 54 årsverk fordelt på tre skift, inkludert 12 personer i cateringvirksomhet. Offshorebemanningen er altså betydelig høyere enn forutsatt i konsekvensutredningen og også høyere enn det som var forutsatt i PUD. Det samme gjelder landbasert driftsstøtte som i 2015 ifølge Statoil var 31,5 årsverk.

Årlige driftskostnader for Gudrun og Sigrun var i konsekvensutredningen beregnet til 460 millioner 2008-kr pr år, eksklusive miljøavgifter og tariffkostnader, uten noen videre oppsplitting i underkategorier. Inkludert i dette var også kostnader til drift av Sigrun, men dette påvirker ikke driftsbemanningen og virksomheten på Gudrun-plattformen, og blir temmelig marginalt i den store sammenhengen, maks 40 mill 2008-kr pr år. Et rimelig sammenlikningsgrunnlag for drift av Gudrun alene blir derfor rundt 420 mill 2008-kr pr år.

Hvilken indeks en skal bruke for å bringe disse kostnadene opp til 2015 nivå kan diskuteres. Rundt halvparten av driftskostnadene er interne kostnader i Statoil til driftspersonell og støtteapparat. Lønnsindeksen for olje- og gassutvinning har i perioden 2008 – 2015 hatt en økning på 25 %, mot rundt 17 % for industrileveranser og litt mer for industriell arbeidskraft. En gjennomsnittlig kostnadsøkning på rundt 20 % i perioden 2008 – 2015 synes derfor rimelig. Justerer en 420 millioner 2008-kr med 20 %, får en et sammenlikningsgrunnlag for driftskostnadene på Gudrun fra konsekvensutredningen på 504 millioner 2015-kr.

Reelle regnskapsmessige driftskostnader for Gudrun i 2015 var 472 millioner 2015-kr, eksklusive miljøavgifter. Også driftskostnadene for Gudrun viser seg dermed å være noe lavere enn det som var beregnet i konsekvensutredningen, til tross for en høyere driftsbemanning både offshore og i landbaserte støttefunksjoner. Forskjellen er imidlertid bare 6 %, så kostnadsberegningen i konsekvensutredningen har på driftssiden vist seg relativt treffsikker.

3 Norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektet

3.1 Beregning av norsk verdiskaping i Gudrun-utbyggingen

3.1.1 Byggested for de store komponentene i Gudrun-plattformen

Til tross for internasjonale anbudskonkurranser og hard konkurranse om de store oppdragene, ble utbyggingen av Gudrun-plattformen i hovedsak foretatt i Norge av norske bedrifter.

Plattformdekket til Gudrun ble bygget av Aibel. Selve stålkonstruksjonen til dekket og et par mindre moduler ble riktig nok bygget ved selskapets anlegg i Thailand, og fraktet til Norge på båt. Videre ble helikopterdekket bygget i Kina. Alt annet arbeid på plattformdekket, og det omfattet meste-parten av verdiskapingen, ble imidlertid foretatt i Norge, i hovedsak ved Aibels offshoreverft i Haugesund.

Stålunderstellet til Gudrun ble bygget av Kværner Verdalen, men med mye utenlandskproduserte komponenter.

Den tredje hovedkomponenten til Gudrun-plattformen, boligmodulen, ble bygget av Apply Leirvik på Stord.

3.1.2 Beregning av norsk verdiskaping ved Gudrun-utbyggingen

Datagrunnlaget for beregningen er som tidligere nevnt i hovedsak regnskapstall fra juni 2014, rett etter at Gudrun-feltet ble satt i drift. Disse regnskapstallene er supplert med endelige borekostnader fra våren 2016, etter at siste produksjonsbrønn var boret. Til sammen gir dette regnskapstall for Gudrun-utbyggingen, som vist i tabell 3.1.

For beregning av norsk verdiskaping i ulike vare og tjenesteleveranser til Gudrun-utbyggingen har en gjennomgått hver enkelt komponent hver for seg. Resultatene er vist i tabell 3.1.

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 var kostnadene til prosjektledelse mv. i Gudrun-utbyggingen på vel 1 370 millioner 2014-kr eller 8 % av totalkostnadene, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 92 %.

Plattform

Plattformdekket til Gudrun ble som nevnt ovenfor bygget av Aibel under en EPC(h) kontrakt. Prosjektledelse, prosjektering mv. foregikk i Norge, og hadde ifølge Aibels beregning 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 Verdalen, der Kværner oppgir en norsk andel av verdiskapingen på 62 %, siden stålrør og koblingspunkter ble importert 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.

Tabell 3.1 Beregnet norsk andel av verdiskapingen til utbygging av Gudrun

WBS kostnadsfordeling	Investering mill kr.	Norsk andel av verdiskapingen	Norsk verdiskaping
Prosjektledelse	1254	100 %	1254
Forsikring	120	10 %	12
Sum prosjektledelse	1374	92 %	1266
Prosjektledelse, prosjektering mv. EPC(h)	1799	89 %	1601
Boligmodul EPC	357	94 %	336
Understell EPC	492	62 %	305
Innkjøp bulk	778	57 %	443
Innkjøp utstyr	966	56 %	541
Fabrikasjon dekk	1798	73 %	1313
Ferdigstillelse dekk	281	100 %	281
Sammenkobling	202	5 %	10
Diverse mindre kontrakter	666	47 %	313
Sum plattform	7339	70 %	5143
Engineering	34	0 %	0
Innkjøp rør mv.	132	2 %	3
Rørbeskyttelse	93	0 %	0
Rørlegging	305	5 %	15
Undervannstilkoblinger	95	24 %	23
Div.mindre kontrakter	192	30 %	58
Sum eksportrør for olje og gass	851	12 %	98
Modifikasjoner Sleipner	1163	75 %	872
Modifikasjonsarbeider Kårstø	752	74 %	556
Sum modifikasjonsarbeider	1915	75 %	1429
Kraftkabel, innkjøp og legging mv.	273	20 %	55
Sum kraftkabel	273	20 %	55
Riggleie mv	3456	50 %	1728
Borekjemikalier, mud,sement,diesel mv	808	74 %	598
Borerør OCTG	106	11 %	12
Brønntjenester	850	75 %	638
Komplettering	608	20 %	122
Annet utstyr	150	27 %	41
Annet arbeid	148	90 %	133
Logistikk, supply, helikopter mv	530	100 %	530
Sum boring og komplettering	6656	57 %	3800
	18408	64 %	11791

Hovedtyngden av arbeidet ble utført i Haugesund, og Aibel oppgir en samlet norsk andel av verdiskapingen på bygging av dekket til 73 %.

Sammenkoblingen av dekk og skrog ble gjort offshore ved hjelp av et utenlandsregistrert tungløftfartøy fra Saipem. Norsk verdiskaping i denne operasjonen var beskjeden, trolig bare rundt 5 % av kostnadene. Ferdigstillelsesarbeidene offshore var mest personellkostnader og hadde en norsk andel av verdiskapingen på nær 100 %. Diverse kontrakter dreier seg i hovedsak om bruk av boreriggen West Epsilon 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 investeringer for vel 7,3 milliarder 2014-kr eller nærmere 40 % av totalinvesteringen, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 70 %.

Eksportrør for olje og gass

Gudrun har plattformkomplettete brønner, så prosjektet har beskjedne undervannsanlegg utover brønner og stigerør, der kostnadene inngår under boring nedenfor.

Det som inngår her er derfor i all hovedsak kostnader til en oljerørledning og en rik-gassrørledning fra Gudrun til Sleipner A. Prosjekteringsarbeidene ble gjort av Rambøll i Danmark, uten noen norsk andel av verdiskapingen. Rør produseres ikke i Norge, og ble kjøpt i utlandet, med svært beskjedne norske andeler av verdiskapingen på rundt 2 %, mens rørbeskyttelse og sveising av rør ble utført i Skottland uten norsk verdiskaping i det hele tatt. Rørleggingen 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 krevde undervannsanleggene investeringer på vel 850 millioner 2014-kr eller nær 5 % av totalinvesteringene i Gudrun-utbyggingen, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på beskjedne 12 %.

Modifikasjonsarbeider

Delvis stabilisert olje og rik gass går i hver sin rørledning fra Gudrun til Sleipner A for videre behandling. 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 krevde disse modifikasjonsarbeidene investeringer på vel 1,9 milliarder 2014-kr eller vel 10 % av investeringene i Gudrun-utbyggingen, med en beregnet 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 krevde investeringer på vel 270 millioner 2014-kr eller vel 1 % av investeringene på Gudrun.

Boring og komplettering

Boreoperasjonen på Gudrun ble i hovedsak utført av Seadrills oppjekkbare borerigg West Epsilon, med noe forboring av Transocean Leader. Beregnet norsk verdiskaping i riggleie er, basert på riggens dagrater, beregnet til 50 %. Borekjemikalier som boreslam, sement og andre borevæsker ble levert av Halliburton, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 74 %. Borerørene er produsert i utlandet, men ble i hovedsak levert av Sumitomo og Odfjell med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på beskjedne 11 %.

Brønntjenestene ble utført av Baker Hughes, Schlumberger, Halliburton og Weatherford, altså alle de store aktørene i markedet, i tillegg til noen mindre aktører, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 75 %. Kompletteringsarbeidene oppe på plattformen ble i hovedsak utført av Halliburton med utstyr levert av Cameron, og med en samlet beregnet norsk andel av verdiskapingen på 20 %. Den samme norske andelen hadde annet utstyr til boreoperasjonene, mens annet arbeid hadde en beregnet norsk andel av verdiskapingen på rundt 90 %. Logistikk,

forsyningsbåt og helikoptertjenester var rene norske leveranser med en norsk andel av verdiskapingen på nær 100 %

Samlet krevde boring og komplettering investeringer på nær 6,7 milliarder 2014-kr eller 36 % av utbyggingskostnadene for Gudrun, og ga en samlet norsk andel av verdiskapingen på 57 %.

Til sammen ga alle disse aktivitetene en total beregnet norsk verdiskaping ved utbygging av Gudrun-feltet på nær 11,8 milliarder 2014-kr eller rundt 64 % av totalinvesteringen.

3.1.3 Sammenlikning med den samfunnsmessige konsekvensutredningen

En samfunnsmessig konsekvensutredning for Gudrun og Sigrun ble foretatt av Agenda Utredning og Utvikling, og vedlagt Statoils konsekvensutredning fra 2010. Datagrunnlaget i den samfunnsmessige konsekvensutredningen var det samme som i Statoils KU, DG2 tall fra 2008.

Den samfunnsmessige konsekvensutredningen baserte seg ifølge sluttrapporten på en detaljert oppsplitting av investeringene som dessverre bare framgår verbalt, slik at en detaljert sammenlikning av norsk verdiskaping med beregningen ovenfor er vanskelig å gjennomføre. Det framgår imidlertid av gjennomgangen av investeringskostnadene, at man etter en nærmere vurdering la til grunn byggested Norge både for plattformdekket og understellet, noe som på det tidspunktet slett ikke var sikkert, men som senere viste seg å være riktig.

Samlet viste den samfunnsmessige konsekvensutredningen en beregnet norsk andel av verdiskapingen i Gudrun og Sigrun-utbyggingen på 55 %. Trekker en imidlertid ut Sigrun-utbyggingen på 2,5 milliarder 2008-kr med en norsk verdiskaping på under 30 % øker beregnet norsk andel av verdiskapingen i den samfunnsmessige konsekvensutredningen for Gudrun-utbyggingen alene til rundt 58 %.

Etterprøvingen av Gudrun-utbyggingen ovenfor viste en norsk andel av verdiskapingen på rundt 64 %, så den samfunnsmessige konsekvensutredningens beregning på rundt 58 % ligger litt lavere. Forskjellen er imidlertid bare 6 prosentpoeng.

Så lenge man i en samfunnsmessig konsekvensutredning legger riktig byggested for utbyggingens hovedkomponenter til grunn, noe som det med kunnskap om norsk offshoreverfts leveransesmuligheter og konkurransekraft ofte er mulig å gjøre, kan dermed en samfunnsmessig konsekvensutredning basert på DG2 tall, gi ganske riktige resultater og en betydelig informasjonsverdi. Gjennomføring av en samfunnsmessig konsekvensutredning i forkant av en petroleumsutbygging kan dermed være nyttig.

4 Norsk verdiskaping i drift av Gudrun-feltet

4.1 Beregning av norsk verdiskaping til drift av Gudrun-feltet

4.1.1 Lokalisering av landbaserte støttefunksjoner

Gudrun-feltet ligger i den midtre del av Nordsjøen, vest for Stavanger, så lokalisering av den landbaserte driftsenheten for Gudrun, ble naturlig lagt til Statoils hovedkontor i Stavanger, der også driftsenheten for Sleipner er lokalisert.

På samme måte ga også lokaliseringen av forsyningstjenesten og helikoptertjenesten til Gudrun-feltet i stor grad seg selv, siden kortest mulig avstand her er en økonomisk og sikkerhetsmessig viktig faktor. Forsyningstjenesten til Gudrun-feltet går derfor fra Statoils base i Dusavika nord for Stavanger, mens helikoptertrafikken går fra Sola Lufthavn.

4.1.2 Beregning av norsk verdiskaping i første hele driftsår

Gudrun-feltet ble satt i drift i 2014, så 2015 var første hele driftsår. Samlede driftskostnader for Gudrun-feltet i 2015 var vel 470 millioner 2015-kr, eksklusive miljøavgifter til staten, ekstraordinære kostnader og eksporttariffer.

En beregning av norsk verdiskaping i drift av Gudrun-feltet er vist i tabell 4.1.

Tabell 4.1 Beregnet norsk verdiskaping ved drift av Gudrun feltet i 2015

Kostnadsart	Driftskostnad mill 2015-kr	Norsk andel av verdiskaping	Norsk verdiskaping
Driftsforberedelser	1,4	100 %	1,4
Driftskostnader	148,4	99 %	146,9
Vedlikeholdskostnader	98,6	96 %	94,7
Brønnvedlikehold	24,2	65 %	15,7
Vedlikehold undervannsinstallasjoner	4,7	70 %	3,3
Plattform service	19,1	100 %	19,1
Reservoarstyring og utvikling	30,7	100 %	30,7
Administrasjon, HSE, forretningsutvikling	18,4	100 %	18,4
Maritime operasjoner	15,8	100 %	15,8
Helikoptertransport	10,5	100 %	10,5
Forsyningsbase	6,4	100 %	6,4
Beredskap	4,1	100 %	4,1
Lisensadministrasjon	1,2	100 %	1,2
Utviklingskostnader	50,5	100 %	50,5
Generell driftsstyring, finanskostnader, studier	27,4	95 %	26,0
Restruktureringskostnader	10,8	100 %	10,8
Sum alle driftskostnader	472,2	96 %	455,5

Driftsforberedelser er en ren Statoil-aktivitet med 100 % norsk verdiskaping. Driftskostnader er i all hovedsak lønn og sosiale utgifter til Statoilansatte i offshoreorganisasjonen og i landbaserte

støttetjenester, med noe innkjøp av varer og tjenester i tillegg, mest fra norske bedrifter. Samlet vurderes norsk verdiskapingsandel i driftskostnadene til 99 %.

Vedlikehold av utstyret på Gudrun-plattformen utføres i all hovedsak av norske bedrifter og med norsk personell, men med noe utenlandskprodusert utstyr, og en beregnet norsk verdiskapingsandel på 96 %. Brønnvedlikeholdet utføres i regi av de store internasjonale brønnservicefirmaene, men gjennom sine norske underavdelinger og med bruk av norsk personell. Norsk verdiskapingsandel i disse operasjonene er beregnet til rundt 65 %. Resten er utstyrsleveranser hentet fra utlandet.

Gudrun-feltet, eksklusive Sigrun, har lite undervannsinstallasjoner, så vedlikeholdskostnadene her er beskjedne, og begrenser seg til inspeksjon og pigging av rørledninger mv. Arbeidet utføres av norske bedrifter, men med en del utenlandsk utstyr, slik at norsk andel av verdiskapingen bare blir rundt 70 %.

Plattform service er i all hovedsak cateringvirksomhet, utført av et norsk firma, med norsk personell, og en beregnet norsk andel av verdiskapingen på nær 100 %.

Reservoarstyring og utvikling er en ren intern leveranse fra Statoil, med 100 % norsk andel av verdiskapingen. Det samme gjelder administrasjon, HSE og forretningsutvikling, som også er en ren intern Statoil aktivitet.

Maritime operasjoner er i hovedsak forsyningsbåt-tjenesten til Gudrun-feltet. Denne tjenesten utføres av en norskeiet båt, med norsk mannskap, og en norsk andel av verdiskapingen på nær 100 %. Helikoptertransporten til Gudrun-feltet foretas av et norskregistrert helikopterselskap, med norske piloter. Også her har man en norsk andel av verdiskapingen på nær 100 %. Kostnadene til forsyningsbasen i Dusavika er også en ren norsk leveranse med 100 % norsk verdiskaping, det samme gjelder kostnader til beredskap.

Lisensadministrasjon er en ren intern Statoil aktivitet med 100 % norsk verdiskaping, det samme gjelder utviklingskostnader, som er en kalkulatorisk kostnad for operatøren av feltet. Generell driftsstyring, finanskostnader og studier er også i hovedsak en intern Statoil aktivitet, men med noe utenlandske innslag i form av studier, og en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 95 %. Restruktureringskostnadene er rene personalkostnader internt i Statoil.

Til sammen gir disse beregningene en norsk verdiskaping i drift av Gudrun-feltet i 2015 på vel 455 millioner 2015-kr eller hele 96 % av de totale driftskostnadene. Dette viser helt klart at drift av et petroleumfelt på norsk kontinentalsokkel i all hovedsak er en ren norsk aktivitet.

4.1.3 Sammenlikning med den samfunnsmessige konsekvensutredningen

Den samfunnsmessige konsekvensutredningen for Gudrun og Sigrun, beregner også norsk andel av verdiskapingen i driftsleveransene til feltet. Konsekvensutredningen legger til grunn at det vil være noen utenlandske leveranser til forsikring og reservedeler, og i tillegg noe forbruksmateriell og vedlikeholdsarbeider, særlig av brønner. Norsk andel av verdiskapingen i driftskostnadene til Gudrun og Sigrun er derfor bare anslått til 84 %.

Beregningen ovenfor viser som en ser en noe høyere norsk verdiskapingsandel på 96 %, i hovedsak som følge av at vedlikeholdsarbeidene i dag utføres av norskregistrerte bedrifter med norsk personell. Begge studiene er imidlertid enige om at drift av petroleumfelt på norsk kontinentalsokkel i all hovedsak er en norsk aktivitet.

